

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2024



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Copyright ©2024, Institute of Energy for SE Europe (IENE)

All rights reserved. Κανένα τμήμα της παρούσας μελέτης δεν μπορεί να αναπαραχθεί ή διανεμηθεί σε οποιαδήποτε μορφή ή με οποιοδήποτε τρόπο χωρίς την γραπτή άδεια του Ινστιτούτου Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE). Παρακαλώ σημειώστε ότι αυτή η έκδοση υπόκειται σε συγκεκριμένους περιορισμούς που αφορούν την χρήση και διανομή της.

ISBN: 978-960-99940-4-0



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας Ετήσια Έκθεση 2024

Η ετοιμασία της παρούσας Έκθεσης χρηματοδοτήθηκε από ίδιους πόρους του Ινστιτούτου και την υποστήριξη των εταιρειών



KYRIAKIDES GEORGOPOULOS
Law Firm

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2024

Μελέτη IENE (M77)

Συγγραφείς

Κωστής Σταμπολής

Αρχιτέκτων - Ενεργειολόγος, Πρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής IENE

Ειρήνη Τερζίδου

Χημικός Μηχανικός, Επιστημονικός Συνεργάτης IENE

Δημήτρης Μεζαρτάσογλου

Οικονομολόγος, Επιστημονικός Συνεργάτης IENE

Κωνσταντίνος Θεοφύλακτος

Μηχ-Μηχ, MSc, Γεν. Γραμματέας IENE και Πρόεδρος Επιτροπής Ενεργειακής Αποδοτικότητας

Γιάννης Γρηγορίου

Αντιπρόεδρος Continental Europe Energy Council και εταίρος IENE

Ευγενία Τζαννίνη

Επικ. Καθηγήτρια ΕΜΠ, Δικηγόρος παρ' Αρείω Πάγω, Εταίρος και μέλος της ΔΕ IENE

Αθήνα, Δεκέμβριος 2024

Η παρούσα μελέτη αποτελεί προϊόν συλλογικής εργασίας των ερευνητών του IENE. Οι απόψεις που εκφράζονται αποτελούν τη συνισταμένη των διαφόρων αντιλήψεων και απόψεων. Επίσης, οι απόψεις που εκφράζονται εδώ δεν ανταποκρίνονται κατ' ανάγκη προς αυτές των οργανισμών που υποστηρίζουν, χρηματοδοτούν ή συνεργάζονται με το Ινστιτούτο.

Περιεχόμενα

	Πρόλογος	14
1.	Εισαγωγή	16
2.	Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	20
2.1.	Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	22
2.2.	Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	24
3.	Η Παγκόσμια και Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά	28
3.1	Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά	30
3.2	Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά	40
4.	Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής	48
4.1.	Ευρωπαϊκοί Στόχοι	50
4.2	Εθνικοί Στόχοι	52
4.3	Ενεργειακή Ασφάλεια σε Ευρώπη και Ελλάδα	54
4.4	Κριτική για την ακολουθούμενη Ενεργειακή Πολιτική	59
5.	Η Ενεργειακή Αγορά και Υποδομές στην Ελλάδα	64
5.1	Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα	72
5.1.1	Δομή της εγχώριας αγοράς πετρελαιοειδών	72
5.1.2	Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου	74
5.1.3	Κατανάλωση Πετρελαίου	77
5.1.4	Ο Τομέας της Διύλισης	79
5.1.5	Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα	87
5.2	Φυσικό Αέριο	100
5.2.1	Ζήτηση και κατανάλωση φυσικού αερίου	100
5.2.2	Πηγές Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου	102
5.2.3	Τιμές Φυσικού Αερίου	104
5.2.4	Λιανική Αγορά	105
5.2.5	Μεταφορά Φυσικού Αερίου Μέσω Αγωγών	108
5.2.6	Έργα Υποδομών Φυσικού Αερίου	111
5.3	Ηλεκτρισμός	126
5.3.1	Προσφορά και Ζήτηση	126
5.3.2	Η Δομή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	132
5.3.3	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	140
5.3.4	Τελευταίες Εξελίξεις στην Εγχώρια Αγορά Ηλεκτρισμού	141
5.4	Στερεά Καύσιμα	148
5.5	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	151
5.5.1	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	152
5.5.2	Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ	153
5.5.3	Χερσαία Αιολική Ενέργεια	154
5.5.4	Υπεράκτια αιολική ενέργεια	158
5.5.5	Φωτοβολταϊκή Ενέργεια	159
5.5.6	Υδροηλεκτρικά	161
5.5.7	Γεωθερμία	162
5.5.8	Οι ΑΠΕ στα Νησιά	165
5.5.9	Διαγωνισμοί ΡΑΑΕΥ για ΑΠΕ και Αποθήκευση	167

5.5.10	Η αγορά των PPAs	168
5.5.11	Δείκτης RECAI (RENEWABLE ENERGY COUNTRY ATTRACTIVENESS INDEX)	170
5.5.12	Ανακύκλωση υλικών έργων ΑΠΕ	170
5.6	Εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου	172
5.6.1	Η κατάσταση στην Ελλάδα	172
5.6.2	Έργα Δέσμευσης και Αποθήκευσης CO ₂	174
5.6.3	Προοπτικές εφαρμογής τεχνολογιών CCUS στην Ελλάδα	176
5.7	Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαραγωγή	177
5.7.1	Πρωθώντας την Ενεργειακή Αποδοτικότητα και τη Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού & Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης στην Ελλάδα το 2023	177
5.7.2	Η κατάσταση της Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης, ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023	181
6.	Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα	182
6.1	Ελληνική Νομοθεσία	184
6.2	Ευρωπαϊκή Νομοθεσία	187
7.	Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας	188
7.1	Περιφερειακή Αγορά Ν.Α. Ευρώπης	190
7.2	Η Ελλάδα στη Ν.Α. Ευρώπη	193
8.	Ενεργειακές Τεχνολογίες	198
9.	Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα	208
9.1.	Εισαγωγή	210
9.2.	Συνολικές Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα	212
9.3.	Πηγές Χρηματοδότησης για Ενεργειακές Επενδύσεις	213
9.3.1.	Ευρωπαϊκές Πηγές Χρηματοδότησης	213
9.3.2.	Εθνικές Πηγές Χρηματοδότησης	215
9.3.3.	Κρίσιμοι Παράγοντες Επιτυχίας	216
10.	Προοπτικές Περαιτέρω Ανάπτυξης της Ελληνικής Αγοράς Ενέργειας	218
11.	Γενικά Συμπεράσματα	222
	Βιβλιογραφία	228
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	235
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I: ΣΧΕΣΕΙΣ ΜΕΤΑΞΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	238
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II – ΙΣΟΖΥΓΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	240
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III: Ηλεκτρική Ενέργεια στην Ελλάδα	244
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV: Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2024-2030	247

Διαγράμματα

1	Εξέλιξη ΑΕΠ και Συνεισφορά Συνιστωσών του για την Ελλάδα	24
2	Εξέλιξη παγκόσμιων εκπομπών CO ₂ , 1959-2023	30
3	Ετήσιες επενδύσεις σε ορυκτά καύσιμα και καθαρή ενέργεια, 2015 – 2023 (τρεις USD)	31
4	Μερίδιο ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως τα έτη 2023, 2030 και 2050, ανά σενάριο.	36
5	Παγκόσμια Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2010 & 2023	36
6	Ετήσια μεταβολή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως ανά τεχνολογία, 2019- 2026	37
7	Προσθήκη ισχύος ανανεώσιμων πηγών ανά τεχνολογία παγκοσμίως	37
8	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία παγκοσμίως, 2000-2028	38
9	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ παγκοσμίως	38
10	Παγκόσμιες εκπομπές CO ₂ και ετήσια μεταβολή, 1900-2023	39
11	Πτώση ρεκόρ στη χρήση άνθρακα και φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ το 2023, οδήγησε στη μείωση αερίων εκπομπών κατά 19%	40
12	Ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ από ορυκτά καύσιμα (TWh), 2000 - 2023	41
13	Κλείσιμο ανθρακικών μονάδων για ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ (σε GW)	41
14	Μερίδιο ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ (%), ανά πηγή	42
15	Μερίδιο ανανεώσιμων πηγών στην ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ (%)	42
16	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στην ΕΕ, 2012 – 2023	43
17	Μηνιαίο μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, 2017 - 2023	43
18	Μηνιαία παραγωγή ανανεώσιμων πηγών στην ΕΕ και το μερίδιο τους στο ενεργειακό μίγμα	43
19	Επίπεδο πλήρωσης αποθηκών φυσικού αερίου στην ΕΕ, 2021-2023	47
20	Επίπεδο πλήρωσης αποθηκών φυσικού αερίου στο τέλος χειμερινής περιόδου 2023/2024 στην ΕΕ	47
21	Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία	51
22	Εξέλιξη Τιμών Φυσικού Αερίου και Ηλεκτρισμού, 2022-2023	54
23	Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης, 2000 και 2020	56
24	Επίπεδο Πλήρωσης Εγκαταστάσεων Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου της ΕΕ, 2021-2023	57
25	Απλοποιημένο διάγραμμα ενεργειακού ισοζυγίου	67
26	Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα ανά πηγή, 2010 – 2022 (χιλ. τόνοι)	68
27	Μερίδιο πηγών στην Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα, 2010 και 2022	68
28	Εξέλιξη Συνολικής Προσφοράς Ενέργειας στην Ελλάδα ανά πηγή (ktoe), 2010-2022	69
29	Μερίδιο πηγών στην Συνολική Προσφορά Ενέργειας, 2010 & 2022	69
30	Τελική ενεργειακή κατανάλωση ανά καύσιμο στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022	69
31	Συμμετοχή πηγών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2022	70
32	Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022	70
33	Συμμετοχή επιμέρους τομέων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2022	70
34	Μερίδιο είδους μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση του τομέα των μεταφορών, 2022	71
35	Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ στο Εγχώριο Ενεργειακό Σύστημα στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2022	71
36	Βαθμός ενεργειακής εξάρτησης Ελλάδας, 2010-2022	72
37	Εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών	72
38	Παραγωγή Αργού Πετρελαίου στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2000-2021	74
39	Εξέλιξη συνολικής παραγωγής κοιτάσματος Βόρειου Πρίνου, βαρέλια την ημέρα (bpd)	75
40	Εισαγωγές πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου στην Ελλάδα ανά Χώρα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022	75
41	Μερίδιο εισαγωγών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά Χώρα, 2022	76
42	Εισαγωγές, Εξαγωγές και Ισοζύγιο Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 2000-2022	76
43	Κατανάλωση πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου ανά τομέα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022	77
44	Ετήσια κατανάλωση πετρελαιοειδών σε μετρικούς τόνους, 2015-2022	77
45	Κατανάλωση πετρελαιοειδών ανά κατηγορία προϊόντος στην Ελλάδα (μετρικοί τόνοι), 2010-2022	78

46	Ποσοστό (%) κατανάλωσης πετρελαιοειδών ανά Περιφέρεια, 2015-2022	78
47	Μερίδια κατανάλωσης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά κατηγορία, 2022	78
48	Προϊόντα διύλισης στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022	79
49	Μερίδιο προϊόντων διύλισης στην Ελλάδα, 2022	79
50	Παραγωγή διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY	80
51	Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY ανά αγορά	80
52	Εβδομαδιαίες τιμές λιανικής (€/1000 lit) για βενζίνη, πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης με και χωρίς φόρους	83
53	Διαμόρφωση μέσης τιμής απλής αμόλυβδης βενζίνης στις 26/04/2024	85
54	Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel κίνησης 26/04/2024	85
55	Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel Θέρμανσης κατ' οίκον 29/3/2024	86
56	Διαχρονική εξέλιξη ζήτησης και κατανάλωσης φυσικού αερίου, 2015-2023	100
57	Εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου (TWh) και μερίδιο ανά κατηγορία πελατών, 2021 - 2023	100
58	Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα (TWh), 2010-2022	101
59	Μερίδια πηγών στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2012-2022	101
60	Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα βασικού σεναρίου – ΕΣΕΚ adjusted, 2021-2030	102
61	Κατανομή εισαγωγών φυσικού αερίου ανά σημείο εισόδου, 2020 - 2023	103
62	Εξέλιξη ποσοστιαίας συμμετοχής σημείων εισόδου φυσικού αερίου στις εισαγωγές στην Ελλάδα, 2010-2023	103
63	Εισαγωγές φορτίων LNG ανά χώρα (TWh), 2020 – 2023	103
64	Μερίδια εισαγωγών LNG ανά χώρα, 2021 και 2023	104
65	Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Μάρτιος 2021 – Μάρτιος 2024	104
66	Εξέλιξη τιμών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου για οικιακή κατανάλωση στην Ευρώπη, 2008 – 2023 (σε €/100 KWh)	105
67	Μερίδια αγοράς φυσικού αερίου ανά χρήστη μεταφοράς 2023, % καταναλωθείσας ενέργειας (μέσος όρος τριμήνων)	106
68	Μερίδια αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει ενεργών σημείων σύνδεσης, 2023	106
69	Μερίδια των Προμηθευτών στην λιανική αγορά φυσικού αερίου (βάσει πλήθους σημείων παράδοσης), Σύνολο αγοράς, ΜΠ & ΧΠ, 2023	107
70	Μερίδια των Προμηθευτών στην λιανική αγορά φυσικού αερίου (βάσει κατανάλωσης), Σύνολο αγοράς, ΜΠ & ΧΠ, 2023	108
71	Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς φυσικού αερίου, 2018-2023	109
72	Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ το 2021 και 2023	112
73	Το project CO ₂ Αποθήκευσης στον Πρίνο	116
74	CNG τιμές στην Ελλάδα €/kg, 31/07/2023 – 28/07/2024	124
75	Μεταβολή καθαρής παραγωγής (GWh) 2023/2022	127
76	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή, 2020-2023	127
77	Μερίδιο πηγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2021, 2022 και 2023	127
78	Μερίδιο πηγών στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2021, 2022 και 2023	128
79	Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα GWh, 2000-2022	128
80	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο 2020-2023	129
81	Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2023	129
82	Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2022	130
83	Εμπορικά προγράμματα εισαγωγών-εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας ανά διασύνδεση της Ελλάδας το 2023 (GWh)	130
84	Εξέλιξη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 2007 – 2023 (GWh)	131
85	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) 2021- 2023	131
86	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) και ανά μήνα, 2023	131
87	Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 2010-2022 (χιλιάδες τόνοι)	132
88	Ποσοστιαία κατανομή κλάδων στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2022	133
89	Ενεργειακές Αγορές βάσει Μοντέλου Στόχου	133

90	Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	133
91	Εξέλιξη target model στην Ελλάδα	133
92	Εξέλιξη μεσοσταθμικής τιμής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερησία Αγορά) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, 2015 έως 2023	134
93	Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης, 19- 25 Αυγούστου 2024	136
94	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ελλάδα, Α' Εξάμηνο 2018 – Β' Εξάμηνο 2023	137
95	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, β' εξάμηνο 2023	137
96	Μερίδια προμηθευτών εκπροσώπων φορτίου, 2023	137
97	Μερίδια εκπροσώπων φορτίου ανά επίπεδο τάσης (ΥΤ: υψηλή τάση, ΜΤ: μέση τάση, ΧΤ: χαμηλή τάση), 2023	138
98	Λιανικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και ΕΕ, 1ο εξάμ. 2008 – 1ο εξάμ. 2023	138
99	Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Τεχνολογία Αποθήκευσης Ενέργειας	143
100	Μερίδιο πωλήσεων οχημάτων ανά τύπο καυσίμων 2023 και 2022	146
101	Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2023	146
102	Εξέλιξη συνολικών σημείων επαναφόρτισης στην Ελλάδα	147
103	Μερίδιο επιβατικών οχημάτων εναλλακτικών καυσίμων ανά είδος στην Ελλάδα, 2023	147
104	Παραγωγή Λιγνίτη 2022 & 2023 (Mt)	149
105	Εξέλιξη χρήσης και μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, 2013-Ιούλιος 2024	150
106	Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα Ορυχεία Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου – Φλώρινας της ΔΕΗ (1958 – 2020)	150
107	Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα ορυχεία Μεγαλόπολης (1970 – 2020)	151
108	Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2010-2022	151
109	Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2015-2023 (GWh)	152
110	Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh), 2018 – Ιούνιος 2024	152
111	Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (GWh) στο σύνολο της Επικράτειας, 2015- Ιούνιος 2024	153
112	Μερίδιο τεχνολογιών στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, 2015, 2022 & 2023	153
113	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW), 2018 – 2022	153
114	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (MW), 2015 – Ιούνιος 2024	154
115	Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο σύνολο της Επικράτειας 2015, 2022 και 2023	154
116	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) χερσαίας αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1999- α' εξάμηνο 2024	155
117	Γεωγραφική κατανομή ισχύος αιολικών ανά Περιφέρεια (MW), α' εξάμηνο 2024	155
118	Μερίδιο κατασκευαστών ανεμογεννητριών στην συνολική αποδιδόμενη αιολική ισχύ στην Ελλάδα, 2023	156
119	Νέα εγκατεστημένη ισχύς (MW) χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών ανά χώρα στην Ευρώπη το 2023	157
120	Ποσοστό ηλεκτρικής ζήτησης που καλύπτεται από αιολική ενέργεια το 2023 σε διάφορες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης	157
121	Μερίδιο φωτοβολταϊκών στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, 2010 - 2023	159
122	Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων, 2010-2023	159
123	Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοκατανάλωσης, 2015-2023	159
124	Μερίδιο αγοράς ανά μέγεθος στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ	160
125	Αριθμός συνδεδεμένων ΦΒ συστημάτων, 2010-2022	160
126	Λιγότερες εκπομπές CO ₂ λόγω φωτοβολταϊκών (εκατ. τόνοι), 2010-2023	160
127	Επενδύσεις φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα 2010-2023, σε εκατομμύρια ευρώ	160
128	Σύγκριση αγοράς το α' εξάμηνο του 2024 σε σχέση με την αντίστοιχη περίοδο του 2023	161
129	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά (GWh) 2020 - 2023	161
130	Καθαρή ισχύς Υδροηλεκτρικών Σταθμών στην Ελλάδα (MW), Δεκέμβριος 2023	162
131	Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύ το 2023	162
132	Εγκατεστημένη ισχύς γεωθερμίας για ηλεκτρισμό και θερμότητα/ψύξη το 2023	163
133	Αριθμός γεωθερμικών σταθμών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη το 2023	164

134	Γεωγραφική κατανομή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Απρίλιος 2024	165
135	Επισκόπηση των κυρίων ΡΡAs στην Ελλάδα – Συμβασιопоιημένη ισχύς 1,1 GW έως Μάρτιο 2024	169
136	Ισχύς συμβάσεων ΡΡAs στην Ευρώπη, 2018- 2023	169
137	Οι μεγαλύτεροι πωλητές ΡΡAs στην Ευρώπη το 2023, MW	169
138	Οι μεγαλύτεροι αγοραστές ΡΡAs στην Ευρώπη το 2023, MW	169
139	Συλλογή Αποβλήτων Ηλεκτρονικού Εξοπλισμού (Kg), 2019 -2023	171
140	Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα	173
141	Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα στο πλαίσιο του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (σταθερές εγκαταστάσεις)	173
142	Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα ανά τομέα	173
143	Σχηματική απεικόνιση κόμβου δέσμευσης, αποθήκευσης και μεταφοράς CO ₂	176
144	Συνολική Προσφορά Ενέργειας (%) στην ΝΑ Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένου της Τουρκίας, 2010 και 2022	192
145	Συνολική Προσφορά Ενέργειας (%) στην ΝΑ Ευρώπη, χωρίς την Τουρκία, 2010 και 2022	192

Πίνακες

1	Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Σταθερές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2023-2025	23
2	Εξέλιξη Βασικών Μακροοικονομικών Μεγεθών – Εθνικοί Λογαριασμοί (Εποχικά Διορθωμένα Στοιχεία, Σταθερές Τιμές 2015), Προσωρινά Στοιχεία	25
3	Σύγκριση Προβλέψεων για Επιλεγμένους Οικονομικούς Δείκτες για τα Έτη 2024 και 2025 (σε Σταθερές Αγοραίες Τιμές, Ετήσιες % Μεταβολές)	26
4	Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2010-2050	34
5	Σύνοψη Εθνικών Στόχων και Δεικτών του Αναθεωρημένου ΕΣΕΚ	53
6	Ορισμοί βασικών εννοιών ισοζυγίου ενέργειας σύμφωνα με τη Eurostat	66
7	Διυλιστήρια HELLENIC ENERGY	79
8	Επεξεργασία αργού και α' υλών Motor Oil	81
9	Παραγωγή προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil, 2022 & 2023	81
10	Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil	81
11	Μέσες τιμές λιανικής πώλησης καυσίμων για όλη την Ελλάδα, 12 Ιουλίου 2024 (€/lit, συμπ. ΦΠΑ)	82
12	Τιμές καυσίμων (συμπεριλαμβανομένων φόρων) σε επιλεγμένες χώρες στις 15 Ιουλίου 2024	82
13	Ενεργοί προμηθευτές φυσικού αερίου, Ιανουάριος 2024	106
14	Κατανάλωση στη ΜΠ και ΧΠ (MWh ανά κατηγορία χρήσης), Σύνολο Αγοράς, 2022 και 2023	107
15	Κατανάλωση στη ΜΠ και ΧΠ (MWh) ανά Δίκτυο Διανομής και ανά μήνα, 2023	107
16	Μήκος των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου (χλμ)	108
17	Διακίνηση φυσικού αερίου στο ΕΣΦΑ (MWh), 2019 -2023	109
18	Μεταφορά φυσικού αερίου μέσω του TAP, 2021 - 2023	109
19	Μεταφορά φυσικού αερίου μέσω IGB και τεχνική δυναμικότητα σημείων εισόδου και εξόδου, 2022-2023	110
20	Πλήθος Σημείων Παράδοσης και μηνιαία διανεμηθείσα ποσότητα φυσικού αερίου ανά κατηγορία τιμολογίου διανομής, Ιανουάριος 2024	111
21	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, Απρίλιος 2024	140
22	Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2021 & 2023	140
23	Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη – Διασυνδεδεμένα Νησιά	140
24	Πωλήσεις Οχημάτων ανά τύπο καυσίμων στην Ελλάδα, 2023 & 2022	146
25	Χρονοδιάγραμμα απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων	148
26	Νέα εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων το α' εξάμηνο του 2024, MW	161
27	Χρήσεις γεωθερμίας στον Ελλαδικό χώρο το 2023	165
28	Οι ΑΠΕ στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά	166
29	Οι ΑΠΕ στα Διασυνδεδεμένα Νησιά	167
30	Διαγωνισμοί ΡΑΑΕΥ για αποθήκευση, 2023	168
31	Δείκτης ελκυστικότητας ΑΠΕ – RECAI INDEX	170

32	Πίνακας κατάταξης χωρών ως προς τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, αποτελέσματα 2025	174
33	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023	181
34	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2024-2030	210
35	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2023	224
36	Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2023	224

Χάρτες

1	Μέσες ετήσιες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και ετήσια διαφορά στην ΕΕ-27/ΕΟΧ (Νορβηγία), Ελβετία - 2023 (€/MWh, %)	44
2	Αρνητικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στα κράτη μέλη της ΕΕ το 2023 (αριθμός συμβάντων)	45
3	Κοιτάσματα Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και Έψιλον στον κόλπο της Καβάλας	74
4	Μερίδιο φόρων στην τελική τιμή λιανικής καυσίμων στην ΕΕ, 2023	86
5	Χάρτης παραχωρήσεων	92
6	Χάρτης ενεργών συμβάσεων Έρευνας και Παραγωγής	93
7	Χάρτης σεισμικών 2D 3D περιοχή Ιόνιο	94
8	Χάρτης σεισμικών 2D 3D περιοχή 2	94
9	Θέση γεώτρησης «Ήπειρος 1»	95
10	Σεισμικές έρευνες 2D 3D στην περιοχή ΝΔ Κρήτη	97
11	Χάρτης μεταφοράς και αποθήκευσης CO ₂	99
12	Τιμές φυσικού αερίου για οικιακούς καταναλωτές, β' εξάμηνο 2023 (Μονάδες Αγοραστικής Δύναμης- Purchase Power Standards PPS ανά 100 kWh)	105
13	Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης	112
14	FSRU Αλεξανδρούπολης – Νέα πύλη ενεργειακού εφοδιασμού για την Ελλάδα και την ευρύτερη περιοχή	113
15	Χωροθέτηση FSRU Διώρυγα Gas	114
16	Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα	115
17	Δυναμικότητα αποθήκευσης αερίου και επίπεδο πλήρωσης στα κράτη μέλη της ΕΕ (31 Ιανουαρίου 2024)	115
18	Σχηματική απεικόνιση μεταφοράς CO ₂ από το κοιτάσμα Πρίνος	116
19	Όδευση Αγωγού TAP	117
20	Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου	118
21	Όδευση Αγωγού IGB	119
22	Κάθετος Διάδρομος Φυσικού Αερίου	120
23	Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI	120
24	Όδευση Αγωγού IGNM	121
25	Όδευση Αγωγού Turkish Stream	121
26	Όδευση Αγωγού East Med	122
27	Δίκτυο Πρατηρίων CNG	123
28:	Χαρτοφυλάκιο μονάδων της ΔΕΗ στην Ελλάδα	134
29	Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2022	135
30	Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2023	135
31	Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 01/01/2024 έως 26/08/2024	136
32	Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακούς καταναλωτές (συμπεριλαμβανομένων φόρων και χρεώσεων), β' εξάμηνο 2023 (€/kWh)	138
33	Τιμές τελικού χρήστη ηλεκτρικής ενέργειας (c€/kWh) τον Ιούλιο του 2024	139
34	Χάρτης των διασυνδέσεων του Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος	142
35	Θέση του έργου αντλησιοταμιευτικός σταθμός Αμφιλοχίας	144
36	Ταμιευτήρες αντλησιοταμιευτικού σταθμού Αμφιλοχίας	144
37	Παραγωγή λιγνίτη, λιθάνθρακα και εισαγωγές λιθάνθρακα στην ΕΕ, 2023	149
38	Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα, 2024	156
39	Εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ – Προτεραιοποίηση για Ανάπτυξη	158
40	Χαρτογράφηση των κύριων ταμιευτήρων γεωθερμικής τηλεθέρμανσης και ψύξης στην Ευρώπη το 2023	163
41	Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας	164
42	Ανάπτυξη Υβριδικών Συστημάτων ΑΠΕ	166
43	Η ευρωπαϊκή αγορά των PPAs το 2023	169
44	Προτεινόμενες περιοχές για CCUS hubs στην Ελλάδα	176
45	Η περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης	190

Μονάδες Μέτρησης

bcm	billion cubic meter	kWp	kilowatt peak	GWh	gigawatt hour
bcma	billion cubic meter per annum	kVA	kilovolt-ampere	TWh	terawatt hour
bbl	barrel of crude oil	MW	megawatt	°C	degrees of Celsius
bpd	barrel per day	GW	gigawatt	m	meter
toe	tonne of oil equivalent	TW	terawatt	cm	cubic meter
MJ	megajoule	kWh	kilowatt hour	km	kilometer
GJ	gigajoule	MWh	megawatt hour		

Συντομογραφίες

ΑΔΜΗΕ Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΕΛΑΠΕ Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ	ΜΜΚΘΣ Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Σταθμών	ΕΒRD European Bank for Reconstruction and Development
ΑΕΠ Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν	ΕΛΕΤΑΕΝ Ελληνική Εταιρεία Αιολικής Ενέργειας	ΟΤΣ Οριακή Τιμή Συστήματος	ΕΙΒ European Investment Bank
ΑΠΕ Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	ΕΛΠΕ Ελληνικά Πετρέλαια	ΠΝΠ Πράξη Νομοθετικού Περιεχομένου	ΕΙΔ Final Investment Decision
ΑΣΦΑ Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου	ΕΠΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Εταιρεία Παροχής Αερίου Αττικής (Φυσικό Αέριο - Ελληνική Εταιρεία Ενέργειας)	ΡΑΑΕΥ Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων	ΕΙΡ Feed-in Premium
ΔΑΠΕΕΠ Διαχειριστής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εγγυήσεων Πρόελευσης	ΕΠΑ Θεσσαλονίκης- Θεσσαλίας Εταιρεία Παροχής Αερίου Θεσσαλονίκης- Θεσσαλίας (ΖΕΝΙΘ)	ΣΕΕΠΕ Σύνδεσμος Εταιρειών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος	ΕΙΤ Feed-in Tariff
ΔΕΔΑ Δημόσια Επιχείρηση Δικτύων Διανομής Αερίου	ΕΣΕΚ Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα	ΣΕΦ Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών	ΕΙΡ Ionian Adriatic Pipeline
ΔΕΔΔΗΕ Διαχειριστής Εθνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΕΣΦΑ Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου	ΣΗΘΥΑ Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης	ΕΙΑ International Energy
ΔΕΗ Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού	ΕΤΜΕΑΡ Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων	ΤΑΙΠΕΔ Ταμείο Αξιοποίησης Ιδιωτικής Περιουσίας του Δημοσίου	ΕΙΒ Interconnector Greece- Bulgaria
ΔΕΠΑ Δημόσια Επιχείρηση Αερίου	ΕΧΕ Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας	ΥΚΩ Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας	ΕΙΝΜ Interconnector Greece-North Macedonia
ΔΕΣΦΑ Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	ΕΙΝΕ Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης	ΥΦΑ Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο	ΕΙΤΙ Interconnector Greece-Turkey-Italy
ΔΝΤ Διεθνές Νομισματικό Ταμείο	ΙΟΒΕ Ίδρυμα Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών	ΦΟΣΕ Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης	ΕΙΡ Trans Adriatic Pipeline
ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής	ΚΥΑ Κοινή Υπουργική Απόφαση	ΦΟΣΕΤΕΚ Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου	
ΕΔΕΥΕΠ Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων	ΛΑΓΗΕ Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΧΧΔ Χρεώσεις Χρήσης Δικτύου	
	ΜΔΝ Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	ΧΧΣ Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος	

“ Ο ανά χείρας τόμος αποτελεί την τέταρτη κατά σειρά έκδοση της Ετήσιας Έκθεσης του IENE για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα. Έχουν προηγηθεί οι εκδόσεις του 2019, 2020 και 2023. Η τακτική έκδοση αναλυτικών εκθέσεων για τον ενεργειακό τομέα στην Ελλάδα και την ΝΑ Ευρώπη αποτελεί βασικό μέλημα του Ινστιτούτου στην προσπάθεια του για ευρύτερη και αντικειμενική ενημέρωση γύρω από τα ενεργειακά θέματα.

Μπορεί να ακουστεί πλεονασμός και περιττή διαπίστωση η τοποθέτηση μας ότι μια επικαιροποιημένη έκδοση όπως η παρούσα, έρχεται να συμβάλλει θετικά στην καλύτερη κατανόηση της δομής και λειτουργίας του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα, που αναμφισβήτητα αποτελεί την ραχοκοκκαλιά της οικονομίας και βασικό αναπτυξιακό πυλώνα. Μπορεί ο ενεργειακός τομέας σε απόλυτα νούμερα να συμβάλλει σε πολύ χαμηλότερο ποσοστό στο ΑΕΠ της χώρας, που υπολογίζεται στο 4,0%, σε σύγκριση με άλλους τομείς όπως λ.χ. αυτόν του τουρισμού, που συμβάλλει στο επίπεδο του 15,0%, όμως είναι ένας τομέας υψηλής στρατηγικής σημασίας, αφού από την απρόσκοπτη και με ανταγωνιστικές τιμές προμήθεια ενέργειας εξαρτάται η πρόοδος της υπόλοιπης οικονομίας και του κοινωνικού συνόλου γενικότερα.

Όπως και οι προηγούμενες, έτσι και η φετινή Έκθεση καλύπτει όλους τους επιμέρους κλάδους όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, τα στερεά καύσιμα, τον ηλεκτρισμό και τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), την συμπαραγωγή και την Ενεργειακή Αποδοτικότητα. Επίσης αναφέρεται στις επενδύσεις σε όλους τους ανωτέρω κλάδους αλλά και στις προβλέψεις για ενεργειακή ζήτηση και προσφορά με αναφορά στους Ελληνικούς και Ευρωπαϊκούς στόχους. Ακόμα, καλύπτει θέματα που αφορούν την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας σε συνάρτηση με τα προβλεπόμενα σε ευρωπαϊκό επίπεδο και ασφαλώς αναφέρεται στην ακολουθούμενη εθνική ενεργειακή πολιτική. Στην συνέχεια παρουσιάζονται οι τελευταίες εξελίξεις στο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο ενώ αναδεικνύονται οι προωθούμενες ενεργειακές τεχνολογίες. Εξετάζεται επίσης η ενεργειακή θέση της Ελλάδας σε σχέση με τις εξελίξεις και τις προοπτικές στην ΝΑ Ευρώπη, όπου η χώρα μας έχει επανέλθει στο περιφερειακό ενεργειακό σκηνικό, διεκδικώντας ολοένα και μεγαλύτερο ρόλο.

Η παρούσα Έκθεση, η οποία δημοσιεύεται λίγους μήνες μετά το κυβερνητικό Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), δεν αποβλέπει σε αντιπαράθεση ή εναλλακτική τοποθέτηση. Σε αντίθεση με το ΕΣΕΚ αποτελεί αποκλειστικά πηγή συγκεντρωτικής ενημέρωσης και εργαλείο ανάλυσης ενώ δεν εστιάζεται σε προβλέψεις και αναλυτικά σενάρια, και υπό αυτή την έννοια δεν συνιστά πρόταση ενεργειακής πολιτικής. Χωρίς να αποφεύγει εντελώς την κριτική στην ακολουθούμενη σήμερα ενεργειακή πολιτική εκτιμώ ότι η παρούσα Έκθεση έρχεται να προσφέρει ένα χρήσιμο βοήθημα στην μελέτη και κατανόηση του εγχώριου ενεργειακού συστήματος.

Η Έκθεση, που χρηματοδοτήθηκε κυρίως από ίδιους πόρους του Ινστιτούτου, εκπονήθηκε από το επιστημονικό προσωπικό του ΙΕΝΕ και βασίστηκε σε στοιχεία και αναλύσεις που αντλήθηκαν τόσο από την βάση δεδομένων του ΙΕΝΕ όσο και από επίσημες πηγές από την Ελλάδα και τον διεθνή χώρο. Η σημαντική μελετητική δραστηριότητα που έχει αναπτύξει το Ινστιτούτο τα τελευταία χρόνια και η συνεχής και συστηματική παρακολούθηση της Ελληνικής, της περιφερειακής και της διεθνούς ενεργειακής αγοράς προσέφεραν το απαραίτητο υπόβαθρο στο οποίο στηρίχθηκε το όλο εγχείρημα.

Τέλος, εκτιμώ ότι η φετινή Έκθεση του ΙΕΝΕ για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα και η ελεύθερη πρόσβαση σε αυτήν θα φανεί χρήσιμη στην Πολιτεία αλλά και σε όλους τους επαγγελματίες και στις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον ενεργειακό χώρο. ”

Κωστής Σταμπολής
Πρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής,
Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ)
Αθήνα, Δεκέμβριος 2024

Εισαγωγή





1. Εισαγωγή

Η ενέργεια ήταν πάντα και παραμένει κεντρικός πυλώνας της ανθρωπίνης δραστηριότητας και προόδου. Είναι, επίσης, όλο και περισσότερο, αναπόσπαστο μέρος της ίδιας της επιβίωσης του ανθρώπου. Ο ενεργειακός τομέας είναι κομβικής σημασίας για την ανάπτυξη της ευρωπαϊκής και ελληνικής οικονομίας, αφού την υποστηρίζει ουσιαστικά, εξασφαλίζοντας τις απαραίτητες ενεργειακές ροές για την λειτουργία της, ενώ δημιουργεί προστιθέμενη αξία, θέσεις εργασίας και προσελκύει επενδύσεις, δημιουργώντας συγχρόνως ισχυρά πολλαπλασιαστικά οφέλη.

Από την μια πλευρά οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής και από την άλλη οι αυξανόμενες γεωπολιτικές εντάσεις στην ευρύτερη περιοχή μας έχουν συμβάλει στην δημιουργία ενός κλίματος ανασφάλειας στην αγορά ενέργειας. Η ανθρωπότητα βίωσε και βιώνει τις επιπτώσεις των γεωπολιτικών εντάσεων στις αγορές ενέργειας και στις οικονομίες. Το 2023 και το 2024, το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα αντιμετώπισε διαδοχικές προκλήσεις που σχετίζονται με την ολοένα και μεγαλύτερη αλληλεπίδραση μεταξύ των οικονομικών, κλιματικών και γεωπολιτικών κινδύνων. Το 2023 και το 2024 έλαβαν χώρα γεωπολιτικά γεγονότα, με την κλιμάκωση των εντάσεων στη Μέση Ανατολή να έχει επηρεάσει τις ροές πρώτων υλών και ενεργειακών προϊόντων, ενώ ο άμεσος αντίκτυπος στον εφοδιασμό σχετίζεται με μεγαλύτερες διαδρομές για τα εμπορεύματα καθώς και υψηλότερο κόστος μεταφοράς.

Σημαντικός είναι ο αντίκτυπος στην διεθνή και περιφερειακή αγορά φυσικού αερίου, όπου οι τιμές έχουν σημειώσει σημαντική άνοδο το τελευταίο τρίμηνο του 2024. Πλέον είναι χαρακτηριστική η διαπραγμάτευση στο Ολλανδικό TTF, που αποτελεί το ευρωπαϊκό benchmark, με την τιμή για παραδόσεις Δεκεμβρίου να φθάνει τα €48/MWh, δηλαδή μια αύξηση 28% σε σύγκριση με τις τιμές τον Σεπτέμβριο του ίδιου έτους. Αντιθέτως, οι επιπτώσεις στην αγορά πετρελαίου είναι πολύ ηπιότερες, αφού παρά την αυξανόμενη ένταση στην Μέση Ανατολή, που αποτελεί βασική πηγή για την παγκόσμια προμήθεια πετρελαίου (Σ. Αραβία, Ιράκ, ΗΑΕ, Ιράν), οι τιμές έχουν συγκρατηθεί σε χαμηλότερα επίπεδα στην ζώνη των \$70 με \$75 το βαρέλι για το Brent, το διεθνές benchmark, σε σύγκριση με το Α' εξάμηνο τους 2024, όπου οι τιμές κινήθηκαν πάνω από τα \$85 το βαρέλι.

Παράλληλα, η χώρα μας, όπως και άλλες χώρες στην Μεσόγειο (λ.χ. Ισπανία, Ιταλία, Τουρκία), τους τελευταίους 18 μήνες επλήγη από μια σειρά ακραίων καιρικών φαινομένων που σύμφωνα με ορισμένες αναλύσεις αποδίδονται στην κλιματική αλλαγή. Χαρακτηριστικά φαινόμενα είναι οι παρατεταμένοι καύσωνες το καλοκαίρι του 2023 και 2024 και οι πρωτοφανείς πλημμύρες στην Θεσσαλία τον Σεπτέμβριο του 2023. Αλλά και οι εκτεταμένες, πυρκαγιές που εκδηλώθηκαν σε Έβρο, Ρόδο, Πελοπόννησο και Αττική, που ενώ έχουν μικρή σχέση με την κλιματική αλλαγή, παρ'όλα αυτά ενέτειναν τις

ανησυχίες και το αίσθημα ανασφάλειας και ανέδειξαν την ανάγκη για έγκαιρη πρόβλεψη, οργάνωση και επαρκή χρηματοδότηση για την αντιμετώπιση των έκτακτων καιρικών φαινομένων. Με την μακροχρόνια πρόβλεψη και προγραμματισμό των απαραίτητων έργων υποδομής, μεταξύ αυτών και στον ενεργειακό τομέα, να πρέπει να αποτελέσουν προτεραιότητα για την πολιτεία. Οι επιπτώσεις από τα ακραία καιρικά φαινόμενα υπογραμμίζουν την επιτακτική ανάγκη για μετάβαση, διασφαλίζοντας την ανθεκτικότητα της ευρωπαϊκής και ελληνικής κοινωνίας και οικονομίας.

Η 28η Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (COP28), που πραγματοποιήθηκε από τις 30 Νοεμβρίου έως τις 13 Δεκεμβρίου του 2023 στο Ντουμπάι των Ηνωμένων Αραβικών Εμιράτων, αποτέλεσε ορόσημο για την παγκόσμια ενεργειακή πολιτική, με τη δέσμευση περισσότερων από 130 χωρών για σταδιακή εγκατάλειψη της ενέργειας που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα έως το 2050, τον τριπλασιασμό της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) σε τουλάχιστον 11 τεραβάτ (TW) έως το 2030 και τον διπλασιασμό του ρυθμού βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας έως το 2030, με υιοθέτηση της σύστασης του σεναρίου 1.5°C του IRENA.

Φέτος, με κεντρική εστίαση στη χρηματοδότηση για το κλίμα, η 29η Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (COP29) που διεξήχθη τον περασμένο Νοέμβριο, συγκέντρωσε σχεδόν 200 χώρες στο Μπακού του Αζερμπαϊτζάν και κατέληξε σε μια σημαντική συμφωνία που αφορά στον τριπλασιασμό της χρηματοδότησης προς τις αναπτυσσόμενες χώρες, από τον προηγούμενο στόχο των \$100 δισ. ετησίως, σε \$300 δισ. ετησίως έως το 2035.

Σύμφωνα με την έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας, με τίτλο «Electricity 2024 ▯ Analysis and forecast to 2026», σημαντική εξέλιξη για το 2023 αποτέλεσε η πολύ μεγάλη αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ διεθνώς, που προβλέπεται να συνεχιστεί έως το 2026. Το 2023, η αιολική και ηλιακή ενέργεια κατέγραψαν συνδυαστικά τις υψηλότερες αυξήσεις σε ετήσια βάση τόσο σε επίπεδο παραγωγής όσο και εγκατεστημένης ισχύος παγκοσμίως - στις 90 TWh και στα 73 GW αντίστοιχα. Η παραγωγή από τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ έφτασε στο ποσοστό ρεκόρ του 27% της ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ.

Το 2023, η ενεργειακή αγορά της Ελλάδας παρουσίασε σημαντικά ορόσημα που σχετίζονται κυρίως με την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ και τον περιορισμό της συνεισφοράς των ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό ισοζύγιο και στο μίγμα ηλεκτρισμού και την στροφή των καταναλωτών προς λύσεις αυτοπαραγωγής. Παρά την αποκλιμάκωση των ενεργειακών τιμών το 2023, η Ελλάδα συνέχισε να μειώνει τόσο την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και αυτή του φυσικού αερίου.

Αυτή η τάση, σε συνδυασμό με την ανοδική πορεία των ΑΠΕ και την αλλαγή στην ενεργειακή συμπεριφορά των πολιτών που ξεκίνησε κατά τη διάρκεια της κρίσης, είναι ενδεικτική των οικονομικών δυσκολιών που αντιμετωπίζουν οι καταναλωτές καθώς εντείνεται ο ενεργειακός μετασχηματισμός.

Σε ένα ενεργειακό περιβάλλον που έχει μεταλλαχθεί από το 2019, με κύρια χαρακτηριστικά την μεγαλύτερη ρευστότητα και αβεβαιότητα λόγω της συνεχιζόμενης κρίσης μεταξύ Ρωσίας-Ουκρανίας, αλλά και στην Μέση Ανατολή, οι προτεραιότητες σε πανευρωπαϊκό επίπεδο αναδιατάσσονται, συμπαρασύροντας τον σχεδιασμό των Εθνικών Σχεδίων για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Οι νέες αυτές ανακατατάξεις στην ευρωπαϊκή και ελληνική αγορά ενέργειας δημιούργησαν ένα νέο σημείο εκκίνησης για το ΕΣΕΚ του 2019, με αποτέλεσμα την αναθεώρησή του τον Αύγουστο 2024, με βάση τα νέα δεδομένα που έθεσε ο Ευρωπαϊκός Κλιματικός Νόμος και το νομοθετικό πακέτο «Fit for 55», ιδίως την προσαρμογή με την υποχρέωση μείωσης των εκπομπών κατά 55% (καθαρή μείωση) ως το 2030, 80% ως το 2040 και την καθαρή ουδετερότητα στις εκπομπές ως το 2050.

Το ΕΣΕΚ (Αναθεωρημένη Έκδοση, Οκτώβριος 2024) προσβλέπει στην ανάπτυξη των ΑΠΕ σε όλους τους τομείς, ώστε αυτές να αποτελέσουν τον βασικό πυλώνα της πράσινης μετάβασης μέσω απευθείας χρήσης τους για παραγωγή ενέργειας και έμμεσα για παραγωγή πράσινου υδρογόνου και κλιματικά ουδέτερων καυσίμων. Ενδεικτικά, ο στόχος που τίθεται για τις ΑΠΕ ως μερίδιο στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας για το 2030 είναι 43.0%. Ένας στόχος υπερβολικά αισιόδοξος, με δεδομένο ότι το 2023 η συμμετοχή των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας δεν ξεπέρασε το 20%, παρά το γεγονός ότι η αυξημένη διείσδυση σε ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα έχει οδηγήσει σε υψηλότερες τιμές καταναλωτή. Σε κάθε περίπτωση, η συμμετοχή των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί την κύρια προτεραιότητα πολιτικής για την επίτευξη αυτού του στόχου. Ως εκ τούτου, δίνεται προτεραιότητα στον μετασχηματισμό του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, για τον οποίο τίθεται στόχος το μερίδιο συμμετοχής των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να φτάσει το 75.7% το 2030.

Η παρούσα 4η Έκθεση του ΙΕΝΕ για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα έχει ως σκοπό την σφαιρική ενημέρωση για τις βασικές εξελίξεις σε όλους τους επιμέρους ενεργειακούς κλάδους για τη χρονιά που πέρασε. Επιπλέον, η Έκθεση αποβλέπει στην ενημέρωση για τα τρέχοντα σημαντικά θέματα που απασχολούν τον ενεργειακό τομέα της χώρας μας, αλλά και σε ευρωπαϊκό και παγκόσμιο επίπεδο, όπως και για το πώς αναμένεται να διαμορφωθεί η ενεργειακή ατζέντα τα επόμενα χρόνια.

Ένα θέμα που απασχολεί ιδιαίτερα την φετινή Έκθεση είναι η ενεργειακή ασφάλεια, με δεδομένο τις εξελίξεις στο μέτωπο των εχθροπραξιών στην Μέση Ανατολή, αλλά και μεταξύ Ρωσίας-Ουκρανίας και την απόφαση της ΕΕ για πλήρη απεξάρτηση από τις εισαγωγές Ρωσικής ενέργειας. Στην παρούσα Έκθεση επισημαίνεται η ανάγκη για διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού της Ελλάδας και η καλύτερη δυνατή ανάπτυξη και αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενεργειακού πλούτου (ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα), με έμφαση στη δημιουργία των κατάλληλων ενεργειακών υποδομών και στην επίτευξη των ερευνητών υδρογονανθράκων.

Συνοψίζοντας, θα ήταν χρήσιμο να αναφερθούμε στα επιμέρους Κεφάλαια της παρούσας Έκθεσης. Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται το πλαίσιο μέσα στο οποίο λειτουργεί η παγκόσμια και ελληνική οικονομία, αλλά και οι προοπτικές τους, το Κεφάλαιο 3 επικεντρώνεται στην τρέχουσα κατάσταση και στις τάσεις της παγκόσμιας και ευρωπαϊκής ενεργειακής αγοράς, ενώ το Κεφάλαιο 4 περιγράφει συνοπτικά τους ευρωπαϊκούς και εθνικούς ενεργειακούς στόχους, δίνοντας έμφαση στο θέμα της ενεργειακής ασφάλειας.

Στο Κεφάλαιο 5 γίνεται εκτενής αναφορά στην ενεργειακή αγορά και στις ενεργειακές υποδομές στην Ελλάδα, ενώ στις επιμέρους ενότητες 5.1-5.7 αναλύεται διεξοδικά η εγχώρια ενεργειακή αγορά ανά κλάδο ενέργειας, αποτελώντας ουσιαστικά την ραχοκοκαλιά της Ετήσιας Έκθεσης, παρέχοντας πληθώρα από επικαιροποιημένα στοιχεία.

Το Κεφάλαιο 6 παρουσιάζει τις πρόσφατες νομοθετικές και ρυθμιστικές εξελίξεις στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας, με έμφαση στην αναδιάρθρωση της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και στην προσπάθεια εκσυγχρονισμού της αδειοδοτικής διαδικασίας ΑΠΕ.

Το Κεφάλαιο 7 περιγράφει την αγορά ενέργειας στη ΝΑ Ευρώπη και εστιάζει στον κομβικό ρόλο της Ελλάδας, ενώ στο Κεφάλαιο 8 παρουσιάζονται οι ενεργειακές τεχνολογίες που αναμένεται να διαμορφώσουν το μέλλον, δίνοντας έμφαση στην τεχνολογία του υδρογόνου και της αποθήκευσης ενέργειας.

Αντιστοίχως, το Κεφάλαιο 9 συνοψίζει τις απαιτούμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα την επόμενη δεκαετία, στο πλαίσιο απεξάρτησής της από τις Ρωσικές εισαγωγές φυσικού αερίου και πετρελαίου, αναζητώντας εναλλακτικές πηγές ενεργειακού εφοδιασμού, την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας και την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα. Τέλος, το Κεφάλαιο 10 αναφέρεται στις προοπτικές της περαιτέρω ανάπτυξης της ελληνικής αγοράς ενέργειας, ενώ στο Κεφάλαιο 11 συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματα της Έκθεσης.

Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία Τάσεις και Προοπτικές¹



2. Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές¹

2.1. Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Η παγκόσμια οικονομία συνέχισε να μεγεθύνεται το β' τρίμηνο του 2024, με σταθερό αλλά χαμηλό ρυθμό ως συνέπεια του υψηλού πληθωρισμού και της νομισματικής σύσφιξης. Οι οικονομίες των χωρών του ΟΟΣΑ αναπτύχθηκαν με ετήσιο ρυθμό 1.7% το β' τρίμηνο του 2024, αμετάβλητο σε σχέση με το προηγούμενο τρίμηνο και ελαφρώς χαμηλότερα από το αντίστοιχο τρίμηνο του 2023 (1.8%). Ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ στις πλέον αναπτυγμένες οικονομίες (G7) ενισχύθηκε ελαφρά σε 1.6%, από 1.5% το προηγούμενο τρίμηνο, ενώ το αντίστοιχο τρίμηνο του 2023 ήταν 1.9%. Οι 20 μεγαλύτερες οικονομίες του ΟΟΣΑ αναπτύχθηκαν με ρυθμό 3.1% το β' τρίμηνο του έτους, από 3.2% το προηγούμενο τρίμηνο, και κατόπι αναπτύχθηκαν με ρυθμό 3.8% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2023.

Ο πληθωρισμός διατηρείται σε υψηλότερα από τα επιθυμητά επίπεδα, παρά την σημαντική αποκλιμάκωση που έχει καταγραφεί, ενώ και ο δομικός πληθωρισμός αποδεικνύεται επίμονος σε πολλές οικονομίες. Τον περασμένο Αύγουστο, ο πληθωρισμός υποχώρησε στις 38 χώρες του ΟΟΣΑ φτάνοντας στο 4.74%, ενώ ο δομικός πληθωρισμός (εξαιρώντας δηλαδή ενέργεια και τρόφιμα) υποχώρησε στο 5.18%. Ταυτόχρονα, οι τιμές της ενέργειας υποχώρησαν κατά 0.13% και των τροφίμων ενισχύθηκαν κατά 3.68% τον ίδιο μήνα.

Οι κεντρικές τράπεζες σε πολλές μεγάλες οικονομίες μειώνουν μόνο με σταδιακό ρυθμό τα επιτόκια, καθώς εξακολουθούν να διατηρούν περιοριστική νομισματική στάση για να αντιμετωπίσουν τον επίμονο πληθωρισμό. Οι ρυθμοί πληθωρισμού έχουν υποχωρήσει, αλλά παραμένουν υψηλότερα από το επιθυμητό επίπεδο, με τον αντίκτυπο των αυστηρότερων χρηματοοικονομικών συνθηκών να είναι εμφανής, επηρεάζοντας τόσο τον πληθωρισμό όσο και την οικονομική δραστηριότητα. Καθώς το ύψος του πληθωρισμού συνεχίζει να υπερβαίνει τους στόχους τους, οι κεντρικές τράπεζες διατηρούν τα επιτόκια σε υψηλά επίπεδα, προχωρώντας σταδιακά σε μειώσεις, όσο η πίεση στις τιμές συνεχίσει να υποχωρεί. Σημαντική πρόκληση για τους υπεύθυνους χάραξης νομισματικής πολιτικής θα είναι η επιτυχής διαχείριση της σύγκλισης του πληθωρισμού προς τον στόχο, διαμορφώνοντας τη νομισματική πολιτική σε συνάρτηση με την υποκείμενη δυναμική του πληθωρισμού και την εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας.

Σύμφωνα με την πιο πρόσφατη έκθεση του ΟΟΣΑ, προβλέπεται για το 2024 ανάπτυξη 3.2%, από 3.1% στην έκθεση Μαΐου. Ο ρυθμός αύξησης του όγκου του παγκοσμίου εμπορίου προβλέπεται σε 2.3% για το τρέχον έτος, ενώ για το 2025 προβλέπεται

επιτάχυνση σε 3.3%. Στον Πίνακα 1 περιλαμβάνονται οι ετήσιες μεταβολές του ΑΕΠ το 2023 και οι πλέον πρόσφατες προβλέψεις του ΟΟΣΑ (Σεπτεμβρίου 2024) για τις ετήσιες μεταβολές του κατά τα έτη 2024 και 2025, στην παγκόσμια οικονομία και σε επιλεγμένες αναπτυγμένες και αναπτυσσόμενες χώρες.

Στην συνέχεια αναλύονται οι πρόσφατες και αναμενόμενες τάσεις στις οικονομίες των σημαντικότερων κρατών και ενώσεων κρατών για το 2024 και το 2025.

Μεταξύ των πλέον **ανεπτυγμένων χωρών**, οι ΗΠΑ κατέγραψαν ισχυρή ανάπτυξη το β' τρίμηνο του 2024, με το ΑΕΠ να αυξάνεται κατά 3.0% σε ετήσια βάση, επιταχυνόμενο από το 1.6% του α' τριμήνου. Αυτή η άνοδος αντικατοπτρίζει την αύξηση στην καταναλωτική δαπάνη, στις επενδύσεις σε αποθέματα και στις πάγιες επενδύσεις εκτός κατοικιών. Ο πληθωρισμός σημείωσε αποκλιμάκωση για έκτο διαδοχικό μήνα σε 2.4% τον Σεπτέμβριο, διευκολύνοντας την κεντρική τράπεζα της χώρας να προχωρήσει σε μείωση του βασικού της επιτοκίου. Συγκεκριμένα, η FED προχώρησε σε μείωση του βασικού της επιτοκίου κατά 50 μονάδες βάσεις στο εύρος 4.75%-5.00% στην συνάντηση του περασμένου Σεπτεμβρίου, για πρώτη φορά από τον Μάρτιο του 2020. Επιπλέον, σχεδόν όλα τα μέλη της FED εξέφρασαν την πεποίθηση ότι ο πληθωρισμός κινείται σταθερά προς τον στόχο του 2%. Πλέον προβλέπονται δύο ακόμα μειώσεις κατά 25 μονάδες βάσεις μέχρι το τέλος του έτους. Στο σύνολο του τρέχοντος έτους, η αμερικανική οικονομία προβλέπεται να αναπτυχθεί με ρυθμό 2.6%, ενώ για το 2025 προβλέπεται επιβράδυνση σε 1.6%.

Η οικονομία της **ευρωζώνης** εμφάνισε ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης 0.6% το β' τρίμηνο του 2024, οριακά υψηλότερο σε σχέση με το προηγούμενο τρίμηνο (0.5%), και έναντι ρυθμού 0.5% στο ίδιο τρίμηνο του 2023. Σε σχέση με το προηγούμενο τρίμηνο, η οικονομική δραστηριότητα ενισχύθηκε 0.3% σε εποχικά διορθωμένη βάση, ανακάμποντας από συρρίκνωση 0.1% σε κάθε ένα από τα προηγούμενα δύο τρίμηνα. Μεταξύ των συνιστωσών από τη μεριά της δαπάνης, επιτάχυνση εμφάνισαν οι εξαγωγές (+1.7% από -0.8% το προηγούμενο τρίμηνο), οι κρατικές δαπάνες (+2.1% από +1.7%) και οι εισαγωγές (-1.1% από -1.9%), ενώ επιβράδυνση σημείωσαν η καταναλωτική δαπάνη (+0.5% από +0.9%) και οι πάγιες επενδύσεις (-3.0% από -1.0%).

Μεταξύ των μεγαλύτερων οικονομιών του μπλοκ, το ΑΕΠ αυξήθηκε σε ετήσια βάση το β' τρίμηνο του 2024 στην Ισπανία (+3.1%), στη Γαλλία (+1.0%),

¹ Το μεγαλύτερο μέρος του παρόντος Κεφαλαίου προήλθε από την τελευταία Έκθεση του IOBE με τίτλο: «Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση – 30 Τρίμηνο 2024», https://iobe.gr/docs/economy/ECO_Q3_2024_REP_GR.pdf

Πίνακας 1: Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Σταθερές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2023-2025

Οικονομία	2023	2024		2025	
		Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*	Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*
Παγκόσμια	3.1	3.2	0.1	3.2	0.0
ΗΠΑ	2.5	2.6	0.0	1.6	-0.2
Ιαπωνία	1.9	-0.1	-0.6	1.4	0.3
Καναδάς	1.1	1.1	0.1	1.8	0.0
Ηνωμένο Βασίλειο	0.1	1.1	0.7	1.2	0.2
Ευρωζώνη	0.5	0.7	0.0	1.3	-0.2
Γερμανία	-0.1	0.1	-0.1	1.0	-0.1
Γαλλία	0.9	1.1	0.4	1.2	-0.1
Ιταλία	1.0	0.8	0.1	1.1	-0.1
Τουρκία	4.5	3.2	-0.2	3.1	-0.1
Κίνα	5.2	4.9	0.0	4.5	0.0
Ινδία	7.8	6.7	0.1	6.8	0.2
Βραζιλία	2.9	2.9	1.0	2.6	0.5
Παγκόσμιο Εμπόριο	1.0	2.3	-	3.3	-

* Διαφορά σε ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με τις προηγούμενες εκτιμήσεις του ΟΟΣΑ (OECD Economic Outlook, Μάιος 2024).
Πηγή: OECD Economic Outlook, Interim Report, ΟΟΣΑ, Σεπτέμβριος 2024

στην Ολλανδία (+0.8%) και στην Ιταλία (+0.6%), ενώ αμετάβλητο παρέμεινε στη Γερμανία. Ο πληθωρισμός υποχώρησε στο 1.8% τον Σεπτέμβριο στην Ευρωζώνη από 2.2% τον προηγούμενο μήνα, ενώ και ο δομικός πληθωρισμός υποχώρησε στο 2.7% από 2.8%. Η ΕΚΤ προχώρησε σε τρίτη μείωση του βασικού της επιτοκίου κατά 25 μονάδες βάσης τον Οκτώβριο στο 3.25%, κατόπιν της υποχώρησης του πληθωρισμού σε επίπεδα πλησίον του στόχου του 2%. Οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής επέμειναν ότι θα συνεχίσουν να ακολουθούν μια προσέγγιση που εξαρτάται από τα δεδομένα, από συνεδρίαση σε συνεδρίαση και δεν θα δεσμευτούν εκ των προτέρων σε μια συγκεκριμένη πορεία των επιτοκίων. Οι πιο πρόσφατες προβλέψεις του Ευρωσυστήματος έχουν παραμείνει αμετάβλητες για το 2024 και το 2025, τόσο για τον επίσημο όσο και για τον δομικό πληθωρισμό, με το προσωπικό να προβλέπει τον επίσημο πληθωρισμό κατά μέσο όρο στο 2.5% το 2024, 2.2% το 2025 και 1.9% το 2026. Για τον δομικό πληθωρισμό, προβλέπεται ότι θα βρίσκεται κατά μέσο όρο στο 2.8% το 2024, 2.3% το 2025 και 2.0% το 2026. Στο σύνολο του 2024, η οικονομία της Ευρωζώνης προβλέπεται από τον ΟΟΣΑ ότι θα αναπτυχθεί με ρυθμό 0.7%, ενώ για το 2025 προβλέπεται επιτάχυνση σε 1.3%.

Επίσης, η οικονομία της **Κίνας** κατέγραψε επιβράδυνση του ετήσιου ρυθμού ανάπτυξης της στο β' τρίμηνο του 2024, στο 4.7%, από 5.3% το προηγούμενο τρίμηνο. Ήταν η ασθενέστερη ετήσια πρόοδος από το α' τρίμηνο του 2023, εν μέσω της επίμονης ύφεσης της αγοράς ακινήτων, της αδύναμης εγχώριας ζήτησης, της πτώσης του γουάν και των εμπορικών τριβών με τη Δύση. Συνολικά το

α' εξάμηνο, η οικονομία αναπτύχθηκε κατά 5.0%, όσο και ο στόχος της κυβέρνησης για το σύνολο του έτους. Οι οικονομικοί δείκτες Ιουνίου παρουσίασαν ως επί το πλείστον επιβράδυνση, με τις λιανικές πωλήσεις να σημειώνουν τη μικρότερη αύξηση εδώ και σχεδόν 1.5 χρόνο και την αύξηση της βιομηχανικής παραγωγής σε χαμηλό τριών μηνών.

Παράλληλα, το ποσοστό ανεργίας στις πόλεις παρέμεινε αμετάβλητο στο 5.0% για τρίτο μήνα. Στο μέτωπο του εμπορίου, οι εξαγωγές αυξήθηκαν περισσότερο από το αναμενόμενο τον περασμένο μήνα, αλλά οι εισαγωγές συρρικνώθηκαν απροσδόκητα. Στα τέλη Σεπτεμβρίου και στις αρχές Οκτωβρίου 2024, η Κίνα δρομολόγησε μια σειρά μέτρων τόνωσης για να δώσει ώθηση στην υποτονική οικονομία της. Αυτά περιλάμβαναν νομισματικές πολιτικές όπως η μείωση των επιτοκίων, η αύξηση της ρευστότητας για τις τράπεζες και η ενίσχυση της στήριξης του προβληματικού τομέα των ακινήτων. Η κυβέρνηση ανακοίνωσε επίσης σχέδια για την επιτάχυνση των δημόσιων δαπανών μέσω της έκδοσης ειδικών ομολόγων.

Τα μέτρα αποσκοπούν στην αναζωογόνηση των καταναλωτικών δαπανών και τη σταθεροποίηση βασικών βιομηχανιών, αν και εξακολουθούν να υπάρχουν ανησυχίες σχετικά με τον μακροπρόθεσμο αντίκτυπό τους, δεδομένων προκλήσεων όπως η αδύναμη καταναλωτική ζήτηση και τα υψηλά επίπεδα χρέους. Για το 2024, προβλέπεται μικρή επιβράδυνση της ανάπτυξης στο 4.9%, από τον ΟΟΣΑ, και περαιτέρω επιβράδυνση το 2025 στο 4.5%.

2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Κατά το β' τρίμηνο του 2024, ο ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας υπολογίζεται στο +2.3%, συνεχίζοντας την ανοδική πορεία του προηγούμενου τριμήνου (+2.1% ετησίως) και υπερβαίνοντας σημαντικά τον αντίστοιχο ρυθμό της Ευρωζώνης (+0.2% σε ετήσια βάση) για την ίδια χρονική περίοδο. Αξιοσημείωτο είναι ότι η ισχυρή ετήσια αύξηση του ΑΕΠ συνεχίζεται για 13ο συνεχόμενο τρίμηνο μετά την ανάκαμψη της οικονομίας από την πανδημία. Κύριοι παράγοντες αυτής της ανάπτυξης είναι η αύξηση της ιδιωτικής κατανάλωσης, η οποία παραδοσιακά στηρίζει την τάση του ΑΕΠ, καθώς και η μεγάλη αύξηση των συνολικών επενδύσεων, κυρίως λόγω αποθεμάτων. Αντίθετα, οι καταναλωτικές δαπάνες της γενικής κυβέρνησης σημείωσαν σημαντική μείωση, ενώ το εξωτερικό ισοζύγιο επιδεινώθηκε, καθώς η αξιολογητή αύξηση των εξαγωγών αντισταθμίστηκε από τη μεγαλύτερη αύξηση των εισαγωγών (βλέπε Διάγραμμα 1).

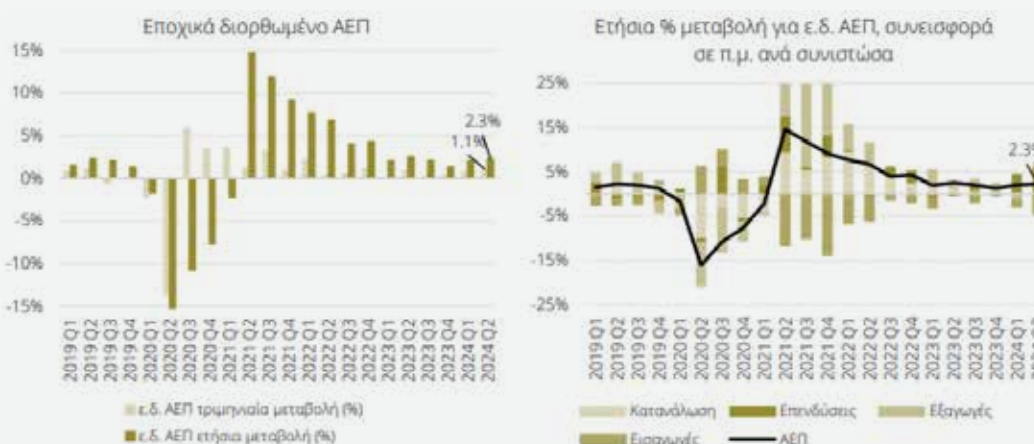
Όσον αφορά τις εξελίξεις στις συνιστώσες του ΑΕΠ κατά το β' τρίμηνο του τρέχοντος έτους, ο ετήσιος ρυθμός μεγέθυνσης της συνολικής εγχώριας κατανάλωσης αυξήθηκε κατά +0.9% (από 0.6% το προηγούμενο τρίμηνο). Η ιδιωτική κατανάλωση διατήρησε την ανοδική πορεία της για 13ο συνεχόμενο τρίμηνο, όπως και το ΑΕΠ, καταγράφοντας ετήσια αύξηση +2.0% (έναντι +2.1% το προηγούμενο τρίμηνο), χάρη στην αύξηση της απασχόλησης και μέρους των ονομαστικών μισθών, καθώς και στη μείωση των αποταμιεύσεων.

Αντίθετα, η δημόσια κατανάλωση συνέχισε την πτωτική τάση της, με τον ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσής της να μειώνεται κατά -3.6%, συγκριτικά με -5.1% το προηγούμενο τρίμηνο.

Ενισχυμένες από τους πόρους του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, οι επενδύσεις παγίου κεφαλαίου κατάφεραν να διατηρήσουν τη δυναμική τους, αυξανόμενες ετησίως κατά +3.9%, σε σύγκριση με +3.1% το προηγούμενο τρίμηνο. Η ισχυρή δυναμική των συνολικών επενδύσεων (+29.7%) βασίζεται κυρίως στη σημαντική αύξηση των αποθεμάτων, τα οποία το αντίστοιχο τρίμηνο του προηγούμενου έτους είχαν σχεδόν μηδενική μεταβολή.

Συγκεκριμένα, στην αύξηση των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου συνέβαλαν πρωτίστως οι επενδύσεις σε Μηχανολογικό και μεταφορικό εξοπλισμό, οι οποίες μεγεθύνθηκαν ετησίως κατά +12.2% (από +5.2% το προηγούμενο τρίμηνο), ακολουθούμενες από τις επενδύσεις σε Λοιπά προϊόντα, με ετήσια αύξηση +1.3% (από +0.6% το προηγούμενο τρίμηνο), ενώ αντίθετα, οι επενδύσεις σε Κατοικίες και κατασκευές παρουσίασαν πτώση, μειούμενες κατά -2.1% ετησίως (από +0.6% το προηγούμενο τρίμηνο). Αναλυτικά, στις επιμέρους κατηγορίες των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου, ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής ήταν θετικός σε πέντε από τους επτά τομείς, καθώς ετήσιες αυξήσεις παρουσίασαν οι επενδύσεις σε Μηχανολογικό εξοπλισμό και οπλικά συστήματα (+16.3% έναντι 7.4% στο προηγούμενο τρίμηνο), Μεταφορικό εξοπλισμό (+13.4% έναντι 8.0% στο προηγούμενο τρίμηνο), Εξοπλισμό Τεχνολογίας Πληροφορικής και Επικοινωνίας (2.1% έναντι -1.6% στο προηγούμενο τρίμηνο), Άλλα προϊόντα (+1.4% έναντι +0.7% στο προηγούμενο τρίμηνο), και σε Άλλες Κατασκευές (+0.7% έναντι +9.4% στο προηγούμενο τρίμηνο). Στον αντίποδα, ετήσια μείωση κατέγραψαν οι επενδύσεις σε Αγροτικά προϊόντα (-5.5%), και σε Κατοικίες (-7.1%).

Διάγραμμα 1: Εξέλιξη ΑΕΠ και Συνεισφορά Συνιστωσών του για την Ελλάδα



Πηγές: ΕΛΣΤΑΤ και IOBE

Πίνακας 2: Εξέλιξη Βασικών Μακροοικονομικών Μεγεθών – Εθνικοί Λογαριασμοί (Εποχικά Διορθωμένα Στοιχεία, Σταθερές Τιμές 2015), Προσωρινά Στοιχεία

Τρίμηνο	ΑΕΠ		Τελική Κατανάλωση		Επενδύσεις		Εξαγωγές		Εισαγωγές	
	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής
2012	180484	-7,2%	163337	-7,0%	20220	-21,0%	48968	2,0%	52765	-5,7%
2013	175920	-2,5%	156834	-4,0%	19580	-3,2%	49843	1,8%	50682	-3,9%
2014	176882	0,5%	156657	-0,1%	20431	4,3%	53954	8,2%	54107	6,8%
2015	176462	-0,2%	156611	0,0%	21369	4,6%	56661	5,0%	58360	7,9%
2016	175612	-0,5%	156023	-0,4%	22767	6,5%	56426	-0,4%	59868	2,6%
2017	177461	1,1%	158863	1,8%	21627	-5,0%	61229	8,5%	64371	7,5%
α' 2018	44946	1,8%	40272	2,3%	5318	-10,5%	16246	9,4%	16677	4,7%
β' 2018	45057	1,7%	39723	0,1%	6234	16,4%	16500	7,8%	17221	8,4%
γ' 2018	44945	0,5%	39865	0,2%	5308	-1,4%	16614	7,1%	17636	8,9%
δ' 2018	45270	2,2%	39833	-0,5%	6430	30,0%	17451	12,2%	17677	8,0%
2018	180217	1,6%	159693	0,5%	23289	7,7%	66812	9,1%	69210	7,5%
α' 2019	45625	1,5%	40350	0,2%	6317	18,8%	17110	5,3%	17711	6,2%
β' 2019	46110	2,3%	40744	2,6%	5559	-10,8%	18457	11,9%	17716	2,9%
γ' 2019	45877	2,1%	40142	0,7%	4819	-9,2%	18347	10,4%	18230	3,4%
δ' 2019	45849	1,3%	40948	2,8%	5607	-12,8%	16163	-7,4%	17565	-0,6%
2019	183461	1,8%	162184	1,6%	22302	-4,2%	70076	4,9%	71222	2,9%
α' 2020	44878	-1,6%	40699	0,9%	6392	1,2%	15381	-10,1%	18147	2,5%
β' 2020	38716	-16,0%	36346	-10,8%	5245	-5,7%	13100	-29,0%	14907	-15,9%
γ' 2020	40958	-10,7%	38747	-3,5%	6739	39,8%	12408	-32,4%	16750	-8,1%
δ' 2020	42343	-7,6%	38418	-6,2%	5338	-4,8%	14107	-12,7%	16114	-8,3%
2020	166894	-9,0%	154210	-4,9%	23713	6,3%	54996	-21,5%	65918	-7,4%
α' 2021	43878	-2,2%	38735	-4,8%	7238	13,2%	15252	-0,8%	17436	-3,9%
β' 2021	44412	14,7%	40200	10,6%	7714	47,1%	16406	25,2%	18948	27,1%
γ' 2021	45842	11,9%	41180	6,3%	7001	3,9%	18388	48,2%	20460	22,2%
δ' 2021	46220	9,2%	42039	9,4%	7061	32,3%	18248	29,4%	20979	30,2%
2021	180351	8,1%	162155	5,2%	29014	22,4%	68293	24,2%	77823	18,1%
α' 2022	47261	7,7%	42926	10,8%	7328	1,2%	17608	15,5%	20105	15,3%
β' 2022	47442	6,8%	43034	7,0%	7290	-5,5%	18564	13,2%	21113	11,4%
γ' 2022	47689	4,0%	43063	4,6%	7813	11,6%	18179	-1,1%	20795	1,6%
δ' 2022	48194	4,3%	43302	3,0%	8168	15,7%	18208	-0,2%	21805	3,9%
2022	190586	5,7%	172326	6,3%	30600	5,5%	72560	6,2%	83819	7,7%
α' 2023	48206	2,0%	43689	1,8%	6581	-10,2%	18885	7,2%	20760	3,3%
β' 2023	48724	2,7%	43723	1,6%	7092	-2,7%	18611	0,3%	20981	-0,6%
γ' 2023	48681	2,1%	43520	1,1%	8493	8,7%	18519	1,9%	21405	2,9%
δ' 2023	48756	1,2%	44062	1,8%	8069	-1,2%	18585	2,1%	21811	0,0%
2023	194367	2,0%	174994	1,5%	30235	-1,2%	74600	2,8%	84956	1,4%
α' 2024	49190	2,1%	44171	1,1%	8229	22,3%	18095	-5,7%	21683	3,1%

Πηγές: Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί, ΕΛΣΤΑΤ, Μάρτιος 2024

Μεσομακροπρόθεσμες Προοπτικές

Η ιδιωτική κατανάλωση αναμένεται να διατηρήσει τη δυναμική της το β' εξάμηνο του τρέχοντος έτους, χάρη στην αύξηση της απασχόλησης και των μισθών, και τη σταδιακή αποκλιμάκωση του πληθωρισμού. Επιπρόσθετα, αν συνυπολογίσουμε την προσδοκώμενη μείωση των επιτοκίων και την υλοποίηση του Ελληνικού Σχεδίου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, η θετική αυτή τάση προβλέπεται να συνεχιστεί και το 2025.

Ωστόσο, η βραδύτερη αποκλιμάκωση του ποσοστού ανεργίας, η συνεχιζόμενη πιστωτική συρρίκνωση προς τα νοικοκυριά σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος δανεισμού και το αρνητικό ποσοστό αποταμίευσής τους, καθώς και μία πιθανή μεγάλη αύξηση των διεθνών τιμών ενέργειας με συνεπακόλουθες αρνητικές επιπτώσεις στο κόστος παραγωγής και την αποκλιμάκωση των επιτοκίων θα λειτουργήσουν ανασταλτικά στην περαιτέρω ενίσχυση της κατανάλωσης. Αναφορικά με την δημόσια κατανάλωση, οι στόχοι επίτευξης δημοσιονομικών πλεονασμάτων θα οδηγήσουν σε συρρίκνωσή της τόσο φέτος, όσο και το επόμενο έτος. Για το 2024, η ετήσια μεταβολή της ιδιωτικής και δημόσιας κατανάλωσης εκτιμάται στο +2.2% και -2.7% αντίστοιχα, ενώ για το 2025 στο +1.7% και -0.4%. Η συνολική κατανάλωση αναμένεται να διαμορφωθεί στο +1.3% (2024) και +1.2% (2025).

Πίνακας 3: Σύγκριση Προβλέψεων για Επιλεγμένους Οικονομικούς Δείκτες για τα Έτη 2024 και 2025 (σε Σταθερές Αγοραίες Τιμές, Ετήσιες % Μεταβολές)

	ΥΠΟΙΚ		ΕΕ		ΙΟΒΕ		ΔΝΤ		ΟΟΣΑ	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025
ΑΕΠ	2,2%	2,3%	2,2%	2,3%	2,3%	2,4%	2,0%	1,9%	2,0%	2,5%
Κατανάλωση	:	:	:	:	1,3%	1,2%	:	:	:	:
Ιδιωτική Κατανάλωση	1,7%	1,6%	:	:	2,2%	1,7%	:	:	1,7%	0,9%
Δημόσια Κατανάλωση	0,4%	0,0%	:	:	-2,7%	-0,4%	:	:	1,4%	0,7%
Ακαθ. Επενδ. Παγίου Κεφαλαίου	6,7%	8,4%	6,7%	:	8,8%	11,0%	:	:	2,8%	9,1%
Εξαγωγές	4,2%	4,0%	:	:	1,8%	4,0%	:	:	1,3%	2,9%
Εισαγωγές	3,8%	3,6%	:	:	5,8%	2,9%	:	:	3,4%	1,6%
ΕνΔΤΚ (%)	2,8%	2,1%	2,8%	2,1%	3,0%	2,4%	2,7%	2,1%	3,0%	2,3%
Ανεργία (% εργατικού δυναμικού)	10,3%	9,7%	10,3%	9,7%	10,1%	9,3%	9,4%	8,7%	9,8%	9,7%
Πρωτογενές Ισοζύγιο Γενικής Κυβέρνησης (% ΑΕΠ)	2,4%	2,5%	:	-0,8%	:	:	2,1%	2,1%	1,8%	:
Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών (% ΑΕΠ)	:	:	-5,2%	-4,8%	:	:	-6,5%	-5,3%	-6,0%	-4,0%

Πηγές: Μεσοπρόθεσμο Δημοσιονομικό-Διαρθρωτικό Σχέδιο 2025-2028 – Οκτώβριος 2024 – Υπουργείο Εθνικής Οικονομίας και Οικονομικών, European Economic Forecast Spring 2024 – Μάιος 2024 – Ευρωπαϊκή Επιτροπή (ΕΕ), Η Ελληνική Οικονομία 03/24 – Οκτώβριος 2024 – ΙΟΒΕ (FEIR), IMF World Economic Outlook, Fiscal Monitor April 2024 – Απρίλιος 2024 – ΔΝΤ (IMF), Economic Outlook 115 – Μάιος 2024 – ΟΟΣΑ (OECD)

Οι επενδύσεις παγίου κεφαλαίου προβλέπεται να διατηρήσουν την ανοδική πορεία τους τόσο το β' εξάμηνο του 2024 όσο και το 2025. Οι κινητήριες δυνάμεις αυτής της μεγέθυνσης περιλαμβάνουν την αναμενόμενη περαιτέρω χαλάρωση της νομισματικής πολιτικής, την επιτάχυνση της υλοποίησης του Ελληνικού Σχεδίου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, καθώς και τη βελτίωση του οικονομικού κλίματος μετά την αναβάθμιση της πιστοληπτικής ικανότητας της χώρας. Επίσης, η ταχύτερη αποκλιμάκωση των επιτοκίων αναμένεται να ενισχύσει τη χαμηλή πιστωτική επέκταση προς τις επιχειρήσεις. Συγκεκριμένα, για το 2024 προβλέπεται αύξηση των πάγιων επενδύσεων κατά +8.8% σε σχέση με το προηγούμενο έτος, ενώ για το 2025 ο ρυθμός αύξησης αναμένεται να αγγίξει το +11.0%.

Το εξωτερικό ισοζύγιο αναμένεται να επιδεινωθεί σε σχέση με το 2023, καθώς η αύξηση των συνολικών εισαγωγών υπεραντιστάθμισε την θετική επίδραση της αύξησης των εξαγωγών κατά το β' τρίμηνο του 2024, με την ελληνική οικονομία, ωστόσο, να διατηρεί τον υψηλό βαθμό εξωστρέφειάς της. Για το 2025, η προβλεπόμενη αύξηση της εγχώριας ζήτησης, ωθούμενη από τις επιταχυνόμενες επενδύσεις, εκτιμάται ότι θα οδηγήσει σε ενίσχυση τόσο των συνολικών εισαγωγών όσο και των συνολικών εξαγωγών, με τις εξαγωγές να καταγράφουν ταχύτερη άνοδο χάρη στην αυξανόμενη εξαγωγική ικανότητα και την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας, σε συνδυασμό με τη σταδιακή ανάκαμψη της εξωτερικής ζήτησης. Επιπρόσθετα, η ανοδική πορεία των μεριδίων στις εξαγωγικές αγορές και η σταθερή αύξηση των εισπράξεων από τον τουρισμό θα συμβάλουν στη σταδιακή περαιτέρω μείωση του ελλείμματος του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών. Θεωρούμε ότι ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής των εξαγωγών και των εισαγωγών θα διαμορφωθεί στο +1.8% και +5.8%, αντίστοιχα, το 2024, και στο +4.0% και +2.9% το 2025.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω, ο ΙΟΒΕ αναθεωρεί ανοδικά την πρόβλεψή του για την ανάκαμψη της εγχώριας οικονομίας, εκτιμώντας ρυθμό ανάπτυξης +2.3% το 2024 (από +2.1% της προηγούμενης πρόβλεψης Ιουλίου 2024) και +2.4% το 2025, με ορισμένες αρνητικές προοπτικές, εξαιτίας του χαμηλού ρυθμού μεγέθυνσης της οικονομίας της ευρωζώνης, της επιδείνωσης του εξωτερικού ισοζυγίου και της διατήρησης του πληθωρισμού και της αβεβαιότητας σε περιφερειακό και διεθνές επίπεδο.

Η Παγκόσμια και Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά





3.1 Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά

Η αστάθεια στην αγορά ενέργειας που ξεκίνησε στα μέσα του 2021 και κυριάρχησε το 2022 μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία με κυρίαρχη την ενεργειακή κρίση, υποχώρησε το 2023 με τις τιμές των ενεργειακών προϊόντων να υποχωρούν, αλλά η κατάσταση εν όψει και των εχθροπραξιών στη Μέση Ανατολή παραμένει εύθραυστη. Η ανάγκη του μετασχηματισμού του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος λαμβάνει χώρα πλέον σε ένα πιο σύνθετο και ρευστό μακροοικονομικό και γεωπολιτικό πλαίσιο. Η τρωτότητα της εποχής των ορυκτών καυσίμων και οι κίνδυνοι που συνδέονται με αυτήν είναι πλέον πιο ευδιάκριτη, ενώ παράλληλα οι ευκαιρίες για αναδυόμενες καθαρές ενεργειακές τεχνολογίες πληθαίνουν με γρήγορο ρυθμό. Ωστόσο, εξακολουθούν να υπάρχουν πολλές αβεβαιότητες που σχετίζονται με την ανθεκτικότητα των αλυσίδων ενεργειακού εφοδιασμού, με τους κινδύνους για την ασφάλεια και την οικονομική προσιτότητα της ενεργειακής μετάβασης και με το εάν η διαδικασία της αλλαγών θα είναι αρκετά γρήγορη για να αποφευχθούν πολύ σοβαρές επιπτώσεις από ένα μεταβαλλόμενο κλίμα. Η ενεργειακή μετάβαση βασίζεται στην ηλεκτροκίνηση και σε τεχνολογίες όπως η αιολική, η ηλιακή, η φωτοβολταϊκή, η αποθήκευση με μπαταρίες καθώς και στην ασφάλεια της ηλεκτρικής ενέργειας και στον διαφοροποιημένο εφοδιασμό για καθαρές τεχνολογίες και κρίσιμα ορυκτά μέταλλα.

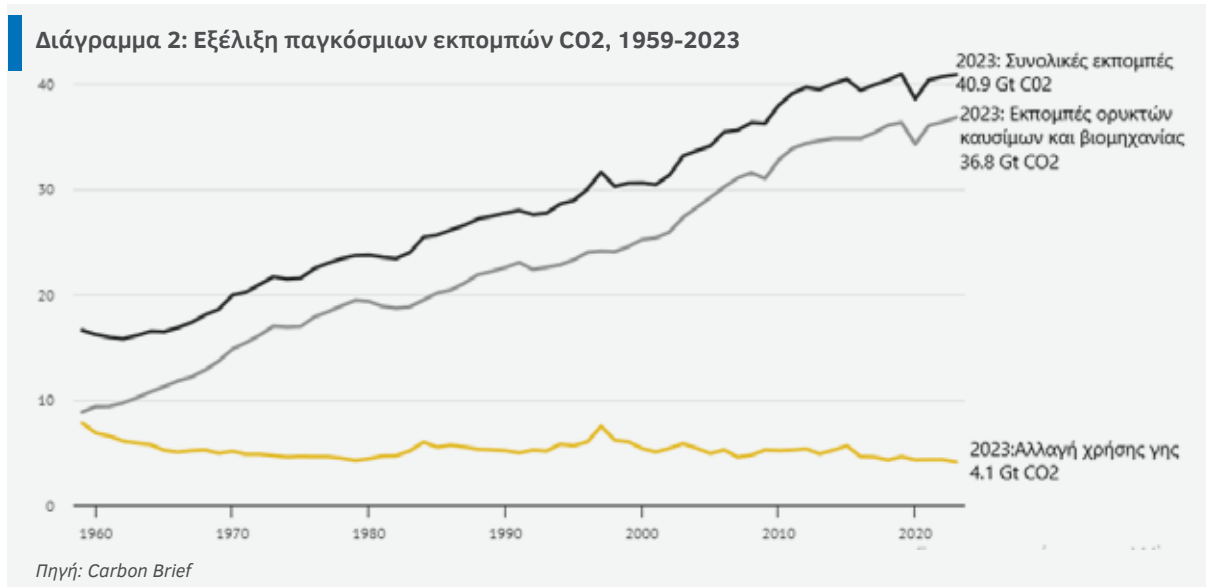
Από τα μέσα του 2021 μέχρι τα τέλη του 2022, η Ευρώπη παγιδεύτηκε σε μία ενεργειακή κρίση που προκλήθηκε από την εκτίναξη των τιμών του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και του άνθρακα, τιμές που έφθασαν σε ορισμένες περιπτώσεις σε ύψη ρεκόρ, αναγκάζοντας νοικοκυριά και επιχειρήσεις να μειώσουν με ταχείς ρυθμούς την κατανάλωση τους. Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και οι κυρώσεις που σε απάντησή της επιβλήθηκαν από τις Ηνωμένες

Πολιτείες και τους συμμάχους τους, διατάραξαν τον ενεργειακό εφοδιασμό, που βρισκόταν ήδη υπό πίεση από την ανάκαμψη της βιομηχανικής παραγωγής μετά την επιδημία του κορονοϊού. Το 2023 ήταν η χρονιά που οι τιμές των ενεργειακών προϊόντων υποχώρησαν, αλλά οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) αυξήθηκαν.

Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 2, οι παγκόσμιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από τα ορυκτά καύσιμα και το τσιμέντο αυξήθηκαν κατά 1,1% το 2023, σημειώνοντας νέο υψηλό ρεκόρ 36,8 δισεκατομμυρίων τόνων CO₂ (GtCO₂), σύμφωνα με την έκθεση Global Carbon Budget για το 2023 από το Global Carbon Project [1]. Ενώ οι εκπομπές CO₂ από ορυκτά καύσιμα το 2023 μειώθηκαν σε ορισμένες περιοχές, συμπεριλαμβανομένης της Ευρώπης και των ΗΠΑ, η έκθεση καταγράφει αύξηση των εκπομπών παγκοσμίως, με την αύξηση αυτή να οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στις αυξημένες εκπομπές από την Κίνα – χωρίς τις οποίες το παγκόσμιο σύνολο θα είχε παραμείνει περίπου σταθερό στα επίπεδα του 2022.

Η μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (ΔΟΕ) με τίτλο: «Παγκόσμια Ενεργειακή Ανασκόπηση 2024 (World Energy Outlook 2024 – WEO 2024)» [2] είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς αποτελεί βασικό εργαλείο για τις παγκόσμιες ενεργειακές εξελίξεις. Η φετινή Ανασκόπηση έρχεται με φόντο την κλιμάκωση των ρίσκων στη Μέση Ανατολή και τις αυξημένες γεωπολιτικές εντάσεις σε παγκόσμιο επίπεδο και διερευνά μια σειρά από ζητήματα ενεργειακής ασφάλειας που αντιμετωπίζουν οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων καθώς προχωρούν με τις καθαρές ενεργειακές μεταβάσεις. Με την αύξηση των επενδύσεων σε καθαρές τεχνολογίες και την ταχεία αύξηση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η μελέτη WEO 2024 εξετάζει πόσο μακριά έχει φτάσει ο κόσμος στην πορεία του προς ένα

Διάγραμμα 2: Εξέλιξη παγκόσμιων εκπομπών CO₂, 1959-2023



ασφαλέστερο και πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα και τι πρέπει να γίνει επιπλέον για την επίτευξη των κλιματικών στόχων. Ειδικότερα, η νέα έκθεση υπογραμμίζει ότι οι σημερινές γεωπολιτικές εντάσεις και ο κατακερματισμός, δημιουργούν σημαντικούς κινδύνους τόσο για την ενεργειακή ασφάλεια όσο και για την παγκόσμια δράση για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

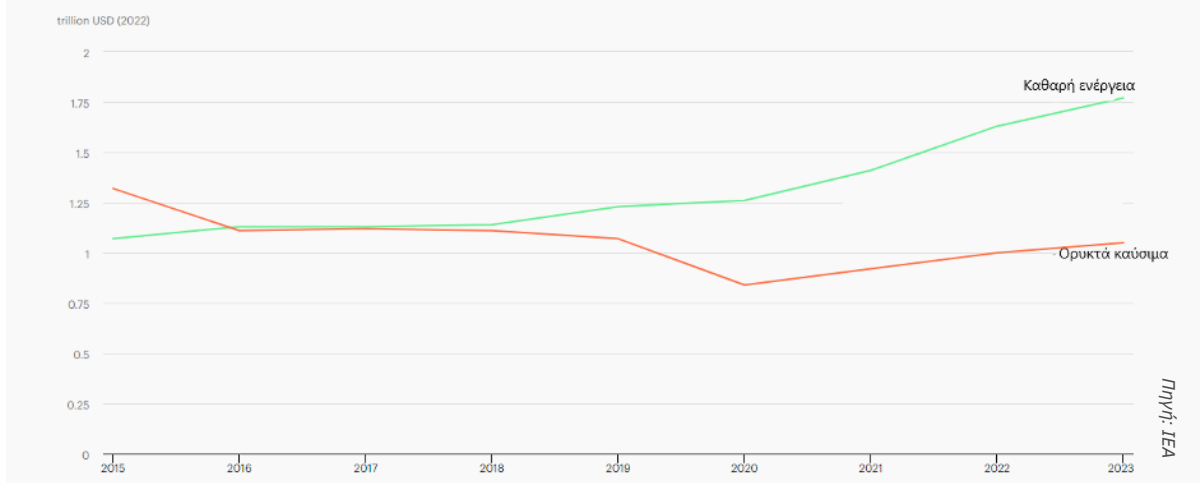
Οι ολοένα και πιο ορατές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, η δυναμική πίσω από τις μεταβάσεις σε καθαρή ενέργεια και τα χαρακτηριστικά των καθαρών τεχνολογιών, όλα μαζί αλλάζουν το τι σημαίνει να έχουμε ασφαλή ενεργειακά συστήματα. Συνεπώς, μια ολοκληρωμένη προσέγγιση της ενεργειακής ασφάλειας πρέπει να επεκταθεί πέρα από τα παραδοσιακά καύσιμα και να καλύψει τον ασφαλή μετασχηματισμό του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και την ανθεκτικότητα των αλυσίδων εφοδιασμού καθαρής ενέργειας.

Η ενεργειακή ασφάλεια και η δράση για το κλίμα είναι άρρηκτα συνδεδεμένες: τα ακραία καιρικά φαινόμενα, που ενισχύονται από δεκαετίες υψηλών εκπομπών, δημιουργούν ήδη σημαντικούς κινδύνους για την ενεργειακή ασφάλεια [2]. Οι μεταβάσεις στην καθαρή ενέργεια έχουν επιταχυνθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια, διαμορφωμένες από κυβερνητικές πολιτικές και βιομηχανικές στρατηγικές, αλλά υπάρχει μεγαλύτερη αβεβαιότητα στο βραχυπρόθεσμο μέλλον από ό,τι συνήθως για το πώς θα εξελιχθούν αυτές οι πολιτικές και οι στρατηγικές

Οι προβλέψεις της έκθεσης που βασίζονται στις σημερινές πολιτικές δείχνουν ότι ο κόσμος πρόκειται να εισέλθει σε ένα νέο πλαίσιο αγοράς ενέργειας τα επόμενα χρόνια, που χαρακτηρίζεται από συνεχείς γεωπολιτικούς κινδύνους αλλά και από σχετικά άφθονη προσφορά καυσίμων και τεχνολογιών. Η νέα αυτή ενεργειακή κατάσταση θα περιλαμβάνει πλεόνασμα πετρελαίου και υδρογονάνθρακα φυσικού αερίου (LNG) που θα γίνει εμφανιστεί κατά το δεύτερο εξάμηνο της δεκαετίας του 2020, παράλληλα με μεγάλο πλεόνασμα παραγωγής σε τεχνολογίες

καθαρής ενέργειας, ιδίως ηλιακά φωτοβολταϊκά και μπαταρίες. Η επόμενη φάση προς ένα ασφαλέστερο και πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα θα πραγματοποιηθεί σε ένα νέο πλαίσιο για την αγορά ενέργειας, το οποίο χαρακτηρίζεται από συνεχείς γεωπολιτικούς κινδύνους, αλλά και από σχετικά άφθονη παραγωγή καυσίμων και τεχνολογιών. Η λεπτομερής ανάλυσή μας για τις ισορροπίες της αγοράς και τις αλυσίδες εφοδιασμού φέρνει στο προσκήνιο μια υπερπροσφορά πετρελαίου και υδρογονάνθρακα φυσικού αερίου κατά το δεύτερο μισό της δεκαετίας του 2020, παράλληλα με μια μεγάλη υπερπροσφορά δυνατότητας παραγωγής ορισμένων βασικών καθαρών ενεργειακών τεχνολογιών, ιδίως των φωτοβολταϊκών και των μπαταριών. Αυτά τα δεδομένα παρέχουν ένα είδος ασφάλειας έναντι περαιτέρω διαταραχών της αγοράς, αλλά συνεπάγονται επίσης πιέσεις για μείωση των τιμών και μια περίοδο αυξημένου ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών. Η ταχεία αύξηση της ανάπτυξης της καθαρής ενέργειας τα τελευταία χρόνια σημειώθηκε σε μια περίοδο αστάθειας των τιμών των ορυκτών καυσίμων. Το κόστος των καθαρών τεχνολογιών μειώνεται, αλλά η διατήρηση και η επιτάχυνση της δυναμικής της ανάπτυξής τους σε έναν κόσμο με χαμηλότερες τιμές καυσίμων είναι κάτι το διαφορετικό. Ο τρόπος με τον οποίο θα εξελιχθούν οι επιλογές των ΙΕΑ. CC BY 4.0. Συνοπτική παρουσίαση 5 καταναλωτών και οι κυβερνητικές πολιτικές θα έχει τεράστιες συνέπειες για το μέλλον του τομέα της ενέργειας και για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής [2]. Σε αυτό το περίπλοκο παγκόσμιο σκηνικό, η εμφάνιση και ενδυνάμωση τα τελευταία χρόνια του τομέα της καθαρής ενέργειας, με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά και τα ηλεκτρικά οχήματα (EVs) να βρίσκονται στην πρώτη γραμμή, παρέχει ελπίδα για το μέλλον. Οι επενδύσεις στην καθαρή ενέργεια αυξήθηκαν κατά 40% από το 2020, με βασική κινητήρια δύναμη την ώθηση για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, αλλά και το οικονομικό κίνητρο για ώριμες τεχνολογίες καθαρής ενέργειας (Διάγραμμα 3).

Διάγραμμα 3: Ετήσιες επενδύσεις σε ορυκτά καύσιμα και καθαρή ενέργεια, 2015 – 2023 (τρεις USD)



Η καθαρή ενέργεια εισέρχεται στο ενεργειακό σύστημα με πρωτοφανή ρυθμό, συμπεριλαμβάνοντας περισσότερα από 560 GW νέας ισχύος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που προστέθηκαν το 2023, αλλά η ανάπτυξή της δεν είναι καθόλου ομοιόμορφη όσον αφορά τις τεχνολογίες και τις χώρες. Οι επενδυτικές ροές σε έργα καθαρής ενέργειας πλησιάζουν τα 2 τρισεκατομμύρια δολάρια κάθε χρόνο, σχεδόν διπλάσιο ποσό από το συνολικό ποσό που δαπανάται για τη νέα παραγωγή πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα – και τα κόστη για τις περισσότερες καθарές τεχνολογίες συνεχίζουν την πτωτική τους πορεία μετά την άνοδό τους ύστερα από την πανδημία Covid19. Αυτό το γεγονός βοηθά την εγκατεστημένη ισχύ από ανανεώσιμες πηγές να αυξηθεί από 4 250 GW σήμερα σε σχεδόν 10 000 GW το 2030 στο σενάριο STEPS, κάτι που υπολείπεται του στόχου τριπλασιασμού που τέθηκε στη Διάσκεψη του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (COP28), αλλά είναι αρκετό, συνολικά, για να καλύψει την αύξηση της παγκόσμιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και να οδηγήσει στη παραγωγή ηλεκτρισμού με τη χρήση άνθρακα σε μείωση. Μαζί με την πυρηνική ενέργεια, που αποτελεί αντικείμενο ανανεωμένου ενδιαφέροντος από πολλές χώρες, οι πηγές χαμηλών εκπομπών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πρόκειται να παράγουν περισσότερο από το μισό της παγκόσμιας ηλεκτρικής ενέργειας πριν από το 2030. Η Κίνα ξεχωρίζει: αντιπροσωπεύει το 60% της νέας εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που προστέθηκε παγκοσμίως για το 2023 – και μόνο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά στην Κίνα πρόκειται να ξεπεράσει, μέχρι τις αρχές της δεκαετίας του 2030, τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής στο σήμερα.

Συγκεκριμένα, η Παγκόσμια Ενεργειακή Επισκόπηση 2024 (World Energy Outlook 2024) διερευνά τρία σενάρια που παρέχουν το πλαίσιο για το πώς θα διαμορφωθεί το μέλλον της ενέργειας και διερευνούν τις επιπτώσεις των διαφόρων πολιτικών επιλογών, επενδυτικών και τεχνολογικών τάσεων.

Το **Stated Policies Scenario (STEPS, Σενάριο Ισχυουσών Πολιτικών)** παρέχει μια αίσθηση της πορείας του ενεργειακού τομέα σήμερα, με βάση τα πιο πρόσφατα δεδομένα της αγοράς, το τεχνολογικό κόστος και της σε βάθος ανάλυσης των ισχυουσών πλαισίων πολιτικής ανά τον κόσμο. Το σενάριο STEPS παρέχει επίσης τη βάση για τις αισιόδοξες και απαισιόδοξες περιπτώσεις ευαισθησίας.

Το **Announced Pledges Scenario (APS, Σενάριο Ανακοινωθεισών Δεσμεύσεων)** εξετάζει τι θα συμβεί εάν όλοι οι εθνικοί στόχοι για την ενέργεια και το κλίμα που έχουν παρθεί από τις κυβερνήσεις, συμπεριλαμβανομένων των στόχων μηδενικών καθαρών εκπομπών, επιτευχθούν πλήρως και εγκαίρως.

Το **Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE, Σενάριο Μηδενικών Καθαρών Εκπομπών μέχρι το 2050)** χαρτογραφεί μια όλο και πιο στενή πορεία

για την επίτευξη μηδενικών καθαρών εκπομπών έως τα μέσα του αιώνα με τρόπο που να περιορίζει την υπερθέρμανση του πλανήτη στους 1.5 °C.

Αντανακλώντας τις σημερινές αβεβαιότητες, τα τρία κύρια σενάρια συμπληρώνονται από περιπτώσεις ευαισθησίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, την ηλεκτροκίνηση, το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) και τον τρόπο με τον οποίο οι καύσωνες, οι πολιτικές ενεργειακής αποδοτικότητας και η άνοδος της τεχνητής νοημοσύνης (AI) θα μπορούσαν να επηρεάσουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σενάρια και οι περιπτώσεις ευαισθησίας απεικονίζουν διαφορετικές διαδρομές που θα μπορούσε να ακολουθήσει ο ενεργειακός τομέας, τους μοχλούς που μπορούν να χρησιμοποιήσουν οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων για να τις επιτύχουν, καθώς και τις επιπτώσεις των συγκεκριμένων διαδρομών στις αγορές ενέργειας, στην ασφάλεια και στις εκπομπές, καθώς και στη ζωή και στα εισοδήματα των ανθρώπων.

Ο ΔΟΕ επισημαίνει ότι ο άνθρακας θα είναι το μόνο ορυκτό καύσιμο του οποίου η χρήση θα μειωθεί κατά την επόμενη δεκαετία, σύμφωνα με το σενάριο καθορισμένων πολιτικών (STEPS), που έχει εκπονήσει. Οι προβλέψεις της ΕΙΑ βασίζονται στην εκτίμηση ότι θα σημειωθεί εντυπωσιακή ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της διείσδυσης των ηλεκτρικών οχημάτων έως το 2030. Παρόλο που η παγκόσμια ζήτηση ενέργειας θα αυξηθεί κατά 7% έως το 2030, πρώτο χρονικό σκαλοπάτι πριν από 2050 και το στόχο για επίτευξη συνθηκών net zero, η ζήτηση θα μετατοπιστεί κατά κόρον προς τις ΑΠΕ και την πυρηνική ενέργεια. Εν τούτοις, τα ορυκτά καύσιμα θα παραμείνουν στο προσκήνιο καθώς θα εξακολουθήσουν, σύμφωνα με το ίδιο σενάριο, να αντιπροσωπεύουν πάνω από το 70% της προσφοράς έναντι μεριδίου 82% το 2022.

Όσον αφορά στην ηλιακή και την αιολική ενέργεια, αυτές θα συνεχίσουν να αναπτύσσονται με ταχείς ρυθμούς, αποτελώντας την κύρια πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού έως το 2025. Η μελέτη αναφέρει ότι οι επενδύσεις στην καθαρή ενέργεια έχουν αυξηθεί κατά 40% από το 2020, κάτι που έχει θετικό αντίκτυπο στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας στον τομέα. Πάνω από 1 δισεκατομμύριο δολάρια δαπανώνται σε ημερήσια βάση για την ανάπτυξη της ηλιακής ενέργειας, ενώ φέτος αναμένεται να προστεθούν περισσότερα από 500 GW παραγωγικής ικανότητας ΑΠΕ ανά τον πλανήτη. Ωστόσο, πρέπει να τονιστεί ότι η ανάπτυξή τους εξακολουθεί να υπολείπεται έναντι του στόχου για καθарές μηδενικές εκπομπές ρύπων, έως το 2050.

Η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί με γρήγορους ρυθμούς σε όλα τα σενάρια, ως αποτέλεσμα της αύξησης του πληθυσμού και του εισοδήματος, καθώς και της ηλεκτροδότησης όλο και μεγαλύτερου αριθμού τελικών χρηστών ενέργειας. Μέχρι το 2050, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά 80% από το τρέχον επίπεδο της, στο σενάριο STEPS,

κατά 120% στο σενάριο APS και κατά 150% στο σενάριο NZE. Η πρόσθετη αυτή ζήτηση θα καλυφθεί κυρίως από πηγές ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλών εκπομπών, όπως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, πυρηνική ενέργεια, ορυκτά καύσιμα με δέσμευση άνθρακα, υδρογόνο και αμμωνία, αυξάνοντας το μερίδιό της στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε σενάριο. Αντίθετα, το ποσοστό των ορυκτών καυσίμων στη ζήτηση ηλεκτρισμού αναμένεται να μειωθεί απότομα από το 2022 έως το 2050, με την πτώση να φτάνει πάνω από το ένα τρίτο στο σενάριο STEPS, τα τρία τέταρτα στο σενάριο APS και σχεδόν 100% στο σενάριο NZE.

Παρά το ρεκόρ ανάπτυξης της καθαρής ενέργειας, τα δύο τρίτα της αύξησης της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης για το 2023 καλύφθηκε από ορυκτά καύσιμα, ωθώντας τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που σχετίζονται με την ενέργεια σε άλλο ένα υψηλό επίπεδο. Στο σενάριο STEPS, οι μεγαλύτερες πηγές αύξησης της ζήτησης ενέργειας είναι, κατά φθίνουσα σειρά, η Ινδία, η Νοτιοανατολική Ασία, η Μέση Ανατολή και η Αφρική. Ωστόσο, η ανάπτυξη της καθαρής ενέργειας και οι δομικές αλλαγές στην παγκόσμια οικονομία, ιδίως στην Κίνα, αρχίζουν να μετριάζουν τη συνολική αύξηση της ενεργειακής ζήτησης, όχι μόνο επειδή ένα σύστημα με περισσότερο ηλεκτρισμό και πλούσιο σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι εγγενώς πιο αποδοτικό από ένα σύστημα που κυριαρχείται από την καύση ορυκτών καυσίμων (στο οποίο μεγάλο μέρος της παραγόμενης ενέργειας χάνεται ως απώλειες θερμότητας). Τα αποτελέσματα μεμονωμένων χρονιών μπορεί να διαφέρουν στην πράξη ανάλογα με τις ευρύτερες οικονομικές ή καιρικές συνθήκες ή την παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά, αλλά η κατεύθυνση με βάση τα σημερινά πλαίσια πολιτικής είναι σαφής. Η συνεχιζόμενη αύξηση της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης μετά το 2030 μπορεί να καλυφθεί αποκλειστικά με καθαρή ενέργεια.

Περίπου 270 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα νέας χωρητικότητας υδροποιημένου φυσικού αερίου σε ετήσια βάση έχουν εγκριθεί και εάν παραδοθούν σύμφωνα με τα ανακοινωθέντα χρονοδιαγράμματα, πρόκειται να τεθούν σε λειτουργία έως το 2030, θα αποτελέσουν μια τεράστια προσθήκη στην παγκόσμια παραγωγή. Στο σενάριο STEPS, η ζήτηση LNG αυξάνεται πάνω από 2.5% ετησίως έως το 2035, μία αναθεώρηση προς τα πάνω σε σχέση με τις περσινές προβλέψεις, και η αύξηση είναι ταχύτερη από την αύξηση της συνολικής ζήτησης φυσικού αερίου. Η Ευρώπη και η Κίνα διαθέτουν τις υποδομές για να απορροφήσουν σημαντικά περισσότερο φυσικό αέριο, αλλά τα περιθώρια περιορίζονται από τις επενδύσεις τους στην καθαρή ενέργεια. Οι IEA. CC BY 4.0. Συνοπτική παρουσίαση 9 αναδυόμενες και αναπτυσσόμενες οικονομίες που εισάγουν φυσικό αέριο χρειάζονται γενικά τιμές γύρω στα 3-5 δολάρια ανά εκατομμύριο βρετανικές θερμικές μονάδες για να καταστήσουν το φυσικό αέριο ελκυστικό ως εναλλακτική λύση μεγάλης κλίμακας έναντι των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

και του άνθρακα, αλλά το κόστος παράδοσης για τα περισσότερα νέα έργα εξαγωγών πρέπει να κυμαίνεται κατά μέσο όρο γύρω στα 8 δολάρια ανά εκατομμύριο βρετανικές θερμικές μονάδες ώστε να καλυφθούν οι επενδύσεις και η λειτουργία τους. Εάν οι αγορές φυσικού αερίου πρόκειται να απορροφήσουν όλη την πιθανή νέα παραγωγή LNG και συνεχίσουν να αναπτύσσονται μετά το 2030, αυτό θα απαιτούσε κάποιο συνδυασμό ακόμη χαμηλότερων τιμών, υψηλότερης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και πιο αργές ενεργειακές μεταβάσεις – με λιγότερη αιολική και ηλιακή ενέργεια, χαμηλότερα ποσοστά βελτίωσης της αποδοτικότητας των κτιρίων και μικρότερος αριθμός αντλιών θερμότητας – από αυτό που προβλέπεται στο σενάριο STEPS. Ωστόσο, οποιαδήποτε επιτάχυνση των παγκόσμιων ενεργειακών μεταβάσεων προς τα αποτελέσματα που προβλέπονται στο σενάριο APS ή στο σενάριο NZE, ή μια νέα μεγάλη συμφωνία προμήθειας φυσικού αερίου Ρωσίας-Κίνας (την οποία δεν περιλαμβάνουμε στο σενάριο STEPS), θα επιδείνωνε την υπερπροσφορά του υδροποιημένου φυσικού αερίου [2].

Την τελευταία πενταετία, οι ετήσιες προσθήκες ισχύος ηλιακής ενέργειας τετραπλασιάστηκαν φτάνοντας τα 425 GW, αλλά η ετήσια δυνατότητα κατασκευής φωτοβολταϊκών πρόκειται να εξαπλασιαστεί σε περισσότερα από 1 100 GW, επίπεδο που – αν αναπτυχθεί πλήρως – θα είναι πολύ κοντά στις ποσότητες που απαιτούνται στο σενάριο NZE. Παρόμοια είναι η ιστορία της άφθονης δυνατότητας κατασκευής μπαταριών λιθίου. Η εισαγωγή αυτών των τεχνολογιών σε μεγάλη κλίμακα στις αναπτυσσόμενες οικονομίες θα μετασχηματίσει τις παγκόσμιες τάσεις, βοηθώντας την αυξανόμενη ζήτηση να καλυφθεί με βιώσιμο τρόπο και επιτρέποντας στις παγκόσμιες εκπομπές όχι μόνο να κορυφωθούν τα επόμενα χρόνια, όπως συμβαίνει στο σενάριο STEPS, αλλά και να εισέλθουν σε σημαντική μείωση, κάτι που δε συμβαίνει στο σενάριο STEPS. Αυτό απαιτεί συντονισμένες προσπάθειες για τη διευκόλυνση των επενδύσεων στις αναπτυσσόμενες οικονομίες, αντιμετωπίζοντας τους κινδύνους που οδηγούν σε αύξηση του κόστους κεφαλαίου. Οι περίοδοι άφθονης παραγωγής IEA. CC BY 4.0. Συνοπτική παρουσίαση 7 δυσχεραίνουν τη θέση των νεοεισερχόμενων εταιρειών, αλλά η βελτίωση της ανθεκτικότητας και της ποικιλομορφίας των αλυσίδων εφοδιασμού για τις καθαρές τεχνολογίες και για τα κρίσιμα ορυκτά παραμένει ουσιαστικό καθήκον. Προς το παρόν, οι συγκεκριμένες αλυσίδες εφοδιασμού βρίσκονται σε μεγάλο βαθμό συγκεντρωμένες στην Κίνα.

Η αυξανόμενη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από τα κέντρα δεδομένων, η οποία συνδέεται εν μέρει με την αυξανόμενη χρήση της τεχνητής νοημοσύνης, έχει ήδη κάποιες ισχυρές τοπικές επιπτώσεις, αλλά οι πιθανές επιπτώσεις της τεχνητής νοημοσύνης στην ενέργεια είναι ευρύτερες και περιλαμβάνουν τον καλύτερο συντονισμό των συστημάτων στην ηλεκτροπαραγωγή και τους συντομότερους κύκλους

καινοτομίας. Υπάρχουν περισσότερα από 11 000 καταγεγραμμένα κέντρα δεδομένων παγκοσμίως και συχνά είναι συγκεντρωμένα σε ορισμένες περιοχές, οπότε οι επιπτώσεις σε τοπικό επίπεδο στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να είναι σημαντικές. Ωστόσο, σε παγκόσμιο επίπεδο, τα κέντρα δεδομένων αντιπροσωπεύουν σχετικά μικρό μερίδιο της συνολικής αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2030. Συχνότεροι και εντονότεροι καύσωνες από αυτούς που υποθέτουμε στο σενάριο STEPS, ή καλύτερη ενεργειακή αποδοτικότητα που εφαρμόζεται στις νέες συσκευές – κυρίως στα κλιματιστικά – παράγουν και οι δύο παράγοντες σημαντικά μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από μια περίπτωση με αυξημένη διείσδυση των κέντρων δεδομένων. Ο συνδυασμός της αύξησης των εισοδημάτων και της αύξησης των παγκόσμιων θερμοκρασιών δημιουργεί πάνω από 1 200 TWh πρόσθετης παγκόσμιας ηλεκτρικής ζήτησης για ψύξη έως το 2035 στο σενάριο STEPS, ποσότητα μεγαλύτερη από τη σημερινή κατανάλωση ηλεκτρισμού ολόκληρης της Μέσης Ανατολής.

Η μελέτη συμπεραίνει ότι παρά την αυξανόμενη δυναμική των μεταβάσεων, ο κόσμος απέχει ακόμη πολύ από μια πορεία ευθυγραμμισμένη με τους στόχους του κλίματος. Οι αποφάσεις των κυβερνήσεων, των επενδυτών και των καταναλωτών πολύ συχνά εδραιώνουν τα ελαττώματα του

σημερινού ενεργειακού συστήματος, αντί να το ωθήσουν προς μια καθαρότερη και ασφαλέστερη διαδρομή. Υπάρχουν ορισμένες θετικές εξελίξεις στο σενάριο STEPS, αλλά τα σημερινά πλαίσια πολιτικής εξασφαλίζουν να θέτουν τον κόσμο σε τροχιά αύξησης της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά 2.4 °C έως το 2100, γεγονός που συνεπάγεται όλο και σοβαρότερους κινδύνους από την αλλαγή του κλίματος. Η ανάλυση των σεναρίων μας αναδεικνύει την προοπτική οι αγοραστές και οι καταναλωτές να έχουν το προβάδισμα στις αγορές ενέργειας για ένα διάστημα, με τους προμηθευτές να ανταγωνίζονται, καθώς κάνουν επιλογές καυσίμων και τεχνολογιών που έχουν πολύ διαφορετικές επιπτώσεις στον ενεργειακό τομέα και στις εκπομπές του. Όλα τα μέρη πρέπει να αναγνωρίσουν ότι η διατήρηση της χρήσης ορυκτών καυσίμων έχει συνέπειες. Μπορεί να υπάρξει πίεση για μείωση των τιμών των καυσίμων για κάποιο διάστημα, αλλά η ιστορία έχει δείξει ότι μια μέρα ο κύκλος θα αντιστραφεί και οι τιμές θα αυξηθούν. Και το κόστος της κλιματικής αδράνειας, εν τω μεταξύ, αυξάνεται μέρα με τη μέρα, καθώς οι εκπομπές συσσωρεύονται στην ατμόσφαιρα και τα ακραία καιρικά φαινόμενα επιβάλλουν το δικό τους απρόβλεπτο τίμημα. Αντίθετα, οι καθαρές τεχνολογίες που είναι σήμερα όλο και πιο αποδοτικές από πλευράς κόστους, πρόκειται να παραμείνουν έτσι, με σημαντικά μειωμένη έκθεση στις αναταράξεις των αγορών και με διαρκή οφέλη για τους ανθρώπους και τον πλανήτη [2].

Πίνακας 4: Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2010-2050

	Announced Pledges (EJ)							Shares (%)			CAAGR (%) 2023 to:	
	2010	2022	2023	2030	2035	2040	2050	2023	2030	2050	2030	2050
Total energy supply	536	629	642	641	624	620	635	100	100	100	-0.0	-0.0
Renewables	43	74	78	140	197	251	336	12	22	53	8.7	5.6
Solar	1	6	8	31	55	81	120	1	5	19	22	11
Wind	1	8	8	21	34	46	66	1	3	10	14	7.9
Hydro	12	16	15	18	20	22	25	2	3	4	2.4	1.8
Modern solid bioenergy	23	34	36	48	56	64	73	6	7	11	4.3	2.7
Modern liquid bioenergy	2	4	5	10	12	14	14	1	2	2	11	4.2
Modern gaseous bioenergy	1	1	1	4	6	8	12	0	1	2	17	8.6
Traditional use of biomass	21	19	19	6	5	3	2	3	1	0	-14	-7.7
Nuclear	30	29	30	39	49	59	69	5	6	11	3.6	3.1
Natural gas	115	144	145	138	121	106	86	23	22	14	-0.7	-1.9
Unabated	109	136	137	128	108	90	65	21	20	10	-1.0	-2.7
With CCUS	0	1	1	2	5	7	13	0	0	2	25	13
Oil	173	187	192	178	156	133	100	30	28	16	-1.1	-2.4
Non-energy use	26	30	31	34	35	35	34	5	5	5	1.6	0.3
Coal	153	172	175	138	95	66	40	27	22	6	-3.4	-5.3
Unabated	151	169	172	134	87	58	28	27	21	4	-3.5	-6.5
With CCUS	-	0	0	0	4	6	10	0	0	2	63	28

Electricity and heat sectors	200	249	255	271	285	314	378	100	100	100	0.9	1.5
Renewables	20	41	43	88	134	180	255	17	33	68	11	6.8
Solar PV	0	5	6	27	49	71	104	2	10	28	25	11
Wind	1	8	8	21	34	46	66	3	8	17	14	7.9
Hydro	12	16	15	18	20	22	25	6	7	7	2.4	1.9
Bioenergy	4	9	10	15	20	25	32	4	6	9	6.6	4.5
Hydrogen	-	-	-	0	1	2	2	-	0	1	n.a.	n.a.
Ammonia	-	-	-	0	0	0	2	-	0	0	n.a.	n.a.
Nuclear	30	29	30	39	49	59	69	12	14	18	3.6	3.1
Unabated natural gas	47	56	57	53	43	36	26	22	19	7	-1.1	-2.9
Natural gas with CCUS	-	-	-	0	0	1	1	-	0	0	n.a.	n.a.
Oil	11	9	8	4	2	2	1	3	1	0	-12	-8.1
Unabated coal	91	112	115	86	50	29	13	45	32	4	-4.0	-7.6
Coal with CCUS	-	0	0	0	3	4	7	0	0	2	60	30
Net Zero Emissions by 2050 (EJ)												
	Net Zero Emissions by 2050 (EJ)							Shares (%)			CAAGR (%)	
	2010	2022	2023	2030	2035	2040	2050	2023	2030	2050	2030	2050
Total energy supply	536	629	642	588	544	538	564	100	100	100	-1.3	-0.5
Renewables	43	74	78	165	245	312	399	12	28	71	11	6.2
Solar	1	6	8	38	72	104	145	1	6	26	26	11
Wind	1	8	8	26	45	62	86	1	4	15	17	9.0
Hydro	12	16	15	19	22	25	28	2	3	5	3.5	2.2
Modern solid bioenergy	23	34	36	53	64	71	76	6	9	13	5.8	2.8
Modern liquid bioenergy	2	4	5	12	14	14	12	1	2	2	15	3.5
Modern gaseous bioenergy	1	1	1	6	9	11	12	0	1	2	26	8.8
Traditional use of biomass	21	19	19	-	-	-	-	3	-	-	n.a.	n.a.
Nuclear	30	29	30	44	59	70	78	5	7	14	5.5	3.6
Natural gas	115	144	145	126	79	53	31	23	21	5	-2.0	-5.6
Unabated	109	136	137	113	62	32	7	21	19	1	-2.7	-10
With CCUS	0	1	1	5	9	13	17	0	1	3	39	14
Oil	173	187	192	151	109	77	40	30	26	7	-3.4	-5.6
Non-energy use	26	30	31	33	32	31	28	5	6	5	0.9	-0.3
Coal	153	172	175	101	51	25	15	27	17	3	-7.6	-8.8
Unabated	151	169	172	95	41	13	2	27	16	0	-8.1	-15
With CCUS	-	0	0	2	7	9	11	0	0	2	100	28
Electricity and heat sectors	200	249	255	266	286	329	408	100	100	100	0.6	1.8
Renewables	20	41	43	104	172	232	311	17	39	76	13	7.6
Solar PV	0	5	6	33	64	89	123	2	12	30	28	12
Wind	1	8	8	26	45	62	86	3	10	21	17	9.0
Hydro	12	16	15	19	22	25	28	6	7	7	3.5	2.2
Bioenergy	4	9	10	16	24	30	36	4	6	9	7.2	5.0
Hydrogen	-	-	-	2	4	5	5	-	1	1	n.a.	n.a.
Ammonia	-	-	-	1	1	2	2	-	0	0	n.a.	n.a.
Nuclear	30	29	30	44	59	70	78	12	17	19	5.5	3.6
Unabated natural gas	47	56	57	53	26	11	2	22	20	0	-1.0	-12
Natural gas with CCUS	-	-	-	0	1	2	3	-	0	1	n.a.	n.a.
Oil	11	9	8	2	1	0	0	3	1	0	-17	-25
Unabated coal	91	112	115	58	17	0	0	45	22	0	-9.4	-35
Coal with CCUS	-	0	0	1	4	6	7	0	1	2	117	30

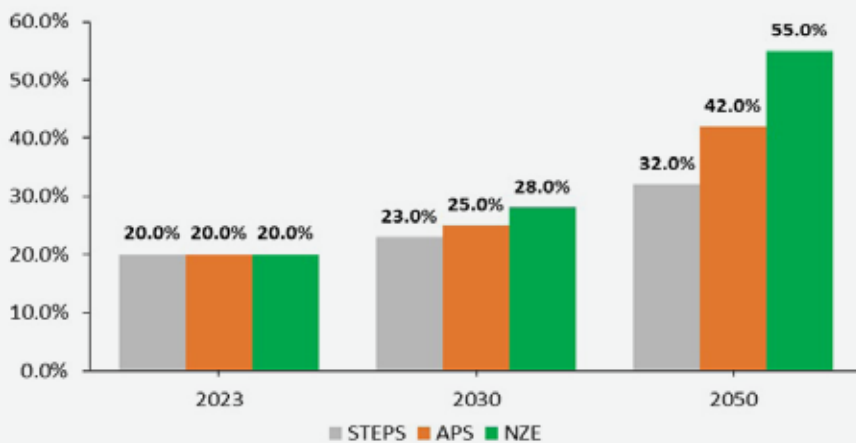
Πηγή: IEA

Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως έχει αυξηθεί σταθερά τις τελευταίες δεκαετίες και ανερχόταν στο 20% το 2023. Ως το 2030 το μερίδιο του ηλεκτρισμού αυξάνεται στο 28%, ενώ το 2050 η ηλεκτρική ενέργεια καταλαμβάνει ποσοστό 55% στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως στο NZE σενάριο (Διάγραμμα 4). Μια άλλη σημαντική έκθεση για την παγκόσμια ενεργειακή κατάσταση είναι το “Statistical Review of World Energy 2024/73rd Edition” του Energy Institute, [3]. Σύμφωνα με την εν λόγω Έκθεση, το πετρέλαιο αποτέλεσε τη βασική ενεργειακή πηγή του πλανήτη το 2023, ακολουθούμενη από τον άνθρακα και το φυσικό αέριο τα οποία κάλυψαν από κοινού το 82% της χρήσης πρωτογενούς ενέργειας (Διάγραμμα 5). Το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (εκτός των υδροηλεκτρικών) στην παραγωγή ηλεκτρισμού παγκοσμίως συνέχισε την ανοδική του πορεία φτάνοντας το 7,4%, αυξημένο κατά έξι ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με το 2010 και ωθούμενο από ρεκόρ εγκατάστασης ηλιακών και αιολικών πάρκων, ξεπερνώντας το μερίδιο της πυρηνικής ενέργειας που ήταν 4%. Το μερίδιο του άνθρακα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

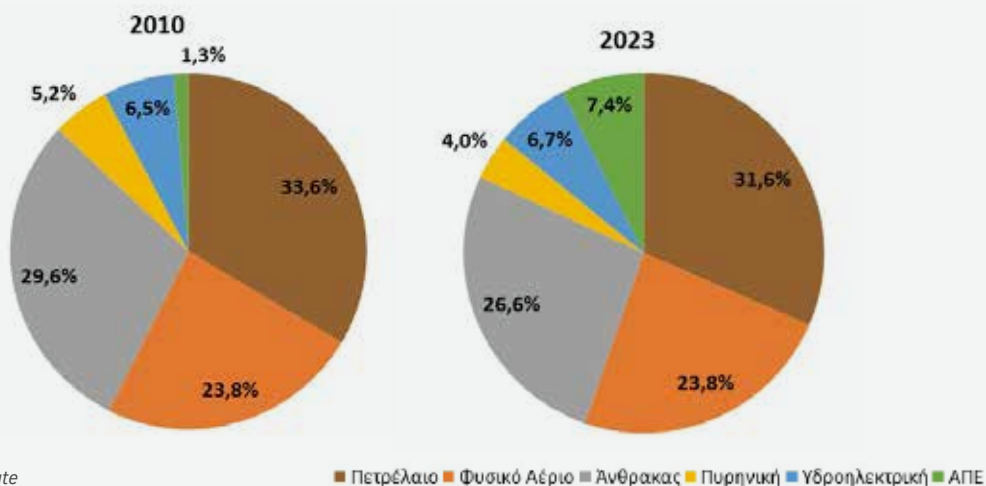
ανήλθε περίπου στο 27%, μειωμένο κατά 3,0 ποσοστιαίες μονάδες, ενώ το μερίδιο του φυσικού αερίου παρέμεινε σταθερό στο 24%.

Επιπλέον, σύμφωνα με τη μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (ΔΟΕ) “Electricity 2024 – Analysis and Forecast to 2026” [4], η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε μετρίως το 2023 κατά 2,2% με μικρότερο όμως ρυθμό από το 2022 που ήταν 2,4%. Ωστόσο, αναμένεται να αυξηθεί με ταχύτερο ρυθμό τα επόμενα δύο χρόνια, εκτιμώντας ότι η αύξηση θα είναι κατά μέσο όρο 3,4% ετησίως έως το 2026. Η αύξηση αυτή στην παγκόσμια ζήτηση οφείλεται στη βελτιωμένη οικονομική προοπτική, η οποία θα συμβάλει στην ταχύτερη αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τόσο στις προηγμένες όσο και στις αναδυόμενες οικονομίες. Ιδιαίτερα στις προηγμένες οικονομίες και την Κίνα, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα υποστηριχθεί από την συνεχιζόμενη ηλεκτροδότηση των τομέων κατοικίας και μεταφορών, καθώς και την αξιοσημείωτη επέκταση του τομέα των κέντρων δεδομένων (data centers). Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας έφτασε το 20% το 2023, από 18% το 2015.

Διάγραμμα 4: Μερίδιο ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως τα έτη 2023, 2030 και 2050, ανά σενάριο



Διάγραμμα 5: Παγκόσμια Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2010 & 2023



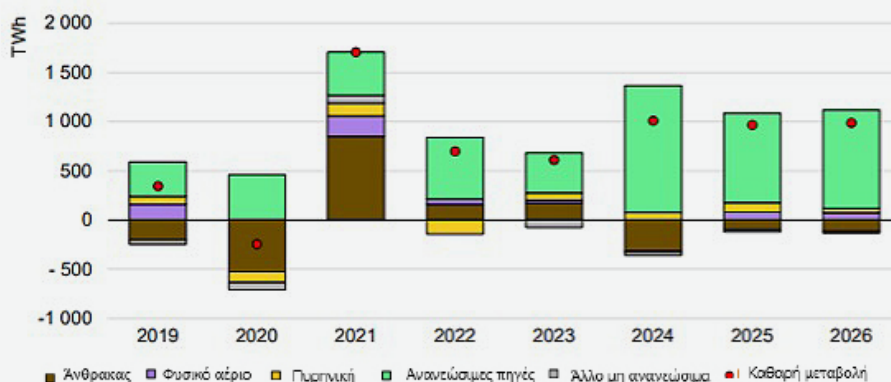
Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αναμένεται να παρέχουν περισσότερο από το ένα τρίτο της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως έως τις αρχές του 2025, ξεπερνώντας το μερίδιο του άνθρακα. Το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να αυξηθεί από 30% το 2023 στο 37% το 2026, με την ανάπτυξη να υποστηρίζεται σε μεγάλο βαθμό από την επέκταση των ολοένα φθηνότερων ηλιακών φωτοβολταϊκών.

Σύμφωνα με την εν λόγω έκθεση του ΔΟΕ, η ταχεία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε συνδυασμό με την αυξανόμενη πυρηνική παραγωγή, θα εκτοπίσει την παγκόσμια παραγωγή άνθρακα, η οποία προβλέπεται να μειωθεί κατά ένα κατά μέσο όρο 1,7% ετησίως έως το 2026. Αυτό έπεται μια αύξηση 1,6% στην παραγωγή άνθρακα το 2023 εν μέσω ξηρασιών στην Ινδία και την Κίνα που μείωσαν την παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά και αύξησαν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύση άνθρακα, γεγονός που αντιστάθμισε την έντονη μείωση παραγωγή άνθρακα στις Ηνωμένες Πολιτείες και την Ευρωπαϊκή Ένωση.

Περαιτέρω, το 2023 η απότομη πτώση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο στην Ευρωπαϊκή Ένωση υπεραντισταθμίστηκε με την παραγωγή στις Ηνωμένες Πολιτείες, όπου το φυσικό αέριο το οποίο αντικαθιστά όλο και περισσότερο τον άνθρακα, κατέγραψε το υψηλότερο μερίδιό του στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η παγκόσμια παραγωγή αερίου αυξήθηκε κατά λιγότερο από 1% το 2023, ενώ έως το 2026, προβλέπεται μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης περίπου 1%. Ενώ η παραγωγή με φυσικό αέριο στην Ευρώπη αναμένεται να μειωθεί, η παγκόσμια παραγωγή θα υποστηριχθεί από σημαντική ανάπτυξη στην Ασία, τη Μέση Ανατολή και την Αφρική εν μέσω αυξανόμενης ζήτησης σε αυτές τις περιοχές και τη διαθεσιμότητα πρόσθετου υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG).

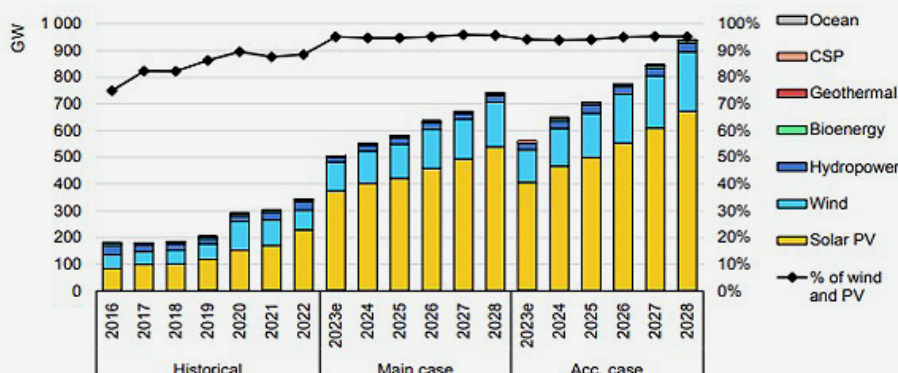
Το 2023 εγκαταστάθηκε διπλάσια ισχύς σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε σχέση με το 2022, σύμφωνα με την έκθεση «Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028» [5] του ΔΟΕ, ο οποίος προβλέπει ένα πρωτοφανή ρυθμό ανάπτυξης αυτών των ενεργειακών πηγών τα επόμενα χρόνια, αν και

Διάγραμμα 6: Ετήσια μεταβολή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως ανά τεχνολογία, 2019- 2026



Πηγή: IEA

Διάγραμμα 7: Προσθήκη ισχύος ανανεώσιμων πηγών ανά τεχνολογία παγκοσμίως



Πηγή: IEA

εκτιμά ότι θα είναι ανεπαρκής για να αντιμετωπισθεί η κλιματική αλλαγή. Σύμφωνα με την ίδια έκθεση, η προσθήκη εγκατεστημένης ισχύος από ανανεώσιμες πηγές το 2023 παγκοσμίως ήταν 507 GW, σχεδόν 50% υψηλότερα από ό,τι το 2022, ως αποτέλεσμα της συνεχούς πολιτικής στήριξης σε περισσότερες από 130 χώρες.

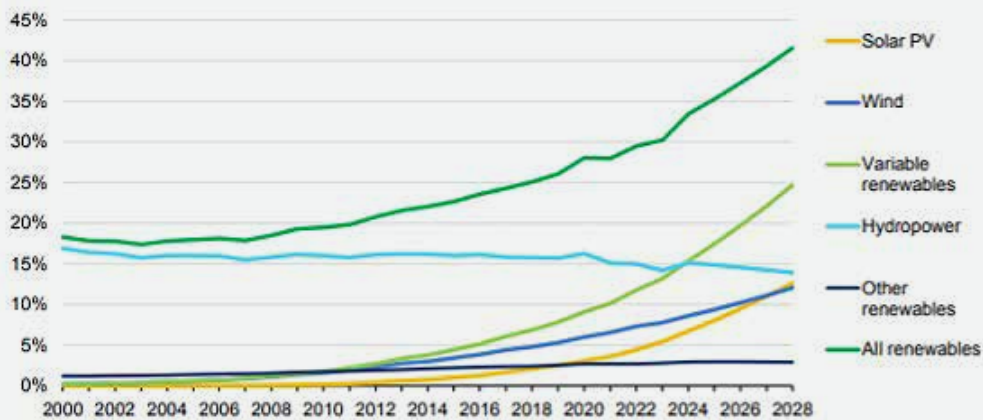
Η Κίνα ήταν και πάλι ο μεγάλος κινητήρας αυτής της αύξησης (+116% στα ηλιακά φωτοβολταϊκά, +66% στις ανεμογεννήτριες μέσα σ' ένα χρόνο), με την Ευρώπη, τις Ηνωμένες Πολιτείες και τη Βραζιλία να πετυχαίνουν επίσης πρωτοφανή επίπεδα ανάπτυξης.

Σύμφωνα με την ίδια έκθεση, η προσθήκη νέας εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παγκοσμίως θα συνεχίσει να αυξάνεται τα επόμενα πέντε χρόνια, έως το 2028, με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά και τα αιολικά να σημειώνουν ρεκόρ που προβλέπεται να καλύψουν το 96% της νέας αυτής ισχύος, καθώς το κόστος παραγωγής τους είναι χαμηλότερο από τα ορυκτά καύσιμα και οι πολιτικές των χωρών συνεχίζουν να στηρίζουν τις καθαρές αυτές ενεργειακές πηγές.

Μέχρι το 2028, η δυνητική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές αναμένεται να φτάσει περίπου τις 14.400 TWh, αύξηση σχεδόν 70% σε σχέση με το 2022. Τα επόμενα πέντε χρόνια, ο ΔΟΕ εκτιμά ότι είναι δυνατόν να επιτευχθούν διάφορα ορόσημα στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας:

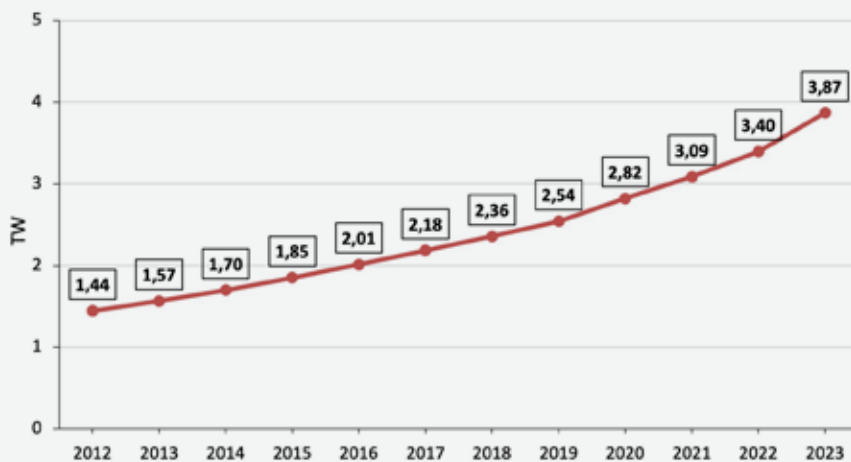
- Το 2024, η μεταβλητή παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ξεπερνά την υδροηλεκτρική ενέργεια.
- Το 2025, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ξεπερνούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύση άνθρακα.
- Το 2025, η αιολική παραγωγή ξεπερνά την πυρηνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Το 2026, τα ηλιακά φωτοβολταϊκά ξεπερνούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνικά.
- Το 2028, τα ηλιακά φωτοβολταϊκά ξεπερνούν την παραγωγή αιολικής ενέργειας.

Διάγραμμα 8: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία παγκοσμίως, 2000-2028



Πηγή: IEA

Διάγραμμα 9: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ παγκοσμίως



Πηγή: IRENA

Στο Διάγραμμα 9 απεικονίζεται η αναπτυσσόμενη πορεία των έργων ΑΠΕ παγκοσμίως όσον αφορά την εγκατεστημένη τους ισχύ, παρουσιάζοντας Μέσο Ετήσιο Ρυθμό Μεταβολής 2013 -2023 9,4%, σύμφωνα με στοιχεία από το Διεθνή Οργανισμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) [6].

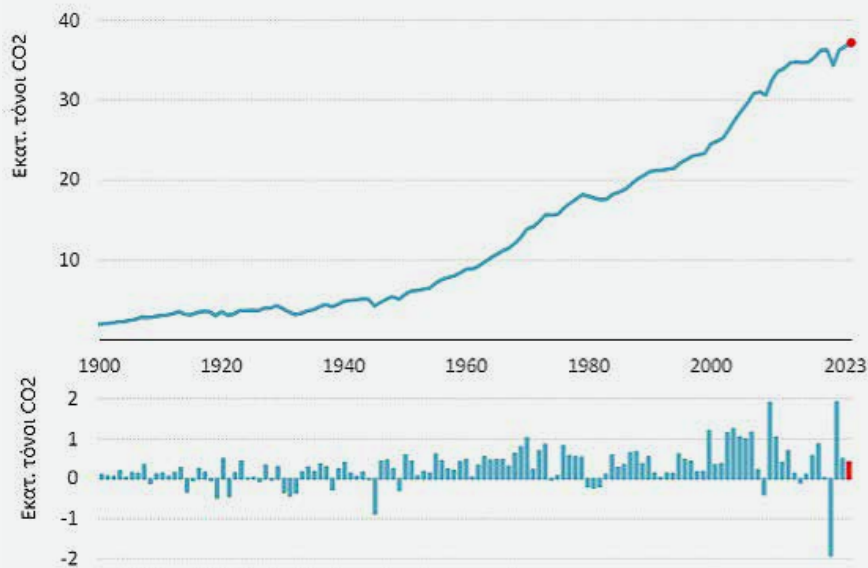
Μια κοινή τάση που παρατηρήθηκε το 2023 σε πολλές περιοχές παγκοσμίως, ήταν η σημαντική μείωση της παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας λόγω των καιρικών συνθηκών, ιδιαίτερα ξηρασιών, χαμηλής βροχόπτωσης και πρόωρης τήξης χιονιού. Ως αποτέλεσμα, η παγκόσμια παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε περισσότερο από 2% το 2023 σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Ο παγκόσμιος συντελεστής υδροηλεκτρικής ικανότητας εκτιμάται ότι έπεσε κάτω από το 40% το 2023, το οποίο είναι το χαμηλότερο ποσοστό που έχει καταγραφεί τουλάχιστον τις τρεις τελευταίες δεκαετίες και είναι πολύ χαμηλότερο από το μέσο όρο του 2015-2022 που ήταν 42% και το μέσο όρο του 2004-2014 που ήταν 44%.

Παρά την αναπτυσσόμενη πορεία των ΑΠΕ, οι παγκόσμιες συνολικές εκπομπές CO₂ που σχετίζονται με την ενέργεια αυξήθηκαν κατά 1,1% (410 εκατομμύρια τόνους) το 2023 φτάνοντας σε νέο υψηλό ρεκόρ 37,4 δισεκατομμυρίων τόνων, όπως καταγράφηκε στην έκθεση του ΔΟΕ «CO₂ Emissions in 2023» [7].

Το μεγαλύτερο μέρος αυτής της αύξησης (65%) οφειλόταν στο λιγνίτη, ενώ το παγκόσμιο έλλειμμα στην παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας το 2023, λόγω της ξηρασίας, οδήγησε στην αύξηση των εκπομπών κατά 170 εκατομμύρια τόνους. Χωρίς το φαινόμενο της ανομβρίας, οι εκπομπές CO₂ σε παγκόσμιο επίπεδο θα είχαν μειωθεί, σύμφωνα με τον ΔΟΕ.

Όσον αφορά τις τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορες χώρες ανά την υφήλιο μειώθηκαν το 2023 από τις τιμές ρεκόρ που παρατηρήθηκαν το 2022, παράλληλα με τις μειώσεις στις τιμές άλλων ενεργειακών προϊόντων όπως το φυσικό αέριο και ο άνθρακας. Ωστόσο, σημειώθηκαν διαφορές ανά γεωγραφικές περιοχές. Οι τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη μειώθηκαν κατά μέσο όρο περισσότερο από 50% το 2023 από τα επίπεδα ρεκόρ του 2022. Παρόλα αυτά, οι τιμές στην Ευρώπη εξακολουθούν να είναι διπλάσιες από τα επίπεδα του 2019, ενώ οι τιμές στις ΗΠΑ το 2023 ήταν μόνο 15% υψηλότερες από αυτές του 2019. Οι σκανδιναβικές χώρες, με την υδροηλεκτρική ενέργεια να κυριαρχεί στο ενεργειακό μείγμα, παραμένουν οι μόνες αγορές στην Ευρώπη με μέσες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας συγκρίσιμες με αυτές των Ηνωμένων Πολιτειών και της Αυστραλίας. Οι τιμές χονδρεμπορικής στην Ιαπωνία και την Ινδία το 2023 παρέμειναν επίσης πάνω από τα επίπεδα του 2019.

Διάγραμμα 10: Παγκόσμιες εκπομπές CO₂ και ετήσια μεταβολή, 1900-2023



Πηγή: IEA

3.2 Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επισκόπηση Ηλεκτρικής Ενέργειας “European Electricity Review 2024” [8] της δεξαμενής σκέψης EMBER, η ΕΕ επιτάχυνε την απομάκρυνσή της από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ορυκτά καύσιμα το 2023 και συγκεκριμένα σημειώθηκε κατακόρυφη πτώση στο μερίδιο του άνθρακα και του φυσικού αερίου και κατά συνέπεια στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Τα ορυκτά καύσιμα μειώθηκαν κατά 19%, φτάνοντας στο χαμηλότερο επίπεδο από ποτέ, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξήθηκαν σε ποσοστό ρεκόρ αγγίζοντας το 44% και ξεπερνώντας το 40% για πρώτη φορά, με την αιολική και την ηλιακή ενέργεια να ηγούνται αυτής της ανάπτυξης και παράγοντας 27% της ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ το 2023, χάρη στις μεγάλες προσθήκες εγκατεστημένης ισχύος. Επιπλέον, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά έφτασε στο σημαντικό ορόσημο να ξεπεράσει το μερίδιο του φυσικού αερίου για πρώτη φορά.

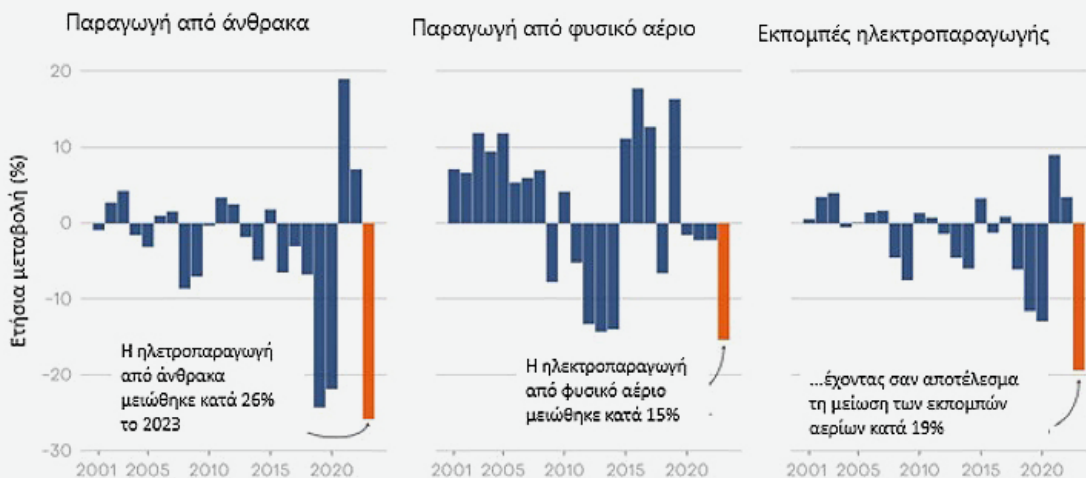
Η πτώση ρεκόρ στις εκπομπές άνθρακα, φυσικού αερίου και CO₂ το 2023 άφησε την ΕΕ με ένα καθαρότερο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σημαντικά βήματα προς τα εμπρός. Η μετάβαση της ΕΕ σε καθαρότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκεται σε πλήρη εξέλιξη.

Η καθαρή παραγωγή ενέργειας ανήλθε σε άνω των δύο τρίτων της ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, ήτοι διπλάσιο από το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων, καθώς η υδροηλεκτρική ενέργεια και η πυρηνική ενέργεια ανέκαμψαν εν μέρει, από τα περσινά χαμηλά επίπεδα, παράλληλα με την αύξηση της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας.

Σημειώνουμε ότι ο άνθρακας βρισκόταν ήδη σε τροχιά μακροχρόνιας πτώσης, με αυτή την τάση να συνεχίζεται το περασμένο έτος. Η προσωρινή επιβράδυνση του ρυθμού διακοπής της λειτουργίας εργοστασίων ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα, κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης, δεν απέτρεψε την «βουτιά» που καταγράφηκε πέρυσι, με ένα κύμα κλεισίματος «ανθρακικών» μονάδων να επίκειται εντός του 2024.

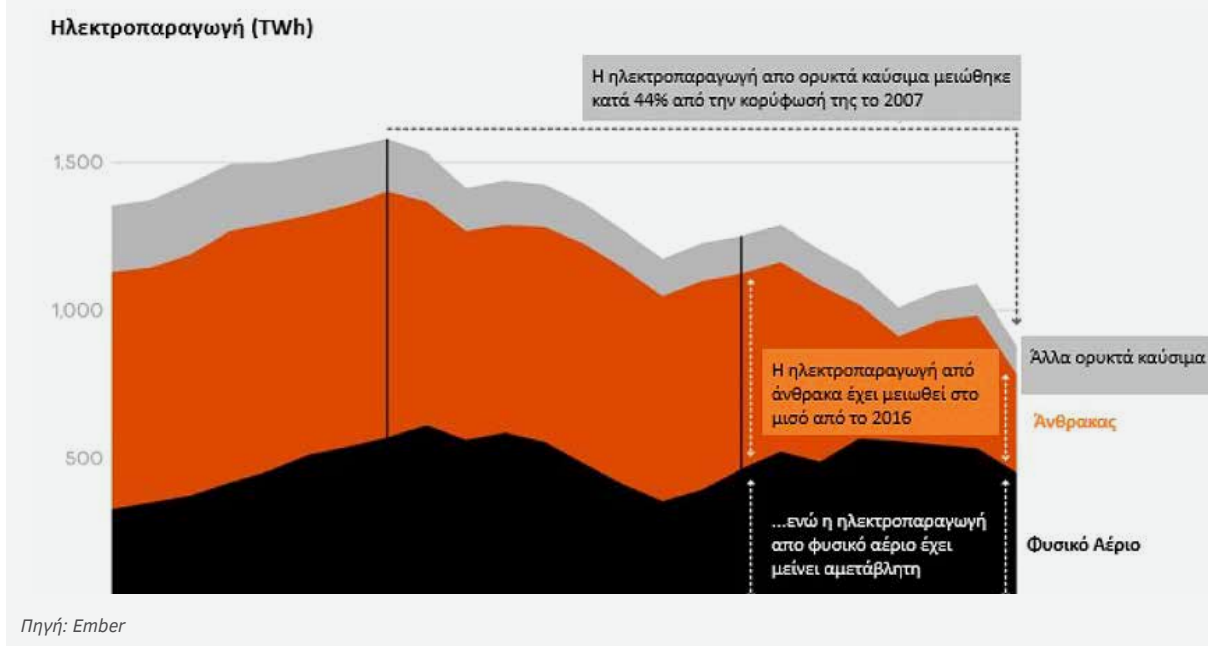
Η παραγωγή ενέργειας από ορυκτά καύσιμα μειώθηκε κατά 19% (-209 TWh) το 2023 και αντιπροσώπευε για πρώτη φορά λιγότερο από το ένα τρίτο του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Η παραγωγή άνθρακα μειώθηκε κατά 26% (-116 TWh) στο χαμηλότερο επίπεδο όλων των εποχών (333 TWh), και αποτέλεσε μόλις το 12% του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ το περασμένο έτος. Επίσης, η παραγωγή άνθρακα μειώθηκε κατά το ήμισυ τη χρονική περίοδο από το 2016 έως το 2023 (-327 TWh) (Διάγραμμα 12) λόγω της ανάλογης αύξησης της παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας (+354 TWh). Το κλείσιμο μονάδων άνθρακα επιβραδύνθηκε κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης, αλλά η διαρθρωτική πτώση του άνθρακα συνεχίζεται, καθώς το ένα πέμπτο (21 GW) του ανθρακικού στόλου της ΕΕ θα κλείσει το 2024 και το 2025. Αυτό περιλαμβάνει 10 GW σταθμών ηλεκτροπαραγωγής άνθρακα στη Γερμανία, οι περισσότεροι από τους οποίους έχουν προγραμματιστεί να κλείσουν μέσα στο 2024. Το 2025, μεγάλος αριθμός εργοστασίων ηλεκτροπαραγωγής από άνθρακα θα κλείσουν στην Ιταλία, την Πολωνία και Ελλάδα και την Ισπανία (Διάγραμμα 13).

Διάγραμμα 11: Πτώση ρεκόρ στη χρήση άνθρακα και φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ το 2023, οδήγησε στη μείωση αερίων εκπομπών κατά 19%

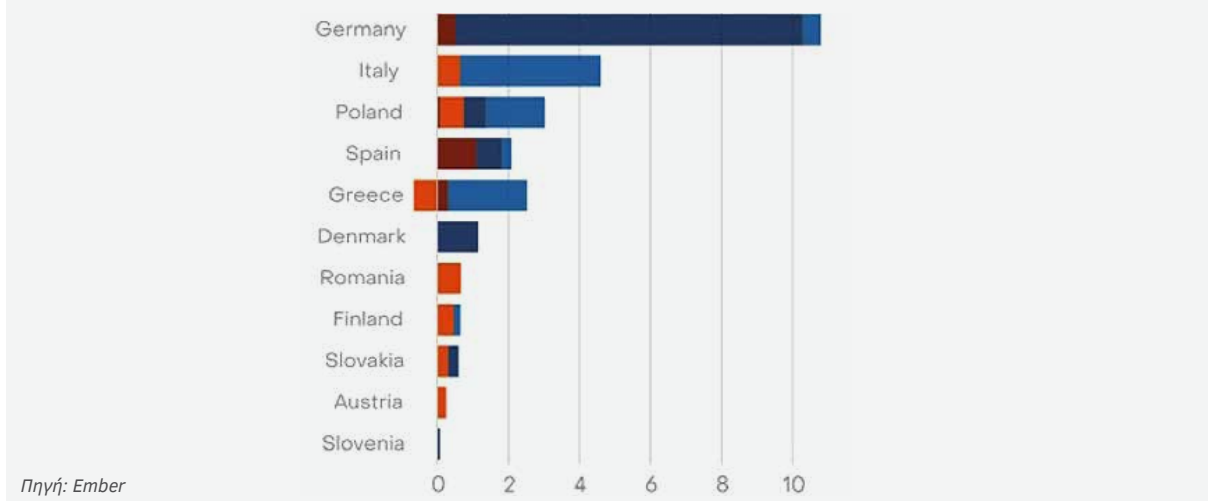


Πηγή: Ember

Διάγραμμα 12: Ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ από ορυκτά καύσιμα (TWh), 2000 - 2023



Διάγραμμα 13: Κλείσιμο ανθρακικών μονάδων για ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ (σε GW)



Είναι σημαντικό να τονιστεί, ότι η κατάρρευση της χρήσης άνθρακα δεν αντισταθμίστηκε με αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου. Η παραγωγή φυσικού αερίου μειώθηκε κατά 15% (-82 TWh) σε 452 TWh, που ήταν η μεγαλύτερη ετήσια μείωση από το 1990! Ήταν το τέταρτο συνεχόμενο έτος μείωσης της παραγωγής φυσικού αερίου, που αντιπροσώπευε το 17% της συνολικής παραγωγής της ΕΕ το 2023.

Εκτός από την ανάπτυξη της καθαρής ενέργειας, η μείωση της ζήτησης ηλεκτρισμού συνέβαλε επίσης στην μείωση της παραγωγής από ορυκτά καύσιμα. Συγκεκριμένα υποχώρησε κατά 3,4% (-94 TWh) το 2023 σε σύγκριση με το 2022 και ήταν 6,4% (-186 TWh) χαμηλότερη από τα επίπεδα του 2021, όταν ξεκίνησε η ενεργειακή κρίση. Φυσικά, αυτή η πορεία θεωρείται απίθανο να συνεχιστεί. Με την άνοδο της ηλεκτροκίνησης, ο ρυθμός μείωσης της ζήτησης δεν

αναμένεται να επαναληφθεί τα επόμενα χρόνια. Για να μειθούν τα ορυκτά καύσιμα με την ταχύτητα που απαιτείται για την επίτευξη των κλιματικών στόχων της ΕΕ, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα πρέπει να συμβαδίζουν με την αύξηση της ζήτησης.

Η ΕΕ βαδίζει σταθερά στο δρόμο της μετάβασης από ένα σύστημα που βασίζεται στα ορυκτά, σε ένα άλλο όπου η αιολική και η ηλιακή ενέργεια θα αποτελούν τον πυλώνα της ηλεκτροπαραγωγής. Καθώς η αλλαγή αυτή γίνεται ακόμη πιο εμφανής, αυξάνεται και η σημασία των παραγόντων που θα επιτρέψουν ένα καθαρό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα με την ανάπτυξη της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, τα δίκτυα, η αποθήκευση και η απόκριση της ζήτησης θα καθορίσουν το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του μέλλοντος.

Η αιολική ενέργεια σημείωσε ρεκόρ ετήσιας αύξησης της παραγωγής το 2023 στις 55 TWh (ποσοστό ανόδου +13%). Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η παραγωγή από αιολική ενέργεια να ξεπεράσει για πρώτη φορά το φυσικό αέριο. Η ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη από τη χρήση του ανέμου ανήλθε σε 475 TWh, και ισοδυναμούσε με τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της Γαλλίας, από 452 TWh που παρήχθη από φυσικό αέριο. Ήταν η μόνη χρονιά που η αιολική παραγωγή ξεπέρασε εκείνη του άνθρακα (333 TWh) εκτός από το 2020, όταν υπήρχαν οι επιπτώσεις της Covid-19. Επίσης, το 2023 εγκαταστάθηκε πρόσθετη ισχύς 17 GW αιολικής ενέργειας σε σύγκριση με 16 GW το 2022. Όμως, αυτός ο ρυθμός πρέπει να ξεπεράσει τα 30 GW ετησίως έως το 2030, για να μπορέσει η ΕΕ να επιτύχει τους κλιματικούς της στόχους.

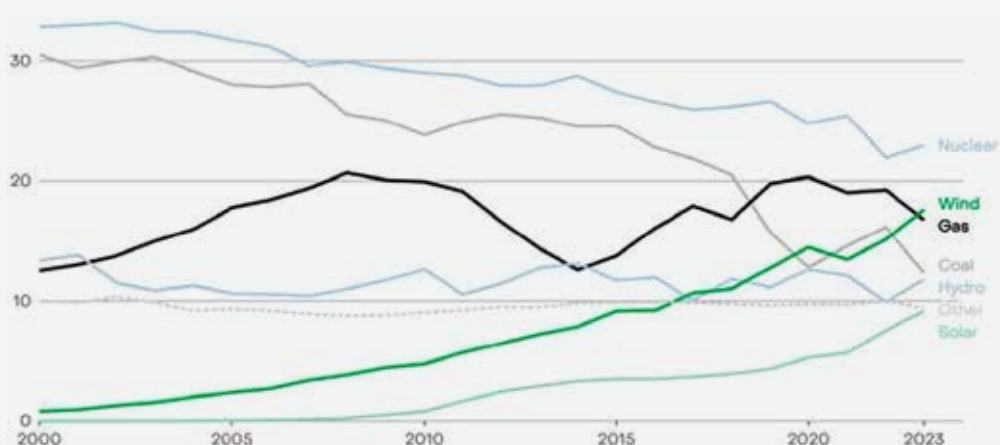
Τα στοιχεία της Ember δείχνουν πως για πρώτη φορά στα χρονικά, πάνω από το ένα τέταρτο (27%) της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη στην ΕΕ το 2023 προήλθε από αιολική και ηλιακή ενέργεια, από 23% το 2022. Αυτό οδήγησε την ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη από ΑΠΕ στο

υψηλό ρεκόρ του 44%. Η συνδυασμένη παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας αυξήθηκε κατά 90 TWh, επίσης αύξηση ρεκόρ, ενώ η πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύς ανανεώσιμων πηγών για το 2023 ανήλθε σε 73 GW. Η ηλιακή ενέργεια συνέχισε να αναπτύσσεται ραγδαία, αφού προστέθηκαν 56 GW νέας δυναμικότητας το 2023, σε σύγκριση με 41 GW το 2022 (ποσοστό ανόδου +37%). Αντιθέτως, η παραγωγή ηλεκτρισμού από ηλιακά πάρκα δεν κατάφερε να πλησιάσει την ετήσια αύξηση της παραγωγής που καταγράφηκε το 2022 (+36 TWh το 2023 έναντι +48 TWh το 2022).

Συνολικά, τα δίκτυα ηλεκτρισμού, η αποθήκευση ενέργειας και άλλοι παράγοντες που συντελούν στην ευελιξία του συστήματος θα αποκτούν ολοένα και μεγαλύτερη σημασία στο μέλλον, καθώς το μερίδιο της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας θα συνεχίσει να καταλαμβάνει μεγαλύτερο μερίδιο στη μίγμα ηλεκτροπαραγωγής.

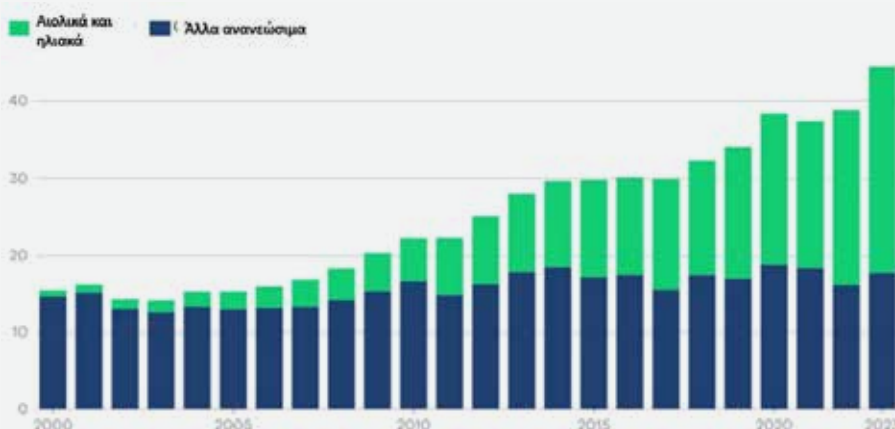
Όσον αφορά την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση, αυτή παρουσιάζει αύξηση από το 2012 στο 2023 με Μέσο Ρυθμό Μεταβολής 6,5% (Διάγραμμα 16) [6].

Διάγραμμα 14: Μερίδιο ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ (%), ανά πηγή



Πηγή: Ember

Διάγραμμα 15: Μερίδιο ανανεώσιμων πηγών στην ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ (%)



Πηγή: Ember

Το Διάγραμμα 17 απεικονίζει την εξέλιξη του μηνιαίου μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ από το 2017 έως το 2023, παράλληλα με το μερίδιο των διαφόρων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την Τριμηνιαία Έκθεση για τις Ευρωπαϊκές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας «Quarterly Report on European Electricity Markets» της Ευρωπαϊκής Επιτροπής [9]. Στο τρίτο τρίμηνο του 2023, η μειωμένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με την αύξηση παραγωγής ΑΠΕ συνέβαλαν στη μείωση της παραγωγής ορυκτών καυσίμων κατά 23% σε σχέση με το προηγούμενο

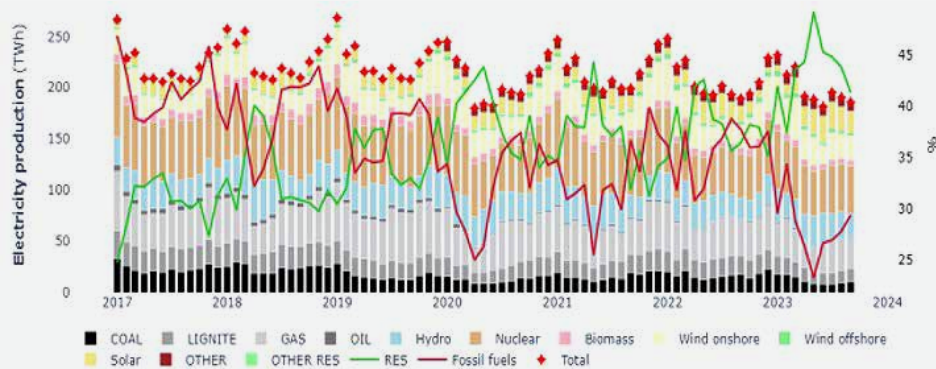
έτος. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 15% στο τρίτο τρίμηνο του 2023, ενώ το μερίδιό της στο ενεργειακό μίγμα έφτασε το 43% (από 37% στο τρίτο τρίμηνο του 2022). Σύμφωνα με το Διάγραμμα 18, η αύξηση αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αξιοσημείωτη αύξηση κατά 23% στα ηλιακά (+13 TWh) καθώς και στα χερσαία αιολικά κατά 21% (+13 TWh). Η υδροηλεκτρική παραγωγή επίσης βελτιώθηκε κατά 12% (+8 TWh), ενώ τα υπεράκτια αιολικά παρήγαγαν κατά 14% περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια (+1 TWh).

Διάγραμμα 16: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στην ΕΕ, 2012 – 2023



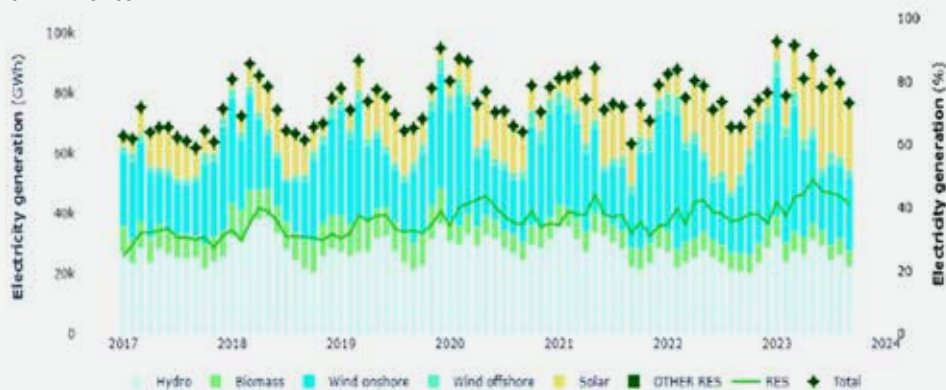
Πηγή: IRENA

Διάγραμμα 17: Μηνιαίο μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, 2017 - 2023



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 18: Μηνιαία παραγωγή ανανεώσιμων πηγών στην ΕΕ και το μερίδιο τους στο ενεργειακό μίγμα



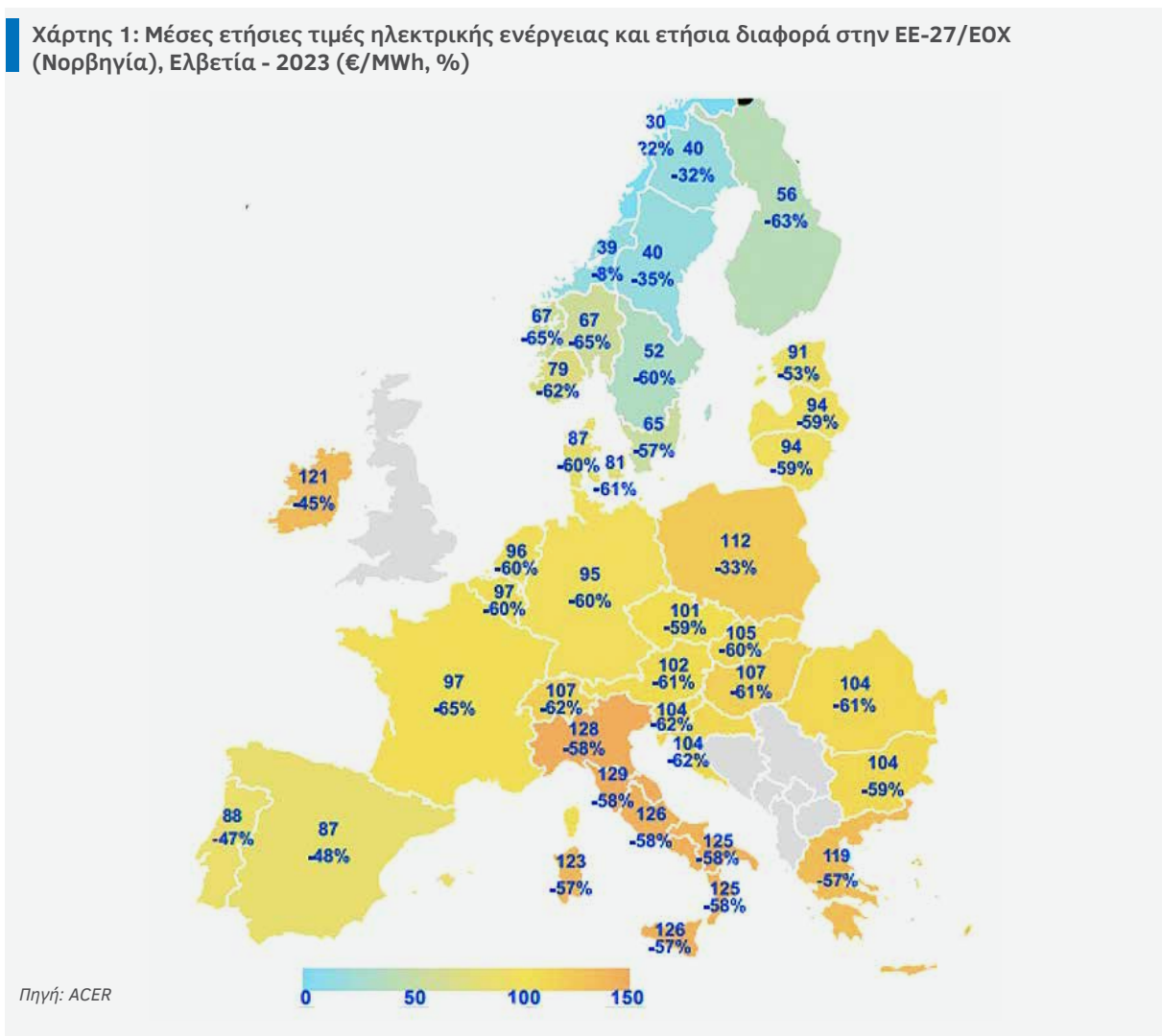
Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Εν τω μεταξύ, οι συνολικές εκπομπές CO₂ από τις δραστηριότητες ενεργειακής καύσης στην Ευρωπαϊκή Ένωση μειώθηκαν σχεδόν κατά 9% το 2023 (-220 εκατομμύρια τόνοι -Mt). Ο κύριος μοχλός πίσω από αυτή την πτώση ήταν η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με την αιολική ενέργεια να ξεπερνά για πρώτη φορά τόσο το φυσικό αέριο όσο και τον άνθρακα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σηματοδοτώντας ένα ιστορικό ορόσημο για την ενεργειακή μετάβαση στην περιοχή. Σημαντική ήταν και η συμβολή της μείωσης της βιομηχανικής δραστηριότητας στην Ευρώπη το 2023, που αντιπροσώπευε το 30% της συνολικής ετήσιας μείωσης εκπομπών CO₂. Οι υψηλές τιμές ενέργειας, τα επιτόκια, η ασθενής εγχώρια ζήτηση και ο ισχυρός διεθνής ανταγωνισμός ώθησαν τη βιομηχανική παραγωγή στην Ευρωπαϊκή Ένωση να συρρικνωθεί το 2023. Όσον αφορά τις τιμές ενέργειας, η στρατιωτική επίθεση της Ρωσίας κατά της Ουκρανίας το 2022 διατάραξε τις ενεργειακές αγορές και προκάλεσε αύξηση των τιμών της ενέργειας. Η απάντηση της ΕΕ επικεντρώθηκε στη διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού και στην προστασία των πολιτών από τις υψηλότερες τιμές ενέργειας.

Οι τιμές της ενέργειας σταθεροποιήθηκαν το 2023 μετά από ένα ασταθές 2022, αλλά οι τιμές και η μεταβλητότητα της επόμενης ημέρας παρέμειναν υψηλότερες από ότι πριν από την ενεργειακή κρίση. Οι χαμηλότερες τιμές του φυσικού αερίου, με τη σειρά τους, συνέβαλαν στη μείωση των τιμών της επόμενης ημέρας καθ' όλη τη διάρκεια του 2023, που συμπληρώθηκε από έναν ήπιο χειμώνα και προσπάθειες εξοικονόμησης ενέργειας. Το 2023, η μέση τιμή για την επόμενη ημέρα ήταν 93 €/MWh, λιγότερο από το ήμισυ του μέσου όρου των 219 €/MWh από το προηγούμενο έτος. Ωστόσο, η μέση τιμή της επόμενης ημέρας εξακολούθησε να είναι υπερδιπλάσια από ό,τι το 2019. Ομοίως, η μεταβλητότητα των τιμών εξακολουθούσε να είναι υψηλότερη από ό,τι πριν από την κρίση.

Το 2022, οι υψηλές τιμές ενέργειας της Ευρώπης προέκυψαν από την παγκόσμια αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου. Το 2023, η Ε.Ε. μείωσε την εξάρτησή της από τα ορυκτά καύσιμα, συμβάλλοντας έτσι στη μείωση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε όλες τις χώρες της ΕΕ.

Χάρτης 1: Μέσες ετήσιες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και ετήσια διαφορά στην ΕΕ-27/ΕΟΧ (Νορβηγία), Ελβετία - 2023 (€/MWh, %)



Πηγή: ACER

Η αποθήκευση φυσικού αερίου για την ΕΕ στα τέλη Μαρτίου 2024, που θεωρείται το τέλος της χειμερινής περιόδου 2023/2024, ανερχόταν στο 58,32% της πληρότητας, σύμφωνα με δεδομένα που αντλήθηκαν από την πλατφόρμα Eptsog. Αυτό ισοδυναμεί με περίπου 3 ποσοστιαίες μονάδες περισσότερο από το περσινό ποσοστό πλήρωσης.

Ο γενικά ήπιος χειμώνας σε όλη την Ευρώπη, οι μεγάλες εισαγωγές LNG, η αδύναμη οικονομική δραστηριότητα και οι στόχοι μείωσης της ζήτησης της ΕΕ συνέβαλαν στον περιορισμό της χρήσης φυσικού αερίου. Η ζήτηση ήταν περίπου 20% χαμηλότερη τον Φεβρουάριο 2024 από τον μέσο όρο του 2019-2021, σύμφωνα με στοιχεία της δεξαμενής σκέψης Bruegel.

Εν όψει της χειμερινής περιόδου 2023/2024, οι δεξαμενές αερίου ήταν σχεδόν γεμάτες σε όλες τις χώρες της ΕΕ που διέθεταν εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Τα περισσότερα κράτη μέλη της ΕΕ διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου στην επικράτειά τους. Οι αποθηκευτικές δυνατότητες σε πέντε χώρες (Γερμανία, Ιταλία, Γαλλία, Ολλανδία και Αυστρία) αποτελούν τα δύο τρίτα της συνολικής χωρητικότητας της ΕΕ.

Ο κανονισμός (ΕΕ) 2022/1032 προβλέπει ότι η υπόγεια αποθήκευση φυσικού αερίου στην επικράτεια των κρατών μελών πρέπει να φτάνει τουλάχιστον στο 90% έως την 1η Νοεμβρίου κάθε έτους. Σύμφωνα με τον κανονισμό, οι χώρες που δε διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα πρέπει να αποθηκεύουν το 15% της ετήσιας εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου σε αποθέματα που βρίσκονται σε άλλα κράτη μέλη και έτσι να έχουν πρόσβαση σε αποθέματα φυσικού αερίου. Αυτός ο μηχανισμός ενισχύει την ασφάλεια του εφοδιασμού της ΕΕ με φυσικό αέριο και διασφαλίζει κοινή οικονομική επιβάρυνση όσον αφορά την πλήρωση των αποθηκευτικών δυνατοτήτων της ΕΕ. Τα κράτη μέλη με χαμηλότερη χωρητικότητα αποθήκευσης συνεργάζονται με εκείνα που διαθέτουν μεγαλύτερες εγκαταστάσεις για να εξασφαλίσουν τα αποθέματά τους.

Στα τέλη Φεβρουαρίου 2024, οι χονδρικές τιμές του φυσικού αερίου στην Ευρώπη μειώθηκαν στο χαμηλότερο σημείο από την έναρξη του πολέμου στην Ουκρανία (24 Φεβρουαρίου 2022) λόγω κυρίως του ήπιου φθινοπώρου και χειμώνα στο βόρειο ημισφαίριο, που διατήρησαν τα αποθέματα φυσικού αερίου σε υψηλά επίπεδα για την εποχή.

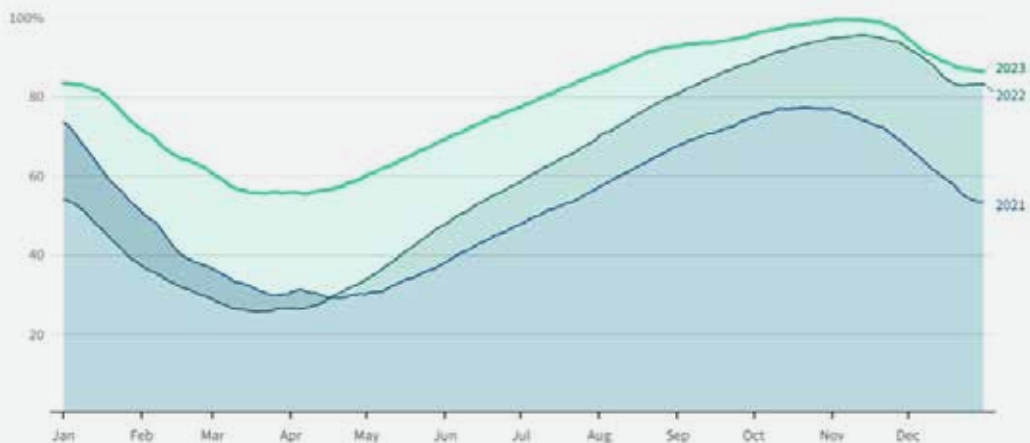
Οι ευρωπαϊκές τιμές TTF του φυσικού αερίου στο χρηματιστήριο ενέργειας στο Άμστερνταμ της Ολλανδίας (Dutch TTF- Title Transfer Facility Natural gas futures) κατρακύλησαν στα 22 €/MWh στις 24 Φεβρουαρίου, που ήταν το χαμηλότερο επίπεδο από τον Μάιο του 2021.

Οι τιμές σημείωσαν μια εντυπωσιακή βουτιά σχεδόν κατά 95% από τα υψηλά των 351 €/MWh που καταγράφηκαν τον Αύγουστο του 2022, παρά την αυξημένη γεωπολιτική ένταση στη Μέση Ανατολή και στην Ερυθρά Θάλασσα.

Επιπλέον, ενώ οι αντάρτες Χούθι στην Υεμένη συνέχισαν και εντός του 2024 τις επιθέσεις τους κατά της ναυτιλίας στην Ερυθρά Θάλασσα, δεν κατάφεραν να περιορίσουν σημαντικά την προσφορά φυσικού αερίου, καθώς τα πλοία LNG κατευθύνονται από το Κατάρ προς την Ευρώπη κάνοντας τον γύρο της Αφρικής, έστω και καθυστερημένα και με μεγαλύτερο κόστος.

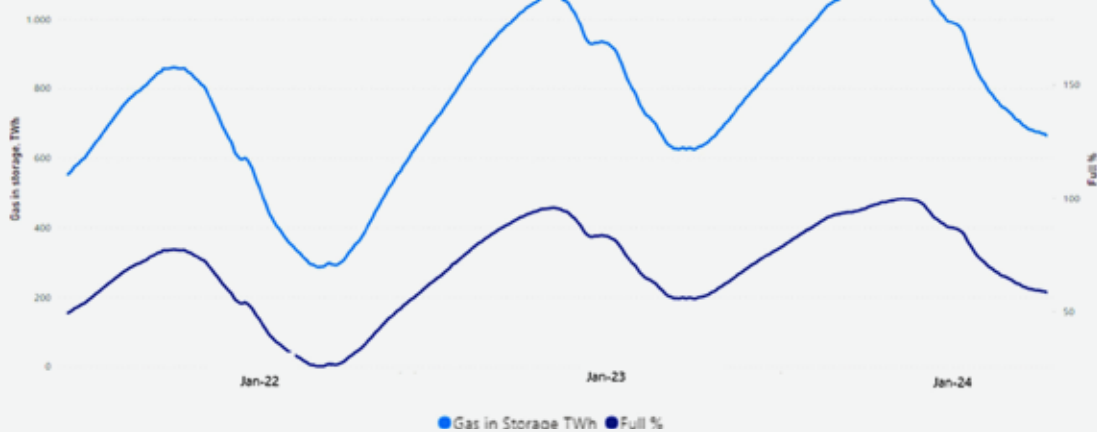
Η μεγάλη πτώση στις τιμές φυσικού αερίου αντανακλά μια ευρύτερη τάση που επηρεάζεται από ένα μείγμα κλιματικών και οικονομικών παραγόντων, συμπεριλαμβανομένων των θερμότερων από τον μέσο όρο θερμοκρασιών στο Βόρειο Ημισφαίριο (Βόρεια Αμερική, Ευρώπη, Άπω Ανατολή), μιας αξιοσημείωτης μείωσης τόσο της βιομηχανικής όσο και της οικιακής ζήτησης για φυσικό αέριο και αθρόων εισαγωγών LNG.

Διάγραμμα 19: Επίπεδο πλήρωσης αποθηκών φυσικού αερίου στην ΕΕ, 2021-2023



Πηγή: Gas Infrastructure Europe

Διάγραμμα 20: Επίπεδο πλήρωσης αποθηκών φυσικού αερίου στο τέλος χειμερινής περιόδου 2023/2024 στην ΕΕ



Source: Entso-g

Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής





4. Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής

4.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι

Από το 2020 έως σήμερα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει θέσει πιο φιλόδοξους στόχους για το 2030 και ενσωμάτωσε τον στόχο της κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050 στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) όλων των κρατών μελών. Σχετικά με αυτόν τον στόχο, η Ελληνική κυβέρνηση υπέβαλε μία Μακροχρόνια Στρατηγική για την Ενέργεια και το Κλίμα, σαν ξεχωριστή μελέτη στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ.

Σήμερα, ωστόσο, οι μακροχρόνιοι στόχοι και το σχέδιο για την επίτευξή τους ενσωματώνονται στο κύριο ΕΣΕΚ, το οποίο καλύπτει, ως εκ τούτου, ολόκληρη την περίοδο από σήμερα μέχρι το 2050, παρέχοντας περισσότερες λεπτομέρειες για το σχέδιο επίτευξης των στόχων για το 2030.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έθεσε φιλόδοξους στόχους στην προσπάθειά της για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και τη μετάβαση προς ένα πιο βιώσιμο σύστημα ενέργειας. Οι στόχοι αυτοί διατυπώθηκαν στο πλαίσιο του πακέτου «Καθαρή Ενέργεια για Όλους τους Ευρωπαίους²» της ΕΕ, το οποίο περιλαμβάνει την Οδηγία για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας³, την Οδηγία για την Ενεργειακή Απόδοση⁴ και τον Κανονισμό Διακυβέρνησης⁵.

Ακολουθούν μερικοί από τους κύριους στόχους που τέθηκαν για τα κράτη μέλη της ΕΕ στα ΕΣΕΚ:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου: Μείωση κατά 55% έως το 2030 σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών του 1990, και επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050. Στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Πράσινου Σχεδίου, η Επιτροπή πρότεινε τον Σεπτέμβριο του 2020 την αύξηση του στόχου μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για το 2030, συμπεριλαμβανομένων των εκπομπών και των απομακρύνσεων/απορροφήσεων, κατά τουλάχιστον 55% σε σύγκριση με το 1990. Επιπλέον, μεταξύ άλλων, προβλέπεται η επέκταση της εφαρμογής του συστήματος εμπορίας στις εκπομπές από τις θαλάσσιες μεταφορές, καθώς και η εφαρμογή συστήματος αντιστάθμισης και μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα για τις διεθνείς αεροπορικές μεταφορές.

Δημιουργείται νέο αυτόνομο σύστημα εμπορίας εκπομπών για τα κτίρια, τις οδικές μεταφορές και τα καύσιμα για πρόσθετους τομείς. Προβλέπεται, μεταξύ άλλων, αύξηση της συνολικής φιλοδοξίας για μείωση των εκπομπών έως το 2030 στους τομείς που καλύπτονται από το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της ΕΕ στο 62%. Σύμφωνα με τον κανονισμό για τον επιμερισμό των προσπαθειών, τίθενται δεσμευτικοί ετήσιοι στόχοι εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για τα κράτη μέλη σε τομείς που δεν καλύπτονται από το σύστημα εμπορίας εκπομπών της ΕΕ (EU ETS) ή από τον κανονισμό για τις δραστηριότητες χρήσης γης, αλλαγής χρήσης γης και δασοπονίας (LULUCF), όπως οι οδικές και εσωτερικές θαλάσσιες μεταφορές, τα κτίρια, η γεωργία, τα απόβλητα και οι μικρές βιομηχανίες.

- **Ο κανονισμός για τη χρήση της γης, την αλλαγή στη χρήση της γης και τη δασοπονία (LULUCF) θεσπίζει δεσμευτική υποχρέωση για την ΕΕ να μειώσει τις εκπομπές και να αυξήσει τις απορροφήσεις στους τομείς της χρήσης γης, της αλλαγής χρήσης γης και της δασοκομίας.** Οι νέοι κανόνες θέτουν αυξημένο στόχο σε επίπεδο ΕΕ για καθαρές απορροφήσεις αερίων του θερμοκηπίου τουλάχιστον 310 εκατ. τόνων ισοδύναμου CO₂ έως το 2030.
- **Διείσδυση των ΑΠΕ:** Ο δείκτης για τις ΑΠΕ ως ποσοστό της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030, θα ανέρχεται σε τουλάχιστον 42.5% (το οποίο μπορεί να αυξηθεί σε 45%), συνοδευόμενος από επιμέρους στόχους ανά τομέα κατανάλωσης (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση-ψύξη και μεταφορές).
- **Ενεργειακή απόδοση το 2030 ίση με -11.7%,** μετρούμενη ως ποσοστιαία μεταβολή της τελικής κατανάλωσης ενέργειας συγκριτικά με την προβλεπόμενη για το 2030 εκδοχή του Σεναρίου Αναφοράς του 2020⁶.
- **Ανάμιξη βιοκαυσίμων** (προηγμένων και άνω όριο στα συμβατικά) και ανανεώσιμων αερίων μη βιολογικής προέλευσης ως ποσοστό στα καύσιμα των μεταφορών.

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/el/IP_16_4009

² https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R1999-20231120>

⁵ https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/EL/legal-content/summary/social-climate-fund.html>

Επιπρόσθετα λαμβάνονται υπόψιν:

- Το **Κοινωνικό Ταμείο για το Κλίμα**⁷, το οποίο αποσκοπεί στην αντιμετώπιση των κοινωνικών και διανεμητικών επιπτώσεων του νέου συστήματος εμπορίας εκπομπών για τα κτίρια και τις οδικές μεταφορές. Με βάση κοινωνικά σχέδια για το κλίμα που θα εκπονηθούν από τα κράτη μέλη, το Ταμείο στοχεύει να προχωρήσει σε μέτρα στήριξης και επενδύσεις προς όφελος των ευάλωτων νοικοκυριών, πολύ μικρών επιχειρήσεων, χρηστών μεταφορών.
- Οι δεσμεύσεις μείωσης των εθνικών εκπομπών που έχουν καθοριστεί στην Οδηγία 2016/2284/ΕΕ (NECD⁸), η οποία ενσωματώθηκε στο εθνικό δίκαιο με την Κ.Υ.Α. υπ' αριθ. ΥΠΕΝ/ΔΝΕΠ/67467/3577 (ΦΕΚ 4740/Β/23.10.2018⁹), για τα έτη από το 2020 έως το 2029 και από το 2030 και μετά για τους ρύπους διοξείδιο του θείου (SO₂), οξείδια του αζώτου (NO_x), πτητικές οργανικές ενώσεις εκτός του μεθανίου (NMVOC), αμμωνία (NH₃) και αιωρούμενα σωματίδια.

Σε συνέχεια του Ευρωπαϊκού Κλιματικού Νόμου 2021/1119 για τη θέσπιση πλαισίου με στόχο την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας, η Ελλάδα θεσπίσε για πρώτη φορά τον Εθνικό Κλιματικό Νόμο 4936/2022¹⁰ (Α'105), ο οποίος καθορίζει συγκεκριμένους στόχους, συμπεριλαμβανομένης της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% έως το 2030 και κατά 80% έως το 2040 (σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990) και επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας (δηλαδή μηδενικές συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου) έως το 2050.

Συνεπώς, το τελευταίο ΕΣΕΚ ενσωματώνει τους στόχους του Εθνικού Κλιματικού Νόμου, τους στόχους στο πλαίσιο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (REPowerEU¹¹ και Fit-for-55 στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας¹²) και τις τελικές Ευρωπαϊκές Οδηγίες για τις ΑΠΕ, την ενεργειακή απόδοση και άλλες.

Διάγραμμα 21: Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L2284>

⁹ https://dsanet.gr/Epikairothta/Nomothesia/ya67467_2018.htm

¹⁰ https://www.elinyae.gr/sites/default/files/2022-05/105a_2022.pdf

¹¹ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en?prefLang=el

¹² https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_el

4.2 Εθνικοί Στόχοι

Η Ελληνική κυβέρνηση σκοπεύει να αξιοποιήσει το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) ως το βασικό εργαλείο διαμόρφωσης της εθνικής ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής μέχρι το 2050. Μέσω του ΕΣΕΚ αναδεικνύονται οι προτεραιότητες και οι αναπτυξιακές δυνατότητες που έχει η χώρα μας σε θέματα ενέργειας και αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής και προβλέπεται ένας συγκεκριμένος οδικός χάρτης για την επίτευξη συγκριμένων ποσοτικών και ποιοτικών στόχων, στον οποίο θα περιγράφονται προτεραιότητες και μέτρα πολιτικής, σε ένα ευρύ φάσμα αναπτυξιακών και οικονομικών δραστηριοτήτων προς όφελος της κοινωνίας.

Ο κύριος στόχος του ΕΣΕΚ είναι ο σχεδιασμός, ο προγραμματισμός και η υλοποίηση των κοινωνικά, περιβαλλοντικά και οικονομικά αποδοτικότερων μέτρων πολιτικής που θα συντελέσουν στην επίτευξη των μεσοπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων εθνικών ενεργειακών και κλιματικών στόχων, θα συνεισφέρουν στην οικονομική ανάπτυξη της χώρας, ενώ ταυτόχρονα θα ανταποκριθούν στην πρόκληση της μείωσης του κόστους ενέργειας και εν γένει της προστασίας των τελικών καταναλωτών από υψηλές τιμές των ενεργειακών προϊόντων και υπηρεσιών.

Οι εθνικοί ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι για το 2030 διαμορφώνονται λαμβάνοντας υπόψη συγκεκριμένες ποσοτικές υποχρεώσεις που έχει αναλάβει η Ελλάδα ως κράτος μέλος, τα χαρακτηριστικά και τις ιδιαιτερότητες του εθνικού ενεργειακού μας συστήματος, το εγχώριο δυναμικό για την ανάπτυξη τεχνολογιών και εφαρμογών, τις δυνατότητες προσαρμογής, καθώς και τα κοινωνικό-οικονομικά χαρακτηριστικά της χώρας.

Μέσω αυτής της διαδικασίας προκύπτει η προσαρμογή των εθνικών στόχων στη βάση αντίστοιχων κεντρικών ευρωπαϊκών (δηλαδή των στόχων για τους τομείς που εντάσσονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, για τις ΑΠΕ, για την Ενεργειακή Απόδοση) και που προτείνονται τελικά στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ. Επιπρόσθετα, οι βασικοί ποσοτικοί στόχοι πολιτικής που τίθενται για την περίοδο έως το 2030 αποτελούν παράλληλα «ενδιάμεσους» στόχους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Ατθ) μέχρι το έτος 2050, όπου ο στόχος της Ελληνικής κυβέρνησης είναι να συμμετέχει στη δέσμευση για μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία σε επίπεδο ΕΕ.

Η πράσινη ενεργειακή μετάβαση έχει στόχο να είναι κλιματικά ουδέτερο το ενεργειακό σύστημα της χώρας, δηλαδή σχεδόν να μηδενιστούν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την καύση ορυκτών καυσίμων και να είναι κλιματικά ουδέτερες οι διεργασίες που εκπέμπουν αέρια θερμοκηπίου που δεν προέρχονται από την ενέργεια. Ο στόχος είναι το καθαρό άθροισμα θετικών και αρνητικών εκπομπών Ατθ συνυπολογίζοντας την επιπλέον απορρόφηση διοξειδίου του άνθρακα από το έδαφος, τα δάση και τη θάλασσα να είναι ίσο με μηδέν το 2050 και να συνεχισθεί έτσι στο διηνεκές.

Η πορεία προς αυτόν τον στόχο ξεκινά με το ορόσημο του 2030 για το οποίο η Ενωσιακή νομοθεσία προβλέπει ευρύ πλέγμα στόχων σε όλους τους τομείς της ενέργειας προκειμένου να μειωθούν δραστικά οι εκπομπές Ατθ. Οι επιμέρους κατά τομέα στόχοι για το 2030 καθώς και οι κανονισμοί σχετικά με προδιαγραφές, υποδομές και τεχνολογίες, έχουν σκοπό να κατευθύνουν όλους τους τομείς στην επιλογή των κατάλληλων επενδύσεων και μεταβολών ώστε η φιλόδοξη πορεία μείωσης των εκπομπών να συνεχισθεί και να επιταχυνθεί κατά την περίοδο από το 2030 έως το 2050. Ενδιάμεσο ορόσημο είναι το 2040 για το οποίο ο Εθνικός Κλιματικός Νόμος¹³ προβλέπει συγκεκριμένο στόχο μείωσης των εκπομπών και για το οποίο η Ενωσιακή νομοθεσία δεν έχει ακόμα καταλήξει.

Η κυβέρνηση υποστηρίζει στη μακροχρόνια στρατηγική της μια πορεία για κλιματικά ουδέτερη οικονομία προσβλέποντας στη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της οικονομίας και των επιχειρήσεων, στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, στην ενίσχυση του ρόλου του καταναλωτή και συνολικά στη λειτουργία ανταγωνιστικών αγορών ενέργειας προς όφελος της κοινωνίας.

Στον Πίνακα 4 παρουσιάζονται συνοπτικά οι αναθεωρημένοι εθνικοί στόχοι σε σχέση με τους στόχους που τέθηκαν στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ που κατατέθηκε το Δεκέμβριο του 2019.

¹³ https://www.elinyae.gr/sites/default/files/2022-05/105a_2022.pdf

Πίνακας 5: Σύνοψη Εθνικών Στόχων και Δεικτών του Αναθεωρημένου ΕΣΕΚ

Επίτευξη στόχων Έτος 2050	Έτος 2030		Έτος 2035		Έτος 2040	
	Στόχος ΕΕ	Πρόβλεψη ΕΣΕΚ	Πρόβλεψη ΕΣΕΚ	Πρόβλεψη ΕΣΕΚ	Στόχος ΕΕ	Πρόβλεψη ΕΣΕΚ
Μείωση εκπομπών ΑΤΘ έναντι 1990* (με LULUCF)	-55,0%	-58,0%	-69,0%	-80,0%	-100,0%	-98,0%
ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας**	42,5%	43,0%	60,6%	77,2%		95,8%
ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρισμού***	69,0%	75,7%	96,2%	102,8%	100,0%	100,8%
ΑΠΕ στη θέρμανση και ψύξη**		52,6%	60,6%	75,2%		84,1%
ΑΠΕ στα κτίρια**	49,0%	72,2%	86,0%	93,3%		95,1%
ΑΠΕ στη βιομηχανία**		34,0%	43,0%	57,3%		65,8%
ΑΠΕ στις μεταφορές**	29,0%	13,4%	43,2%	69,0%		96,1%
Προηγμένα βιοκαύσιμα + RFNBO (% καυσίμων μεταφορών)**	5,5%	4,6%	11,2%	14,2%		13,2%
RFNBO (% καυσίμων μεταφορών)**	1,0%	0,9%	5,4%	11,5%		30,9%
SAF (Sustainable Aviation Fuel) βιολογικής προέλευσης	6,0%	5,0%	16,2%	25,3%		38,0%
SAF (Sustainable Aviation Fuel) μη βιολογικής προέλευσης		1,0%	4,1%	8,1%		43,9%
Τελική κατανάλωση ενέργειας (ktoe)	14,6	15,2	14,1	13,4		12,2
Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας (ktoe)	17,1	17,8	16,8	16,3		16,9

* Εγχώρια κατανάλωση ενέργειας και διεθνείς αερομεταφορές

** Υπολογισμός σύμφωνα με τις προβλέψεις της RED III, μέσω του εργαλείου «Eurostat Sharetool Draft_version 5»

*** (Έγχυση ΑΠΕ - Απώλειες αποθήκευσης) / (Καθαρή παραγωγή + Καθαρές Εισαγωγές + Ιδιοκαταναλώσεις παραγωγής)

Πηγή: ΕΣΕΚ (2024)

4.3 Ενεργειακή Ασφάλεια σε Ευρώπη και Ελλάδα

Οι εξελίξεις των τελευταίων χρόνων έχουν αλλάξει ριζικά την οικονομία και τις αγορές ενέργειας. Η πανδημία ήταν ένα παγκόσμιο σοκ που μείωσε πρόσκαιρα την ζήτηση και τις τιμές ενέργειας, αλλά ταυτόχρονα προκάλεσε μια φιλόδοξη αντίδραση από την Ευρωπαϊκή Ένωση – μια αντίδραση που δημιούργησε νέους πόρους (Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας – ΤΑΑ), που η χώρα μας αξιοποιεί για να επιταχύνει την ενεργειακή μετάβαση. Επιπλέον, οδήγησε σε εκτίναξη του πληθωρισμού την περίοδο που ακολούθησε, αφού παρατηρήθηκε απότομη αύξηση της ζήτησης.

Πολλές από τις δράσεις που περιγράφει το ΕΣΕΚ είναι εφικτές λόγω του ΤΑΑ, που δεν υπήρχε το 2019. Η σταδιακή έξοδος από την πανδημία οδήγησε και σε άνοδο των τιμών ενέργειας – για το φυσικό αέριο και τις τιμές των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), η άνοδος ήταν πρωτόγνωρη. Στις αρχές του 2022, ακολούθησε η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, που εκτόξευσε σε νέα ύψη τις τιμές – ειδικά του φυσικού αερίου και κατ' επέκταση του ηλεκτρισμού.

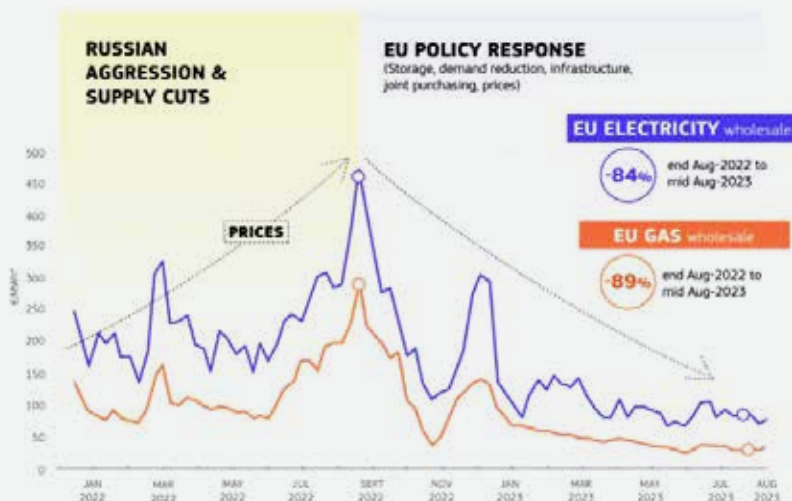
Γενικά, η ενεργειακή κρίση οδήγησε σε πέντε κύριες τάσεις. Πρώτον, η εκτόξευση των τιμών άλλαξε εντελώς το σενάριο αδράνειας ή μη μετάβασης. Το 2022, η Ελλάδα δαπάνησε πάνω από €7 δισ. για εισαγωγές φυσικού αερίου – σε σχέση με το €1 δισ. που δαπανούσε κατά μέσο όρο τα χρόνια πριν την κρίση. Η χώρα διοχέτευσε σχεδόν €10 δισ. για να προστατεύσει νοικοκυριά και επιχειρήσεις από τις επιπτώσεις της ακρίβειας – ένα ποσό που ισούται με το 4.8% του ΑΕΠ για το έτος αυτό. Το κόστος των εκπομπών CO₂ έχει επίσης ανέβει. Άρα, το σενάριο μιας αργής μετάβασης – με περισσότερο φυσικό αέριο και περισσότερους ρύπους – έχει υψηλότερο κόστος σήμερα, σε σχέση με το κόστος που είχε όταν σχεδιάστηκε το ΕΣΕΚ του 2019.

Δεύτερον, η ενεργειακή κρίση επέφερε μια σημαντική πτώση στη ζήτηση του φυσικού αερίου το 2022 (19%) και της ηλεκτρικής ενέργειας (6.7%) για το σύνολο της επικράτειας. Τρίτον, οι ενεργειακές ροές στη ΝΑ Ευρώπη άλλαξαν. Η χώρα μας εισήγαγε πολύ περισσότερο LNG και αύξησε τις εξαγωγές φυσικού αερίου προς Βουλγαρία και άλλες χώρες. Το νέο τοπίο στην περιοχή δημιουργεί σημαντικές ευκαιρίες για την Ελλάδα να εμβαθύνει το ρόλο που έχει ήδη διαδραματίσει ως πυλώνας ενεργειακής ασφάλειας στην περιοχή.

Τέταρτον, η ενεργειακή κρίση έχει αλλάξει την στρατηγική της Ευρώπης, με κύριους στόχους την απεξάρτηση από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και την επιτάχυνση της ενεργειακής μετάβασης. Νέοι στόχοι τίθενται για εναλλακτικά καύσιμα (π.χ. υδρογόνο, βιομεθάνιο, κ.ά.), ενώ δίνεται μεγάλη έμφαση στις αλυσίδες παραγωγής και στην ενίσχυση της ανθεκτικότητας της Ευρώπης.

Τέλος, η αύξηση στις τιμές που επέφερε η κρίση επηρεάζει μια σειρά από πολιτικές στην ενεργειακή στρατηγική της χώρας. Δημιουργεί μια ανάγκη για μείωση των τιμών ενέργειας, για προστασία των ευάλωτων νοικοκυριών, αλλά και περιορισμό των αυξήσεων του κόστους για συγκεκριμένες δράσεις και υποδομές. Στο επίπεδο της οικονομίας, η άνοδος των επιτοκίων αλλάζει τα χρηματοοικονομικά δεδομένα, αυξάνοντας το κόστος του δανεισμού και συνεπώς του κόστους των νέων επενδύσεων. Είναι προφανές πως οι αλλαγές που επέφερε η ενεργειακή κρίση αλληλοεπιδρούν με άλλες τάσεις, δομικές και μακροχρόνιες. Σε παγκόσμιο επίπεδο, παρατηρούμε τη συνεχή μείωση του κόστους των φωτοβολταϊκών, των αιολικών πάρκων και των μπαταριών, παρά τις πληθωριστικές πιέσεις που παρατηρήθηκαν το 2022.

Διάγραμμα 22: Εξέλιξη Τιμών Φυσικού Αερίου και Ηλεκτρισμού, 2022-2023



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς από φωτοβολταϊκά και αιολικά διπλασιάστηκε σε τέσσερα χρόνια, και οι ΑΠΕ καλύπτουν σχεδόν το 50% της παραγωγής του διασυνδεδεμένου συστήματος της χώρας. Οι αλλαγές στην ενέργεια συμπίπτουν χρονικά με μια νέα συγκυρία για τη χώρα μας. Η επανάκτηση της επενδυτικής βαθμίδας, χάρη στην θετική αξιολόγηση της ελληνικής οικονομίας, κλείνει έναν κύκλο που κράτησε περισσότερο από μια δεκαετία. Η χώρα μας έχει πλέον πρόσβαση σε νέα κεφάλαια που μπορούν να διοχετευτούν στην ενεργειακή μετάβαση. Η ταχύτερη οικονομική ανάπτυξη δημιουργεί και μια θετική δυναμική για επενδύσεις – αλλά οδηγεί και σε αύξηση της κατανάλωσης στα καύσιμα (κυρίως για οδικές μεταφορές και αερομεταφορές) – γεγονός που αποτελεί πρόκληση.

Η Περίπτωση της Ευρώπης

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, τις τελευταίες δύο δεκαετίες, διαμόρφωσε το κανονιστικό πλαίσιο για την επίτευξη της ενεργειακής ασφάλειας στην επικράτειά της, με διαδοχικούς ευρωπαϊκούς ρυθμιστικούς κανόνες και με μια σειρά από μηχανισμούς διαχείρισης της εγχώριας παραγωγής και της ζήτησης ενέργειας. Όμως, το κανονιστικό πλαίσιο της δεν αποσόβησε την ενεργειακή κρίση το 2021 που προκλήθηκε, αρχικά λόγω του πολέμου μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας και αργότερα, λόγω των σημαντικών χρόνιων ενδογενών συστημικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει ο ευρωπαϊκός κλάδος ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, με την υπάρχουσα ευρωπαϊκή ρυθμιστική νομοθεσία και τους ρυθμιστικούς μηχανισμούς της, η ΕΕ δεν μπόρεσε να αποτρέψει την εκτόξευση των ευρωπαϊκών τιμών του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας την περίοδο 2021-2022. Έτσι, από τα τέλη του 2021 έως τα μέσα του 2022, για την διαφύλαξη της ενεργειακής επάρκειας στην Ευρώπη, η ΕΕ αναγκάστηκε να προχωρήσει στη λήψη διαδοχικών έκτακτων μέτρων στις ευρωπαϊκές αγορές της ηλεκτρικής ενέργειας, του φυσικού αερίου και του πετρελαίου.

Αρχικά, η ΕΕ έλαβε μέτρα για 12 μήνες, με βασική στόχευση την επιτυχή διαχείριση της προσφοράς και ζήτησης φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ένωση, το χειμώνα του 2022/2023. Το καλοκαίρι του 2023, η ΕΕ αποφάσισε την παράταση των μέτρων και για τον χειμώνα 2023/2024.

Τα έκτακτα μέτρα, μεταξύ άλλων, αφορούσαν τη μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά 15% όλων των εθνικών αγορών της ΕΕ, συγκριτικά με τη μέση εγχώρια κατανάλωσή τους την τελευταία πενταετία, τη χρονική επιτάχυνση της αποθήκευσης φυσικού αερίου στην επικράτεια της Ένωσης για την κάλυψη της ζήτησης το χειμώνα του 2022/2023, τις κοινές αγορές LNG με την οργάνωση τριών ευρωπαϊκών δημοπρασιών αγοράς φυσικού αερίου

από τις διεθνείς αγορές, την επίδειξη κανόνων και διαδικασιών αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών, την επιτάχυνση της κατασκευής νέων έργων ΑΠΕ, την επιβολή ανώτατου πλαφόν στις τιμές πώλησης φυσικού αερίου στις ευρωπαϊκές χονδρεμπορικές αγορές φυσικού αερίου με την ίδρυση μηχανισμού διόρθωσης των τιμών αγοράς και την παραχώρηση της ελεύθερης επιλογής στα κράτη μέλη, των μέτρων που μπορούν να λάβουν για τον περιορισμό της έκρηξης τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην επικράτεια τους.

Στην περίπτωση της αγοράς πετρελαίου, η Ευρωπαϊκή Ένωση ακολούθησε τις αποφάσεις της Ομάδας των 7 Αναπτυγμένων Χωρών (G7) που επικεντρωνόταν στον αποκλεισμό του ρωσικού πετρελαίου από τις αγορές τους και την επιβολή πλαφόν ανώτατης τιμής πώλησης του ρωσικού πετρελαίου σε τρίτες χώρες.

Το Ευρωπαϊκό Ελεγκτικό Συνέδριο (ΕΕΣ) προειδοποίησε πρόσφατα ότι η Ευρωπαϊκή Ένωση θα πρέπει να υπερπηδήσει σημαντικά «εμπόδια», προκειμένου να αντιμετωπίσει μια πιθανή νέα ενεργειακή κρίση¹⁴. Σε σχετική έκθεσή του, σημειώνει ότι ενώ η ΕΕ έλαβε ορισμένα μέτρα έκτακτης ανάγκης για να αντιμετωπίσει την «εργαλειοποίηση» του φυσικού αερίου από τη Μόσχα, τα οφέλη αυτής της δράσης «δεν είναι πάντα ξεκάθαρα». Το ΕΕΣ επισημαίνει επίσης διάφορες νέες «προκλήσεις» που θα πρέπει να αντιμετωπίσει η ΕΕ, προκειμένου να διασφαλίσει μακροπρόθεσμα τον εφοδιασμό της με φυσικό αέριο, όπως η μεγαλύτερη εξάρτηση από το εισαγόμενο LNG, καθώς και η ανάγκη απανθρακοποίησης μέρους της κατανάλωσης φυσικού αερίου.

Η σχετική έκθεση υπενθυμίζει πως η σταδιακή διακοπή των εισαγωγών φυσικού αερίου από τη Ρωσία, που το 2021 αντιπροσώπευε το 45% των εισαγωγών φυσικού αερίου στην ΕΕ, προκάλεσε κρίση εφοδιασμού, που με τη σειρά της προκάλεσε άνοδο τιμών. Συγκεκριμένα, τον Αύγουστο του 2022, η τιμή χονδρικής του φυσικού αερίου κορυφώθηκε στα €339/MWh (έναντι €51/MWh τον Αύγουστο του 2021).

Τα κράτη μέλη άρχισαν να επιδοτούν τις τιμές του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας (με κόστος περίπου €390 δισ. μόνο το 2022) προκειμένου να μειώσουν τις επιπτώσεις στα νοικοκυριά και στις επιχειρήσεις. Στα τέλη του 2023, η ΕΕ είχε στραφεί επιτυχώς σε άλλες πηγές – εκτός της Ρωσίας – για τον εφοδιασμό της με φυσικό αέριο, και οι τιμές σταθεροποιήθηκαν, αγγίζοντας τα προ κρίσης επίπεδα, στις αρχές του 2024.

«Η κρίση που πυροδότησε η ολομέτωπη εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία το 2022 δοκίμασε την ανθεκτικότητα της ΕΕ απέναντι σε μια αιφνίδια ανατροπή σε ό,τι αφορά στο φυσικό αέριο. Μπορεί οι τιμές να σημείωσαν κατακόρυφη αύξηση,

¹⁴ <https://www.capital.gr/diethni/3820877/europaiko-elegktiko-sunedrio-i-asfaleia-tou-efodiasmou-tis-e-e-me-fusiko-aerio-den-einai-egguimeni/>

επιβαρύνοντας με σημαντικό κόστος νοικοκυριά και επιχειρήσεις, ευτυχώς, όμως, δεν αντιμετωπίσαμε σοβαρή έλλειψη φυσικού αερίου», δήλωσε ο Ζόλο Λεάο, μέλος του ΕΕΣ. «Δεδομένης της εξάρτησής της από ξένο φυσικό αέριο, η ΕΕ δεν πρέπει να εφησυχάζει όταν πρόκειται για την ασφάλεια του εφοδιασμού της. Επιπλέον, δεν προβλέπονται για τους καταναλωτές εγγυήσεις ότι οι τιμές θα είναι προσιτές, σε περίπτωση σημαντικής κρίσης εφοδιασμού στο μέλλον», σημείωσε.

Στη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης, η ΕΕ πέτυχε την τιμή-στόχο της για μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου κατά 15%, ωστόσο το ΕΕΣ δεν μπόρεσε να εξακριβώσει αν αυτό έγινε χάρη μόνο στα μέτρα, που ελήφθησαν ή και σε εξωτερικούς παράγοντες (όπως για παράδειγμα, οι υψηλές τιμές φυσικού αερίου και ο θερμός χειμώνας).

Ομοίως, η υποχρέωση πληρότητας των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου σε επίπεδο ΕΕ επιτεύχθηκε, ενώ σημειώθηκε υπέρβαση της τιμής-στόχου του 90%. Το ποσοστό αυτό πάντως αντιστοιχεί στα κανονικά επίπεδα πλήρωσης των εγκαταστάσεων αποθήκευσης πριν από την κρίση. Επίσης, το ΕΕΣ δεν μπόρεσε να αξιολογήσει κατά πόσον η εφαρμογή «πλαφόν» στις τιμές φυσικού αερίου στην ΕΕ απέδωσε τελικά καρπούς, καθώς οι τιμές παρέμειναν σε πολύ χαμηλότερο επίπεδο, από τότε που θεσπίστηκε.

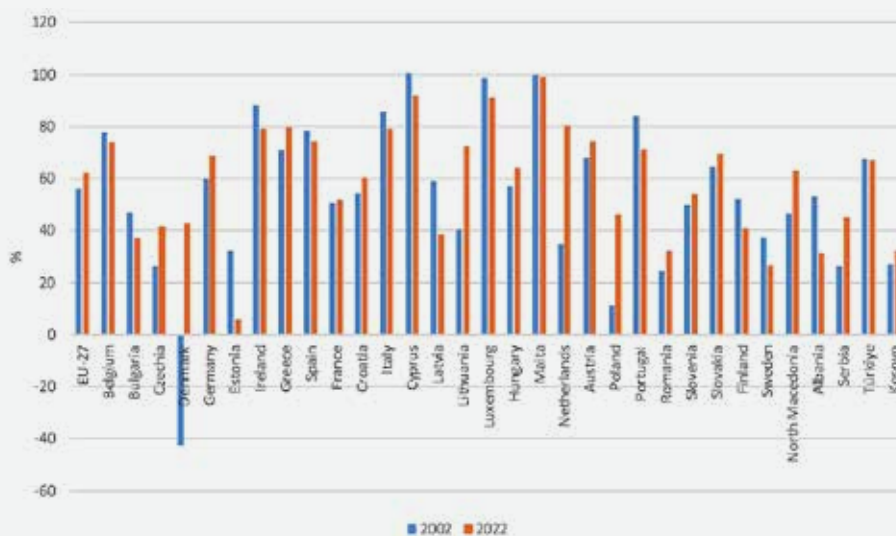
Μεταξύ των μέτρων που ελήφθησαν ήταν και η δρομολόγηση της πλατφόρμας AggregateEU¹⁵ για την παροχή ενός εναλλακτικού διαύλου εμπορίας φυσικού αερίου, μέσω κοινών αγορών. Και στην περίπτωση αυτή, το ΕΕΣ δεν μπόρεσε να προσδιορίσει κατά πόσον η συγκεκριμένη

πλατφόρμα προσέφερε προστιθέμενη αξία σε σχέση με άλλες προϋπάρχουσες, διότι οι διαφορές που προκάλεσε η κρίση στις τιμές του φυσικού αερίου μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ είχαν ήδη μειωθεί σημαντικά, όταν η πλατφόρμα AggregateEU τέθηκε σε λειτουργία.

Η μείωση της εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα αποτελεί απτή πραγματικότητα. Οι εισαγωγές φυσικού αερίου αγωγών που προέρχονται από τη Ρωσία έχουν μειωθεί δραστικά, ενώ οι όγκοι εισαγωγών LNG από αξιόπιστους εταίρους, όπως οι Ηνωμένες Πολιτείες και η Νορβηγία, αυξάνονται.

Το μερίδιο του φυσικού αερίου αγωγών της Ρωσίας στις εισαγωγές της ΕΕ μειώθηκε από άνω του 40% το 2021 σε περίπου 8% το 2023¹⁶. Όσον αφορά συνδυαστικά το φυσικό αέριο αγωγών και το LNG, η Ρωσία αντιπροσώπευε λιγότερο από το 15% των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ. Η μείωση αυτή κατέστη δυνατή κυρίως χάρη στην απότομη αύξηση των εισαγωγών LNG και στη συνολική μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου στην ΕΕ. Η Νορβηγία και οι Ηνωμένες Πολιτείες ήταν οι κορυφαίοι προμηθευτές φυσικού αερίου το 2023. Η Νορβηγία προμήθευσε σχεδόν το 30% του συνόλου των εισαγωγών φυσικού αερίου. Επιπλέον προμηθευτές αποτελούν χώρες της Βόρειας Αφρικής, το Ηνωμένο Βασίλειο και το Κατάρ. Το 2023, η ΕΕ εισήγαγε πάνω από 120 δις. κυβικά μέτρα LNG. Το 2023, οι Ηνωμένες Πολιτείες ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής LNG στην ΕΕ, αντιπροσωπεύοντας σχεδόν το 50% των συνολικών εισαγωγών, ενώ το ίδιο έτος οι εισαγωγές από τις ΗΠΑ σχεδόν τριπλασιάστηκαν σε σύγκριση με το 2021.

Διάγραμμα 23: Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης, 2000 και 2020



Πηγή: Eurostat

¹⁵ AggregateEU είναι ο μηχανισμός της ΕΕ που επιτρέπει τη συγκέντρωση της ζήτησης και την από κοινού αγορά φυσικού αερίου σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Δημιουργήθηκε μετά την έκδοση του κανονισμού (ΕΕ) 2022/2576 του Συμβουλίου (του λεγόμενου «κανονισμού για την αλληλεγγύη»), ο οποίος καθιέρωσε για πρώτη φορά τη συγκέντρωση της ζήτησης και την από κοινού αγορά φυσικού αερίου σε επίπεδο ΕΕ.

¹⁶ <https://www.consilium.europa.eu/el/infographics/eu-gas-supply/#0>

Στο Διάγραμμα 24 παρουσιάζεται η σύγκριση του επιπέδου πλήρωσης των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια της περιόδου 2021-2023. Το 2022 και το 2023 το μέσο επίπεδο πλήρωσης ήταν πολύ υψηλότερο από ό,τι το 2021. Το 2022, ο στόχος πλήρωσης του 80% επιτεύχθηκε τον Αύγουστο. Το 2023, το επίπεδο πλήρωσης ήταν άνω του 80% από τον Ιούλιο και άνω του 90% από τον Αύγουστο¹⁷.

Τα περισσότερα κράτη μέλη της ΕΕ διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου στο έδαφός τους. Η δυναμικότητα αποθήκευσης πέντε χωρών (Γερμανία, Ιταλία, Γαλλία, Κάτω Χώρες και Αυστρία) αντιπροσωπεύει τα 2/3 της συνολικής δυναμικότητας της ΕΕ.

Σύμφωνα με τον κανονισμό, οι χώρες που δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα πρέπει να αποθηκεύουν το 15% της ετήσιας εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου σε δεξαμενές που βρίσκονται σε άλλα κράτη μέλη και, συνεπώς, έχουν πρόσβαση σε αποθέματα φυσικού αερίου που είναι αποθηκευμένα σε άλλα κράτη μέλη. Αυτός ο μηχανισμός ενισχύει την ασφάλεια του εφοδιασμού της ΕΕ σε φυσικό αέριο και εξασφαλίζει επιμερισμένη οικονομική επιβάρυνση όσον αφορά την πλήρωση της δυναμικότητας αποθήκευσης της ΕΕ. Τα κράτη μέλη με μικρότερες δυνατότητες αποθήκευσης συνεργάζονται με τα κράτη μέλη που διαθέτουν μεγαλύτερες εγκαταστάσεις, προκειμένου να εξασφαλίζουν τα αποθέματά τους.

Η Γαλλία, η Γερμανία, η Ιταλία και οι Κάτω Χώρες είναι οι χώρες με τη μεγαλύτερη δυναμικότητα αποθήκευσης. Η Ελλάδα, η Εσθονία, η Ιρλανδία, η Κύπρος, η Λιθουανία, το Λουξεμβούργο, η Μάλτα, η Σλοβενία και η Φινλανδία δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου. Ωστόσο, σύμφωνα με τον κανονισμό για την

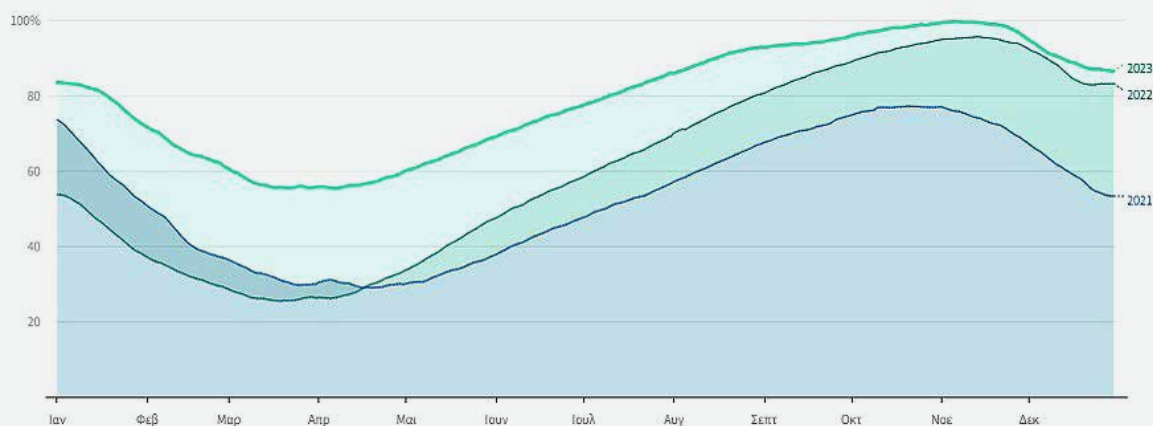
αποθήκευση φυσικού αερίου, θα πρέπει να προβούν σε ρυθμίσεις αλληλεγγύης με άλλα κράτη μέλη, ώστε να διασφαλίσουν τα δικά τους αποθέματα φυσικού αερίου.

Η εισαγωγή LNG αποτελεί μέσο διαφοροποίησης των παρόχων και των οδών που χρησιμοποιεί η ΕΕ για την προμήθεια φυσικού αερίου. Η εισαγωγή LNG έχει αποκτήσει ιδιαίτερη σημασία μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και την ανάγκη της ΕΕ να μειώσει την εξάρτηση από τις εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου. Η ΕΕ είναι ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG στον κόσμο, εισάγοντας το 2023, όπως αναφέραμε προηγουμένως, πάνω από 120 δισ. κυβικά μέτρα. Οι μεγαλύτεροι εισαγωγείς LNG στην ΕΕ είναι η Γαλλία, η Ισπανία, οι Κάτω Χώρες, το Βέλγιο και η Ιταλία.

Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και η χρήση των προμηθειών φυσικού αερίου ως όπλου έχουν ωθήσει τα κράτη μέλη της ΕΕ να αναπτύξουν περαιτέρω τις υποδομές LNG. Ορισμένες προγραμματισμένες επενδύσεις αντιμετωπίζονται ως έργα κοινού ενδιαφέροντος της ΕΕ, τα οποία επωφελούνται από απλοποιημένες διαδικασίες και, σε ορισμένες περιπτώσεις, από συγχρηματοδότηση μέσω του μηχανισμού «Συνδέοντας την Ευρώπη». Χάρη στις επενδύσεις αυτές, η ικανότητα εισαγωγής LNG της ΕΕ αυξήθηκε κατά 40 δισ. κυβικά μέτρα το 2023 και αναμένεται να διατεθούν επιπλέον 30 δισ. κυβικά μέτρα το 2024.

Η Ισπανία, η Γαλλία, η Ιταλία, η Πορτογαλία, το Βέλγιο, οι Κάτω Χώρες, η Κροατία, η Πολωνία, η Ελλάδα, η Φινλανδία και η Λιθουανία έχουν τερματικούς σταθμούς LNG σε λειτουργία. Έχει προγραμματιστεί η δημιουργία περισσότερων από 12 τερματικών σταθμών LNG ανά την ΕΕ, ορισμένοι δε από αυτούς βρίσκονται ήδη υπό κατασκευή.

Διάγραμμα 24: Επίπεδο Πλήρωσης Εγκαταστάσεων Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου της ΕΕ, 2021-2023



Πηγές: Gas Infrastructure Europe, Ευρωπαϊκή Επιτροπή

¹⁷ <https://www.consilium.europa.eu/el/infographics/gas-storage-capacity/#0>

Η Περίπτωση της Ελλάδας

Κύρια προτεραιότητα της χώρας είναι η αύξηση της διαφοροποίησης των πηγών και οδύσεων εισαγωγής ώστε με αυτό τον τρόπο να ενισχυθεί η ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Συγχρόνως, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης με παράλληλη ανάπτυξη των εγχώριων ενεργειακών πηγών, συμβατών με τους στόχους για επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας με ορίζοντα το 2050, είναι προφανώς η πρώτη και σταθερή προτεραιότητα, ειδικά στο πλαίσιο ενός μακροπρόθεσμου ενεργειακού σχεδιασμού. Ωστόσο, όσο η ενεργειακή αυτή εξάρτηση παραμένει σε υψηλά επίπεδα και για να αποφευχθούν γεγονότα όπως αυτό της ενεργειακής κρίσης που αντιμετώπισε η χώρα την περίοδο 2008-2009 και πιο πρόσφατα, στα τέλη του έτους 2016 έως και τις αρχές του έτους 2017, καθώς και κατά το 2022,

είναι αναγκαία η διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών και των προμηθευτών που προέρχονται από τρίτες χώρες, ώστε να μην υπάρχει εξάρτηση από ένα μόνο καύσιμο ή από μία μόνο γεωγραφική περιοχή ή από ένα μόνο αγωγό, παράλληλα με την προώθηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αλλά και το πιο σημαντικό η προώθηση δράσεων βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης οι οποίες είναι πρώτη προτεραιότητα όπως προελέχθη σε όλες τις διαστάσεις του ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας.

Πέραν όμως των μέτρων ενίσχυσης της θέσης της χώρας στην περιφέρεια, πρέπει να ληφθούν μέτρα ώστε να διασφαλιστεί η ετοιμότητα της χώρας και των εμπλεκόμενων φορέων για την αντιμετώπιση του περιορισμού ή/και της διακοπής ενεργειακών πόρων και στο πλαίσιο αυτό να προβλέπονται συγκεκριμένες πρωτοβουλίες και η εφαρμογή κανονιστικών μηχανισμών.

Κάποια από τα μέτρα και τις πολιτικές για την ενίσχυση της διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών και οδύσεων εισαγωγής ενέργειας είναι η αύξηση της διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών και των προμηθευτών που προέρχονται από τρίτες χώρες. Ειδικότερα, κάθε χώρα, στο πλαίσιο της διασφάλισης του ενεργειακού της εφοδιασμού και της αποτροπής γεγονότων έλλειψης ενεργειακής τροφοδοσίας που θα οδηγήσουν σε σημαντική οικονομική βλάβη πολλούς τομείς της οικονομίας της, έχει ως κύρια πολιτική προτεραιότητα την αύξηση της διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών και την αύξηση του αριθμού των τρίτων χωρών που προμηθεύουν τη χώρα με πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό.

Σημαντικά μέτρα πολιτικής προς ικανοποίηση της ανωτέρω προτεραιότητας αποτελεί η προώθηση των έργων μεταφοράς φυσικού αερίου που θα δώσει την δυνατότητα προμήθειας καυσίμου από περισσότερες χώρες, συμπεριλαμβανομένης της περαιτέρω ενίσχυσης των ηλεκτρικών διασυνδέσεων και διασυνδέσεων φυσικού αερίου της χώρας με τις γειτονικές αγορές που θα βοηθούν στην απρόσκοπτη ροή ενέργειας σε περιφερειακό επίπεδο.

Ένα άλλο μέτρο αποτελεί η ανάπτυξη εγχώριων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Η Ελλάδα συνεχίζει να αποτελεί μια αναπτυσσόμενη αγορά στην εξερεύνηση και παραγωγή φυσικού αερίου στην Ανατολική Μεσόγειο. Τόσο το πρόγραμμα έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, όσο και το πρόγραμμα των διακρατικών αγωγών TAP (Δια-Αδριατικού), της διασύνδεσης Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) και του αγωγού East Med αποτελούν σημαντικά έργα που ενισχύουν τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ και διασφαλίζουν την ασφάλεια του εφοδιασμού για να μειωθεί η ενεργειακή εξάρτηση από τρίτες χώρες.

Η Ελληνική κυβέρνηση έχει παραχωρήσει σήμερα σε κοινοπραξίες εταιρειών 9 θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές, συμπεριλαμβανομένης και αυτής του Πρίνου, όπου η παραγωγή αργού συνεχίζεται (με φθίνοντα ρυθμό) για τέσσερις δεκαετίες. Είναι η πρώτη φορά που η χώρα έχει μεγάλο αριθμό παραχωρήσεων, με αναδόχους μεγάλες διεθνείς και ελληνικές εταιρίες. Υπό το πρίσμα της ενεργειακής κρίσης τιμών και ασφάλειας τροφοδοσίας και συνυπολογίζοντας την πίεση του χρόνου για την αξιοποίηση δυνητικών εγχώριων κοιτασμάτων φυσικού αερίου ενόψει της επιβεβλημένης ενεργειακής μετάβασης, τα έργα έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων ανακηρύχθηκαν ως έργα εθνικής προτεραιότητας από τον ίδιο τον πρωθυπουργό τον Απρίλιο του 2022.

Την τελευταία διετία, έχουν επιταχυνθεί οι έρευνες με την ολοκλήρωση όλων των γεωφυσικών ερευνητικών προγραμμάτων για τις ενεργές συμβάσεις και την απόφαση για γεώτρηση στο χερσαίο οικόπεδο των Ιωαννίνων. Μέσα στην επόμενη διετία αναμένονται οι αποφάσεις των μισθωτών για τη διενέργεια ερευνητικών γεωτρήσεων στα περισσότερα οικόπεδα, με στόχο – σε περίπτωση θετικής απόφασης και επιτυχούς έκβασης των ερευνών – να έχουμε εγχώρια παραγωγή υδρογονανθράκων (πέραν αυτής του Πρίνου) εντός της τρέχουσας δεκαετίας.

Μια συντηρητική εκτίμηση των δυνητικών και πιθανών αποθεμάτων των εν λόγω περιοχών, στις οποίες ωστόσο δεν έχει ακόμη διενεργηθεί εξερευνητική γεώτρηση, κυμαίνεται, σύμφωνα με προκαταρκτικά στοιχεία της ΕΔΕΥΕΠ, στα 24 τρισ. κυβικά πόδια ή 680 δισ. κυβικά μέτρα. Η πιθανή επιβεβαίωση αυτών των κοιτασμάτων υπερκαλύπτει τόσο την παρούσα όσο και τη μέλλουσα εγχώρια ζήτηση φυσικού αερίου, καθιστώντας τη χώρα μας εξαγωγική έως τα τέλη της δεκαετίας.

Εξίσου σημαντική από πλευράς ενεργειακής ασφάλειας θεωρείται η ανάπτυξη διασυνδέσεων ηλεκτρικής ενέργειας και διασυνδετήριων αγωγών φυσικού αερίου.

Η ανάδειξη της χώρας σε περιφερειακό ενεργειακό κόμβο είναι άρρηκτα συνδεδεμένη τόσο με την ενίσχυση του εγχώριου δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας όσο και με την ανάπτυξη των ενεργειακών διασυνδέσεων με τις γειτονικές χώρες.

Όσον αφορά στην ετοιμότητα της χώρας και των εμπλεκόμενων φορέων για την αντιμετώπιση του περιορισμού ή της διακοπής παροχής ενεργειακής πηγής, προβλέπονται, σύμφωνα με το προσχέδιο της αναθεωρημένης έκδοσης του ΕΣΕΚ, τα εξής: (α) εκπόνηση εθνικής ενεργειακής στρατηγικής ασφαλείας στο πλαίσιο των τομεακών στρατηγικών της Εθνικής Στρατηγικής Ασφαλείας έως το 2025,

(β) εκπόνηση έως το 2025 Εθνικής Στρατηγικής για την Κυβερνοασφάλεια των ενεργειακών δικτύων και υποδομών στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Οδηγίας (ΕΥ) 2022/2555, σχετικά με μέτρα για υψηλό κοινό επίπεδο ασφάλειας στον κυβερνοχώρο σε ολόκληρη την Ευρωπαϊκή Ένωση (NIS 2 Directive), (γ) εκπόνηση έως το 2025 Εθνικής Στρατηγικής για την Προστασία και Κλιματική Ανθεκτικότητα Κρίσιμων Ενεργειακών Υποδομών στο πλαίσιο και της σχετικής ευρωπαϊκής οδηγίας (ΕΥ) 2022/2557 για την Ανθεκτικότητα Κρίσιμων Οντοτήτων, (δ) εκπόνηση Εθνικής Στρατηγικής για την εξερεύνηση και εκμετάλλευση των Κρίσιμων Ενεργειακών Μεταλλευμάτων του ελλαδικού χώρου στο πλαίσιο του European Critical Raw Materials Act (CRMA).

4.4 Κριτική για την ακολουθούμενη Ενεργειακή Πολιτική

Με την ολοκλήρωση στα τέλη του περασμένου Οκτωβρίου του νέου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), η Ελλάδα επικαιροποίησε τον ενεργειακό της σχεδιασμό, όντας πλέον ιδιαίτερα λεπτομερής, με φιλόδοξους στόχους και με ειδική αναφορά στις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα.

Παρότι το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ χαρακτηρίζεται από τον μεγάλο όγκο του και το πλήθος των πληροφοριών που περιλαμβάνει, την εμπειρισταωμένη έρευνα και επεξεργασία των δεδομένων και από τους φιλόδοξους στόχους για το 2030 και 2050, χρειάζονται πολλές ρυθμίσεις και αποφάσεις από τον κρατικό τομέα. Πρακτικά, όμως, η χρήση του για τις εφαρμογές θα αντιμετωπίσει δυσκολίες, οπότε προτείνεται η εκπόνηση ενός εύχρηστου εγχειριδίου που θα περιλαμβάνει το «δια ταύτα» (implementation plans), δίνοντας ιδιαίτερη έμφαση σε αυτά που πρέπει να γίνουν έγκαιρα από τον κρατικό τομέα για να γίνουν οι επενδύσεις.

Το νέο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ είναι σαφώς πιο ρεαλιστικό σε σχέση με το προηγούμενο, έχοντας διορθώσει υπερβολές χωρίς ωστόσο να αποφεύγει τις ασάφειες και τις αποσπασματικές αναφορές σε σημαντικά θέματα (π.χ. εξόρυξη υδρογονανθράκων). Παρά την πρώτη εντύπωση που δημιουργεί σχετικά με την καθολική πραγμάτευση όλων των θεμάτων που άπτονται άμεσα και έμμεσα με τον τομέα της ενέργειας, ωστόσο ολοκληρώνοντας κανείς την μελέτη του διαπιστώνει ότι κάποια θέματα δεν έχουν διερευνηθεί σε βάθος και με την ανάλογη προσοχή και συσχέτιση με συναφείς τομείς.

Εντύπωση δε προκαλεί ότι ο κύριος άξονάς του είναι μόνο κλιματοκεντρικός, ενώ δημιουργούνται αρκετά ερωτηματικά τόσο για την οικονομική βιωσιμότητα του όλου στρατηγικού πλαισίου ανάπτυξης (υπερβολική ανάπτυξη των ΑΠΕ) όσο και για την εμμονή σε νέες τεχνολογίες (πράσινο υδρογόνο, συνθετική αμμωνία, ανθρακούχα συνθετικά καύσιμα

βιομεθάνιο), για τα οποία το ίδιο το ΕΣΕΚ σε κάποια σημεία μιλάει με επιφύλαξη ως μη δοκιμασμένα σε ευρεία κλίμακα και σε οικονομίες κλίμακας.

Επίσης, για την αποτελεσματική διαχείριση και εποπτεία του ΕΣΕΚ όσο διαρκεί, θα χρειασθεί η συγκρότηση μιας ομάδας στο ΥΠΑΝ από ικανά και έμπειρα στελέχη που θα συμβάλλουν και στην έγκαιρη αντιμετώπιση της γραφειοκρατίας για την επιτυχή επίτευξη των στόχων.

Σημαντικό ζήτημα αποτελεί η ρεαλιστικότητα των στόχων. Αν και η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο 82% είναι σημαντικά φιλόδοξη, η επίτευξη αυτού του στόχου απαιτεί τεράστιες επενδύσεις και άμεση πρόοδο στην αδειοδότηση και στην υλοποίηση έργων ΑΠΕ. Η Ελλάδα έχει βιώσει στο παρελθόν σημαντικές καθυστερήσεις στην διαδικασία αδειοδότησης και υλοποίησης έργων υποδομής, γεγονός που μπορεί να αποτελέσει εμπόδιο στην επίτευξη των στόχων.

Επίσης, η σταδιακή κατάργηση της λιγνιτικής παραγωγής είναι κρίσιμη για την απολιγνιτοποίηση της χώρας, αλλά οι κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις στις μετά λιγνιτικές περιοχές απαιτούν ιδιαίτερη προσοχή. Η μετάβαση σε άλλες θέσεις απασχόλησης και η ανάπτυξη νέων οικονομικών δραστηριοτήτων στις περιοχές αυτές κρίνεται αναγκαία, προκειμένου να αποφευχθεί η κοινωνική αποσταθεροποίηση και η οικονομική ύφεση.

Η έμφαση στις νέες τεχνολογίες, όπως το πράσινο υδρογόνο και τα συνθετικά καύσιμα, δείχνει τη φιλοδοξία της Ελλάδας να πρωτοπορήσει στην απολιγνιτοποίηση. Ωστόσο, η τεχνολογική ωριμότητα αυτών των λύσεων, καθώς και οι απαιτούμενες υποδομές, παραμένουν προκλήσεις. Υπάρχει ο κίνδυνος να μην είναι έτοιμες να συμβάλλουν αποτελεσματικά στους στόχους για το 2030, γεγονός που θα μπορούσε να ανατρέψει τον προγραμματισμό.

Αναφορικά με το φυσικό αέριο, το νέο ΕΣΕΚ προβλέπει την προσθήκη δύο νέων μονάδων φυσικού αερίου στον υφιστάμενο στόλο χωρίς καμία απόσυρση, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ από 6,037 GW που είναι σήμερα στα 7,885 GW. Η συγκεκριμένη εξέλιξη προκαλεί ερωτήματα για την οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων φυσικού αερίου που είναι πιθανό να εξαρτηθεί από επιδοτήσεις, όπως οι μηχανισμοί διασφάλισης επάρκειας ισχύος, αυξάνοντας το κόστος για τους καταναλωτές.

Σχετικά με την ανάπτυξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, το νέο ΕΣΕΚ προβλέπει αύξηση κατά 10 GW σε αιολικά και φωτοβολταϊκά το 2030, από 12.5 GW τον Μάιο 2024 σε 22.4 GW το 2030, όπως και στον προϋπολογισμό για τις αναγκαίες επενδύσεις. Ανάλογοι στόχοι τίθενται και μέχρι το 2050 σε ΑΠΕ και μπαταρίες. Μέχρι το 2030, όμως, ένα μέρος των ΑΠΕ, ιδιαίτερα εκείνων που εγκαταστάθηκαν στη χώρα πριν το 2010, κλείνοντας το όριο τεχνικής και οικονομικής ζωής τους, πρέπει να αντικατασταθούν, ενώ για το 2050 σχεδόν όλες οι ΑΠΕ που λειτουργούν σήμερα (12.5 GW) θα πρέπει να αντικατασταθούν. Σχετικά με τις μπαταρίες που θα εγκατασταθούν μέχρι το 2030, αυτές θα πρέπει να αντικατασταθούν στην δεκαετία 2040-2050. Επομένως, χρειάζεται αναπροσαρμογή των στόχων προς τα πάνω για νέες ΑΠΕ και για μπαταρίες, οπότε θα πρέπει να συνυπολογίζονται στον σχετικό προϋπολογισμό, καθώς και για τις σχετικές δράσεις και χρηματοδοτήσεις.

Αναφορικά με τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, ο στόχος του 1.9 GW μέχρι το 2030 αν και απόλυτα εφικτός από πλευράς παραγωγής, κατασκευής και εγκατάστασης των απαραίτητων υποδομών τίθεται υπό αμφισβήτηση λόγω μη επέκτασης των χωρικών υδάτων μέχρι τα 12 ναυτικά μίλια, ιδίως σε Κρήτη και Αιγαίο, και της αποτυχίας της πολιτείας να ανακηρύξει Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη (ΑΟΖ) σε Αιγαίο και Ανατολική Μεσόγειο όλα αυτά τα χρόνια. Αυτό έχει τεράστια σημασία στην περίπτωση των υπεράκτιων θαλάσσιων πάρκων στην Ελλάδα γιατί βάσει ανάλυσης των αιολικών δεδομένων οι υψηλές ταχύτητες και σταθεροί άνεμοι απαντώνται μεσοπέλαγα.

Η πρόσφατη (Αύγουστος 2024) αρνητική εμπειρία μετά τις αποφάσεις για απαγόρευση εγκατάστασης υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε Κρήτη και Γυάρο περιορίζει μόλις στα 500 MW την εφικτή εγκατεστημένη ισχύ. Εάν η Ελλάδα είχε προχωρήσει στην επέκταση των χωρικών υδάτων σε Κρήτη και νησιά στα 12 ναυτικά μίλια και είχε ανακηρύξει ΑΟΖ θα μπορούσε άνετα να μεταφέρει σε πολύ μεγαλύτερη απόσταση από την ξηρά τις τοποθεσίες των αιολικών πάρκων και άρα να πετύχει τον στόχο του 1.9 GW.

Επίσης, αποτελεί σοβαρή παράλειψη του ΕΣΕΚ ότι δεν θέτει στόχους για πολύ μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ υπεράκτιων αιολικών πάρκων, λχ. στα 20 και τα 30 GW μέχρι το 2035 και 2040. Μόνο εάν τεθούν στόχοι αυτής της τάξης θα μπορέσει η Ελλάδα να στήσει την απαραίτητη αλυσίδα παραγωγής, αποκτώντας τεχνογνωσία και δημιουργώντας νέες θέσεις εργασίας.

Σχετικά με την ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών, στο ΕΣΕΚ προβλέπεται μια σημαντική αύξηση εγκατεστημένης ισχύος (1.6 GW έως το 2050). Για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, αν και είναι ένας κρίσιμος τομέας για τη χώρα και με την διαφαινόμενη λειψυδρία στα επόμενα χρόνια, δεν αναφέρονται θεσμικά και υποστηρικτικά μέτρα για την υλοποίησή τους και επαφίεται (ΕΣΕΚ) στην «ωρίμανση» των έργων που κρατάει δεκαετίες (παράδειγμα ο ΥΗΣ Μεσοχώρας και άλλα). Επομένως, πρέπει να δρομολογηθούν ουσιαστικά μέτρα για την υλοποίησή τους.

Για τα νησιά, όπου η διείσδυση των ΑΠΕ είναι απογοητευτική και κυριαρχεί το πετρέλαιο με υψηλό κόστος και εκπομπές, στο ΕΣΕΚ προτείνεται η εγκατάσταση των λεγόμενων υβριδικών (ΑΠΕ και αποθήκευση). Αυτό θα αποτελέσει καλή λύση για τα νησιά που πρόκειται να διασυνδεθούν με το εθνικό σύστημα μεταφοράς στα επόμενα χρόνια όπου απαιτείται μια ενίσχυση της παραγωγικής ικανότητας για τις αυξημένες καλοκαιρινές αιχμές μέχρι την διασύνδεσή τους, αντί της προσθήκης νέων μονάδων πετρελαίου, όπως εξαγγέλθηκε και με το αντίστοιχο κόστος. Επιπλέον, μετά την διασύνδεση, οι ΑΠΕ και η αποθήκευση μπορούν να αποτελέσουν ένα σύστημα με τις αρχές και τεχνικές των microgrids για να αποφεύγονται τα blackout σε περίπτωση βλάβης της διασύνδεσης.

Για τα νησιά, όμως, που δεν πρόκειται να διασυνδεθούν, αυτή η προτεινόμενη στο ΕΣΕΚ λύση θα υπόκειται δια παντός στην κυριαρχία της μονάδας πετρελαίου με περιορισμένη διείσδυση των ΑΠΕ (οριακά ίσως στο 40% σε ετήσια βάση). Αυτά τα νησιά χρειάζονται ένα νέο σύστημα ΑΠΕ και αποθήκευσης με καινοτόμες τεχνολογίες διαχείρισης και διείσδυση των ΑΠΕ > 90%, όπου η μονάδα πετρελαίου θα είναι εφεδρική και θα λειτουργεί συμπληρωματικά όταν χρειάζεται. Η ενεργειακή μετάβαση στα νησιά καλύπτοντας όλες τις ενεργειακές ανάγκες με την διείσδυση των ΑΠΕ στο 90% και πέραν για το 2030, με δραστική μείωση του κόστους παραγωγής και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, θα βασισθεί σε μεταρρυθμίσεις και καινοτομίες, που πρέπει να συμπεριλάβει το ΕΣΕΚ.

Επιπλέον, στο ΕΣΕΚ, σχετικά με την μεγάλη διείσδυση 76.8% ΑΠΕ στην ηλεκτρική ενέργεια το 2030, δεν γίνεται μνεία για τυχόν απόρριψη πλεονάζουσας παραγωγής των ΑΠΕ. Θα ήταν χρήσιμο να αναφέρεται για να ακολουθήσει έρευνα και αναζήτηση λύσεων για βέλτιστη αντιμετώπιση από τώρα.

Παράλληλα, οι τραπεζικοί οργανισμοί αποτελούν τον κύριο χρηματοδότη ενός έργου ΑΠΕ και είναι λογικό να επιδιώκεται η εξασφάλιση των κεφαλαίων τους με κάθε τρόπο. Στο παρελθόν η κρατική συμμετοχή, στον πόλο του εγγυητή, δημιουργούσε αίσθημα ασφάλειας στην αγορά και συνθήκες εύκολης χρηματοδότησης. Αναμφίβολα οι διμερείς συμβάσεις (PPAs) αποτελούν έναν μηχανισμό διαχείρισης κινδύνου, κυρίως για τους τραπεζικούς οργανισμούς. Μέσα από τα PPAs εξασφαλίζονται εγγυημένα και σταθερά έσοδα ώστε με ασφάλεια οι τραπεζικοί οργανισμοί να ανακτούν το κόστος κεφαλαίου, ενώ συγχρόνως οι εταιρείες ενέργειας δύναται να χτίσουν ένα διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο, με διαφορετικές τεχνολογίες μονάδων παραγωγής, ώστε να ελαχιστοποιήσουν τους κινδύνους που απορρέουν από την χρηματιστηριακή αγορά ενέργειας και την μεταβλητότητα της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ.

Όσο περισσότεροι καταναλωτές δεσμευθούν σε PPAs τόσο η αγορά θα στερείται την καταναλωτική επίδραση. Οι χαμηλές τιμές στον τελικό χρήστη, οι οποίες εμφανίζονται μέσω των PPAs δυστυχώς αντιβαίνουν τη θεμελιώδη αρχή του ανταγωνισμού, παράλληλα περιορίζεται ο ρυθμιστικός ρόλος του καταναλωτή αποκλειστικά σε εγγυητή για την αποπληρωμή των δανείων. Παρόλο, που τα PPAs αποτελούν ένα χρήσιμο εργαλείο για την ενίσχυση της βιομηχανίας και της οικονομίας γενικότερα, σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να αντικαταστήσουν τον ανταγωνισμό της αγοράς ενέργειας. Επομένως, η διεύρυνση της εφαρμογής των PPAs πέρα από τους μεγάλους καταναλωτές προκαλεί αποδυνάμωση του ανταγωνισμού καθώς μειώνεται η αλληλεπίδραση που παράγει η δυναμική των καταναλωτών στο σύνολο της αγοράς ενέργειας.

Η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας, στην βιομηχανία, στα κτίρια και στις χερσαίες μεταφορές, που όπως παρατηρούμε κυρίως από το 2030 και μετά προβλέπεται πολύ αυξημένη, σημαίνει ότι θα μειωθεί η ζήτηση για ηλεκτρισμό και κατά συνέπεια για καινούργιες ΑΠΕ. Οπότε η ανάπτυξη νέων ΑΠΕ θα πρέπει οπωσδήποτε να ειπωθεί σε σχέση με την αυξημένη ενεργειακή αποδοτικότητα. Αυτό φαίνεται εμφαντικά από την προβλεπόμενη τελική κατανάλωση ενέργειας, όπου ενώ αυτή συνεχώς ελαττώνεται μέχρι το 2050, η ανάπτυξη των ΑΠΕ συνεχίζεται με αμείωτους ρυθμούς.

Αυτό αφενός δικαιολογείται εν μέρει από την αντικατάσταση των συμβατικών καυσίμων στις μεταφορές (σε ένα ποσοστό τουλάχιστον) και στον κτιριακό τομέα από τον ηλεκτρισμό (εξηλεκτρισμός) και εν μέρει από την χρήση ΑΠΕ για παραγωγή πράσινου υδρογόνου αλλά και πάλι η περίσσια ενέργεια που προβλέπεται να δημιουργηθεί από ΑΠΕ μέχρι το 2050 (+60 GW) θα υπερκαλύπτει την τελική ενεργειακή ζήτηση, αφού σε σχέση με σήμερα προβλέπεται υπερτετραπλασιασμός στην εγκατάσταση ΑΠΕ.

Να επισημανθεί ότι για τις μεταφορές προβλέπεται μέχρι το 2050 ενεργειακή κατανάλωση μικρότερη κατά ¼ της σημερινής κατανάλωσης, ενώ για τις χερσαίες μεταφορές προβλέπεται μείωση έως και 50% της σημερινής κατανάλωσης. Επίσης, η ισχύς για ηλεκτρόλυση προβλέπεται έως το 2050 στα 5,188 MW. Ως εκ τούτου, θα πρέπει να γίνει επανεκτίμηση του ποσοστού ΑΠΕ, το οποίο χρειάζεται η χώρα σε σχέση με την μείωση της τελικής ζήτησης λόγω της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Είναι αλήθεια ότι το καινούριο ΕΣΕΚ θέτει πιο ρεαλιστικές βάσεις για το βιομεθάνιο σε σχέση με το προηγούμενο, καθώς σύμφωνα με τις υποδείξεις μας (συμμετοχή διαβούλευσης του IENE) τροποποιήθηκαν εμφανώς οι προηγούμενοι προγραμματισμοί, οι οποίοι έθεταν για το 2050 τον ανέφικτο και μη ρεαλιστικό, όπως είχαμε αναφέρει, στόχο των 9.7 TWh/έτος μειώνοντάς τον σε πιο ρεαλιστικά επίπεδα λίγο πιο πάνω από 4 TWh/έτος. Ωστόσο, ο στόχος της παραγωγής 2.1 TWh/έτος βιομεθανίου για το 2030 έχει μείνει ο ίδιος και κρίνεται επίσης αρκετά φιλόδοξος για τους λόγους τους οποίους αναλύουμε παρακάτω.

Σύμφωνα με την PAEEY, η συνολική ετήσια ποσότητα βιοαερίου που παρήχθη το 2022 ήταν 1.28 TWh, και οδηγήθηκε αποκλειστικά στην ηλεκτροπαραγωγή. Αυτή η ποσότητα ισοδυναμεί με 125 MNm³ βιομεθανίου το χρόνο και αντιστοιχεί περίπου στο 10% της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου που κατευθύνεται στα δίκτυα διανομής της χώρας κυρίως για μικρής (οικιακής και εμπορικής) κλίμακας παραγωγική κατανάλωση. Στόχος λοιπόν του ΕΣΕΚ είναι να αξιοποιηθεί το δυναμικό παραγωγής βιοαερίου ώστε να εγχυθούν στο δίκτυο αερίου περίπου 2.1 TWh βιομεθανίου το έτος 2030. Αυτό σημαίνει πρώτον ότι οι υπάρχουσες αυτή τη στιγμή 80 μονάδες βιοαερίου συνολικής εγκατεστημένης ισχύος γύρω στα 120 MW θα έπρεπε μέσα σε 5 χρόνια να δαπανήσουν το ποσό των συνολικά €70 εκατ. προκειμένου να τροποποιήσουν την τεχνολογία μετατροπής του βιοαερίου σε βιομεθάνιο αλλά και να χάσουν τις εγγυημένες τιμές, βάσει των συμβολαίων τους και δεύτερον να δημιουργηθούν μέσα στο ίδιο χρονικό διάστημα άλλες 40-50 μονάδες βιομεθανίου.

Αυτό κρίνεται επιεικώς δύσκολο έως αδύνατο και οικονομικά ατελέσφορο. Στην Ελλάδα, μάλιστα, που τα 4/5 των ήδη υπαρχουσών μονάδων βιοαερίου είναι μεταξύ 100 KW και 999 KW, δυναμικότητες που θεωρούνται πολύ μικρές σε σύγκριση με άλλες χώρες (Γερμανία, Ισπανία, Μ. Βρετανία), η μετατροπή τους σε μονάδες βιομεθανίου κρίνεται όχι μόνον προβληματική αλλά και μη οικονομικά βιώσιμη.

Ιδίως μάλιστα όταν μια μονάδα βιοαερίου της τάξεως των 500 KW στην Ελλάδα έχει μια σχετική κερδοφορία που προέρχεται μόνον από το ευνοϊκό επιδοτούμενο χρηματοδοτικό πλαίσιο που ισχύει για το βιοαέριο σήμερα (υφιστάμενο feed-in tariff) θα είναι τελειώς ασύμφορο για τον επιχειρηματία να προβεί σε μια τέτοια επενδυτική τροποποίηση εκτός κι αν προβλεφθούν πολύ υψηλότερα feed-in tariffs. Σε κάθε περίπτωση, με τις παραπάνω εξαγγελίες του ΕΣΕΚ και την αναγκαστική μετατροπή των μονάδων βιοαερίου σε βιομεθάνιο δημιουργείται επιπλέον και μια ευρύτερη ανασφάλεια στους επιχειρηματίες καθώς φαίνεται ότι θα βρεθούν προ εκπλήξεως τα επόμενα χρόνια σχετικά με ένα νέο πλαίσιο επιδοτήσεων αλλάζοντας εντελώς το IRR των επενδύσεών τους.

Επίσης, η εξόρυξη εγχώριων υδρογονανθράκων και η εκμετάλλευσή τους απουσιάζει παντελώς από την ανάλυση, ενώ αναφέρεται ακροθιγώς ότι αποτελεί άξονα της ενεργειακής πολιτικής για την επόμενη περίοδο. Εντούτοις, δεν διευκρινίζεται πώς ακριβώς αποτελεί ενεργειακό άξονα αφού δεν αναλύεται καθόλου αλλά και πώς τελικά ενσωματώνεται στο ευρύτερο πλαίσιο αξιοποίησης των εγχώριων ενεργειακών πηγών. Προκαλεί μάλιστα ιδιαίτερη εντύπωση ότι το θέμα των υδρογονανθράκων ούτε στο κεφάλαιο της ενεργειακής ασφάλειας έχει συμπεριληφθεί ούτε σ' αυτό της εξόρυξης εγχώριων ορυκτών αλλά αφήνεται να εννοηθεί ότι σε περίπτωση που γίνουν εκμεταλλεύσιμοι οι εγχώριοι πόροι αυτοί δεν θα κατευθύνονται στην ελληνική αγορά αλλά θα είναι εξαγωγίμα αγαθά. Ωστόσο, η έρευνα και η εξόρυξη υδρογονανθράκων δεν αποτελεί μονάχα θέμα ενεργειακό αλλά και θέμα γεωπολιτικό που ενισχύει την εθνική διπλωματική φαρέτρα αλλά και διασφαλίζει κυρίως την ενεργειακή ασφάλεια.

Το θέμα της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας είναι πλήρως υποβαθμισμένο στο ΕΣΕΚ αφού οι προτάσεις που κατατίθενται κρίνονται ανεπαρκέστατες και προς λάθος κατεύθυνση. Λχ. η στόχευση για την ανάδειξη της Ελλάδας σε ενεργειακό κόμβο δεν απαντά το κεφαλαιώδες ερώτημα της βελτίωσης της ενεργειακής ασφάλειας. Η ανάδειξη της χώρας σε κόμβο προμήθειας και μεταφοράς ενέργειας (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, ηλεκτρισμός) δεν σημαίνει ότι αυτόματα βελτιώνεται η ενεργειακή ασφάλεια.

Παράλληλα, παρόλο που υπάρχει η παραδοχή ότι βάσει της διεθνούς βιβλιογραφίας η πυρηνική ενέργεια συμβάλλει στην εξισορρόπηση ενός συστήματος που βασίζεται κυρίως στις ΑΠΕ, όπως το ελληνικό, εντούτοις δεν γίνεται κάποια αναφορά για επανεκτίμηση αυτής της τόσο σημαντικής πηγής ηλεκτρισμού που εκτός των άλλων θα μπορούσε να βοηθήσει και στην παραγωγή υδρογόνου στην οποία έχει ιδιαίτερος βασιστεί το παρόν ΕΣΕΚ. Η τεχνολογία των μικρών αρθρωτών πυρηνικών αντιδραστήρων (Small Modular Reactors – SMRs) προωθείται επίσημα από την ΕΕ, ενώ δεν είναι λίγες οι χώρες στην περιοχή μας που σκέφτονται να επενδύσουν, όπως η Ρουμανία, που έχει ήδη μια μακρά εμπειρία αλλά και η Σερβία που τελευταία άνοιξε το θέμα και ήρε την απαγόρευση σχετικά με την πυρηνική ενέργεια.

Οι συγκεκριμένοι αντιδραστήρες συναρμολογούνται εύκολα και γρήγορα αλλά και αποσυναρμολογούνται, χτίζονται αρθρωτά και θεωρούνται, σύμφωνα και με τα επίσημα στοιχεία της ΕΕ, ως ιδανικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που μπορούν να παράσχουν ασφάλεια στο σύστημα για την ανάπτυξη περισσότερων έργων ΑΠΕ. Λειτουργούν με την ίδια τεχνολογία, όπως οι μεγάλοι πυρηνικοί αντιδραστήρες αλλά είναι χαμηλότερου κόστους καθώς για παράδειγμα απαιτούνται λιγότερες ποσότητες νερού για την ψύξη του αντιδραστήρα, ενώ είναι ευέλικτα στο να μετακινηθούν. Ως προς το θέμα της ασφάλειας και της πρόκλησης ατυχήματος, λόγω του μικρού μεγέθους τους μπορούν πιο εύκολα οι χειριστές να σβήσουν αυτές τις μονάδες, ενώ ταυτόχρονα τα συστήματα ασφαλείας που διαθέτουν λειτουργούν ταχύτερα και αποτελεσματικότερα αποσυνδέοντας ουσιαστικά σε περίπτωση ατυχήματος κρίσιμα μέρη του εξοπλισμού. Ίσως το ΕΣΕΚ θα έπρεπε να κάνει μια αναφορά στην συγκεκριμένη τεχνολογία αφήνοντας ανοιχτή την πιθανότητα σε κάποια επόμενη αναθεώρηση του ΕΣΕΚ να την εντάξει στην ενεργειακή στρατηγική.



Ελληνική Ενεργειακή Αγορά: Οργάνωση και Υποδομές στην Ελλάδα





5. Η Ενεργειακή Αγορά και Υποδομές στην Ελλάδα

Από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 μέχρι και σήμερα, το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας διαμορφώνεται σύμφωνα με τις εκάστοτε απαιτήσεις της εθνικής οικονομίας, την εξέλιξη των επιμέρους οικονομικών δραστηριοτήτων και την ανάπτυξη συγκεκριμένων κλάδων, τις καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν, αλλά και τις ευρωπαϊκές πολιτικές για την ενέργεια, το περιβάλλον και την ανάπτυξη. Αυτές μέχρι πρόσφατα (λ.χ. 2010) επηρέαζαν σε μεγάλο βαθμό την ακολουθούμενη στην Ελλάδα ενεργειακή πολιτική.

Για την κατανόηση του ενεργειακού συστήματος της χώρας χρησιμοποιείται το ενεργειακό ισοζύγιο με δεδομένα της Eurostat. Ένα ενεργειακό ισοζύγιο είναι ο δομημένος τρόπος απεικόνισης ενεργειακών μεγεθών και παρουσιάζει τι και πόσο παράγεται,

τι και πόσο καταναλώνεται, που καταναλώνεται, απεικονίζει δηλαδή την ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Επιπλέον, βοηθά να κατανοηθεί πώς τα προϊόντα μετασχηματίζονται το ένα στο άλλο, να τονιστούν οι διάφορες σχέσεις μεταξύ αυτών των προϊόντων και πώς χρησιμοποιούνται τελικά όλοι οι τύποι ενέργειας. Με απλοποιημένο τρόπο μπορούμε να πούμε ότι ένα ενεργειακό ισοζύγιο είναι ένας πίνακας, όπου οι στήλες είναι τα ενεργειακά προϊόντα (καύσιμα) και οι σειρές είναι ροές ενέργειας (παραγωγή – μετατροπή – κατανάλωση).

Τα βασικά στοιχεία του ισοζυγίου ενέργειας που αναλύονται στην παρούσα Έκθεση περιλαμβάνουν τη συνολική Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια (Gross Available Energy), την Ακαθάριστη

Πίνακας 6: Ορισμοί βασικών εννοιών ισοζυγίου ενέργειας σύμφωνα με τη Eurostat

Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια (Gross Available Energy)	<p>Περιλαμβάνει τις πρωτογενείς πηγές ενέργειας (φυσικοί ενεργειακοί πόροι) που χρησιμοποιούνται στη διάρκεια του έτους (στερεά καύσιμα, πετρέλαιο, φυσικό αέριο και την ισοδύναμη ηλεκτρική ή θερμική ενέργεια που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ), προσαυξημένες με τα ανακτίσιμα ή ανακυκλώσιμα ενεργειακά προϊόντα, τις εισαγωγές πρωτογενών πηγών ενέργειας και τα αναλωθέντα αποθέματα και μειούμενες κατά τις αντίστοιχες εξαγωγές.</p> <p>Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια = Πρωτογενής παραγωγή + Ανακτίσιμα και Ανακυκλώσιμα Προϊόντα + Εισαγωγές - Εξαγωγές ± Μεταβολή Αποθεμάτων</p>
Ακαθάριστη Εγχώρια Ενεργειακή Κατανάλωση (Gross Inland Consumption)	<p>Είναι η Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια για όλες τις δραστηριότητες στην επικράτεια της χώρας, εξαιρουμένων των διεθνών θαλάσσιων καυσίμων. Περιλαμβάνει τις ανάγκες για τον ενεργειακό μετασχηματισμό, συμπεριλαμβανομένης της ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα, τις υποστηρικτικές λειτουργίες του ενεργειακού τομέα, τις απώλειες μεταφοράς και διανομής, την τελική κατανάλωση ενέργειας και τη χρήση προϊόντων ορυκτών καυσίμων για μη ενεργειακούς σκοπούς (π.χ. στη χημική βιομηχανία). Εξαιρεί τα διεθνή θαλάσσια καύσιμα, αλλά μπορεί να περιλαμβάνει άλλα καύσιμα που αγοράζονται εντός της χώρας και χρησιμοποιούνται αλλού (π.χ. διεθνής αεροπλοΐα και «τουρισμός καυσίμων» στην περίπτωση των οδικών μεταφορών).</p> <p>Ακαθάριστη Εγχώρια Ενεργειακή Κατανάλωση = Πρωτογενής παραγωγή + Ανακτίσιμα και Ανακυκλώσιμα Προϊόντα + Εισαγωγές - Εξαγωγές ± Μεταβολή Αποθεμάτων - Διεθνή Θαλάσσια Καύσιμα</p>
Συνολική Προσφορά Ενέργειας (Total Energy Supply)	<p>Είναι η Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια για όλες τις δραστηριότητες στην επικράτεια της χώρας, εξαιρουμένων των διεθνών αεροπορικών και θαλάσσιων καυσίμων. Περιλαμβάνει τις ενεργειακές ανάγκες για μετασχηματισμό ενέργειας (συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από καύσιμα), τις υποστηρικτικές λειτουργίες του ίδιου του ενεργειακού τομέα, τις απώλειες μεταφοράς και διανομής, την τελική κατανάλωση ενέργειας (βιομηχανία, μεταφορές, νοικοκυριά, υπηρεσίες, γεωργία κ.α) και τη χρήση προϊόντων ορυκτών καυσίμων για μη ενεργειακούς σκοπούς (π.χ. στη χημική βιομηχανία). Εξαιρεί τα διεθνή αεροπορικά και θαλάσσια καύσιμα, αλλά μπορεί να περιλαμβάνει άλλα καύσιμα που αγοράζονται εντός της χώρας και χρησιμοποιούνται αλλού (π.χ. «τουρισμός καυσίμων» στην περίπτωση των οδικών μεταφορών).</p> <p>Συνολική Προσφορά Ενέργειας = Πρωτογενής παραγωγή + Ανακτίσιμα και Ανακυκλώσιμα Προϊόντα + Εισαγωγές - Εξαγωγές ± Μεταβολή Αποθεμάτων - Διεθνή Θαλάσσια Καύσιμα - Διεθνή αεροπορικά καύσιμα</p>
Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση (Final Energy Consumption)	<p>Αφορά την συνολική ενέργεια που καταναλώνουν οι τελικοί χρήστες, όπως τα νοικοκυριά, η βιομηχανία και η γεωργία. Είναι η ενέργεια που φτάνει στον τελικό καταναλωτή και εξαιρεί αυτή που χρησιμοποιείται από τον ενεργειακό τομέα, συμπεριλαμβανομένων των παραδόσεων και του μετασχηματισμού.</p>

Πηγή: Eurostat

Εγχώρια Ενεργειακή Κατανάλωση (Gross Inland Consumption) και την Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση (Final Energy Consumption). Οι σχέσεις μεταξύ των διαφόρων ενεργειακών μεγεθών του ισοζυγίου ενέργειας σύμφωνα με τη Eurostat παρουσιάζονται στο Παράρτημα I, ενώ το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρα για τα έτη 2022 και 2010 καθώς και το συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο 2020 -2030 με βάση το ΕΣΕΚ 2019 παρατίθενται στο Παράρτημα II.

Για την καλύτερη κατανόηση των εννοιών που χρησιμοποιούνται στο παρών κεφάλαιο, παρατίθεται ο Πίνακας 6 με χρήσιμους ορισμούς.

Σε ότι αφορά την Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια (Gross Available Energy) στην Ελλάδα, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 26, έχει πτωτική πορεία κατά τη διάρκεια από το 2010 έως το 2022, με τη μεγαλύτερη πτώση να καταγράφεται το 2020 κατά τη διάρκεια της πανδημίας του κορονοϊού. Το έτος 2022 παρατηρείται ανάκαμψη τόσο σε σχέση με το 2020 όσο και με το 2021 κατά 7,7% και 1,9% αντίστοιχα. Σχετικά με το μίγμα της Ακαθάριστης Διαθέσιμης Ενέργειας το 2022, το πετρέλαιο και τα πετρελαϊκά προϊόντα αντιστοιχούσαν στο 58,3%, με το φυσικό αέριο (18,5%), τις ΑΠΕ (15,4%) και τα ορυκτά καύσιμα (6,6%) να ακολουθούν (Διάγραμμα 27).

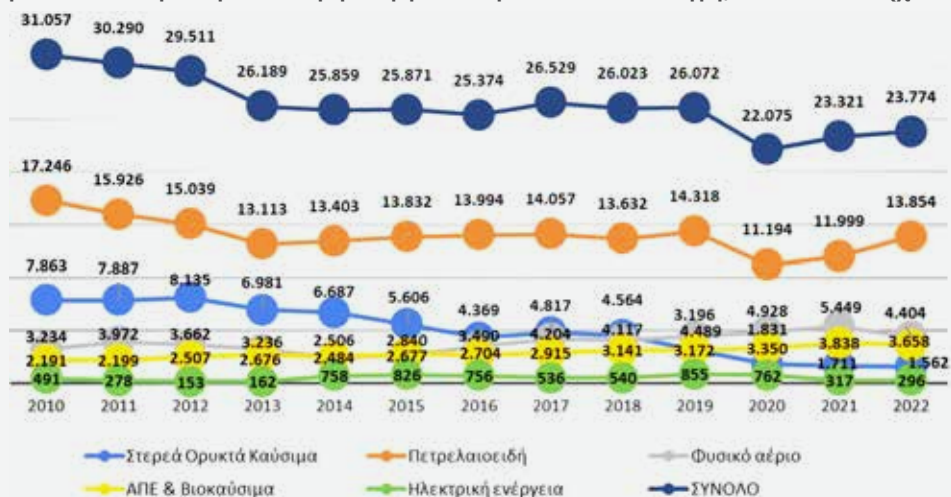
Διάγραμμα 25: Απλοποιημένο διάγραμμα ενεργειακού ισοζυγίου



Πηγή: Eurostat [11]

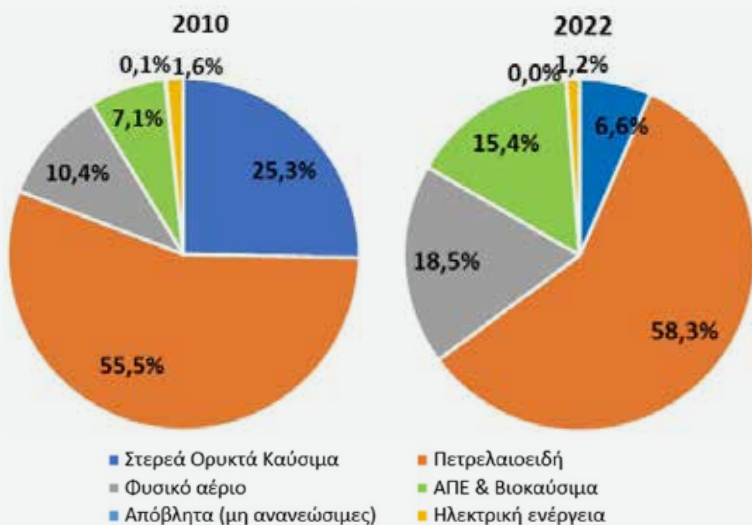
Σημείωση: Η στατιστική διαφορά ισούται με την ενέργεια που είναι διαθέσιμη για τελική κατανάλωση μείον την τελική μη-ενεργειακή κατανάλωση μείον την τελική κατανάλωση ενέργειας.

Διάγραμμα 26: Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα ανά πηγή, 2010 – 2022 (χιλ. τόνοι)



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 27: Μερίδιο πηγών στην Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα, 2010 και 2022



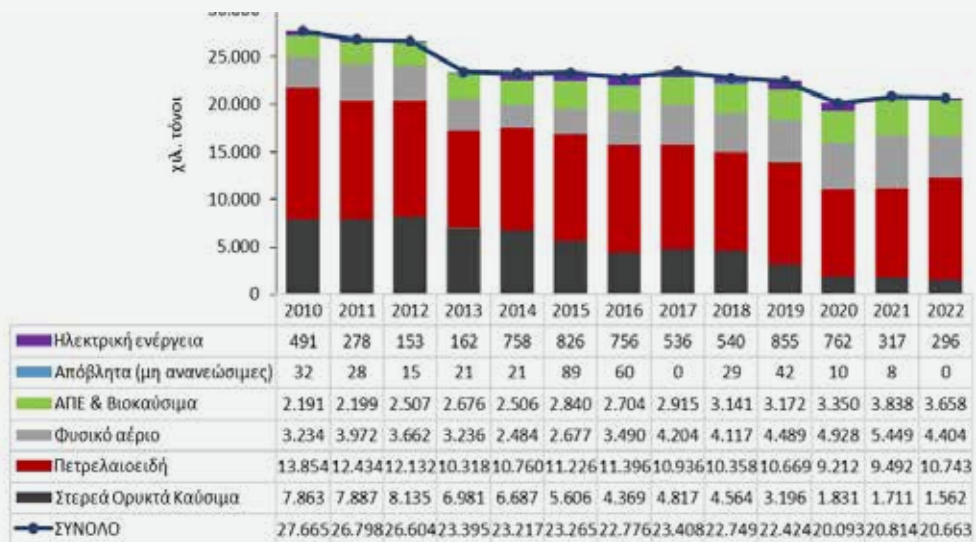
Πηγή: Eurostat

Η Συνολική Προσφορά Ενέργειας (Total Energy Supply) για το σύνολο των προϊόντων είναι ένα από τα βασικά μεγέθη του ενεργειακού ισοζυγίου και αντιπροσωπεύει την ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την ικανοποίηση των εγχώριων ενεργειακών αναγκών. Στο σύνολο του ενεργειακού συστήματος, η Συνολική Προσφορά Ενέργειας κυμάνθηκε στους 20.663 χιλ. τόνους (Ktoe) το 2022 παρουσιάζοντας σημαντική μείωση της τάξης του 25,3% σε σχέση με το 2010 (Διάγραμμα 28), ενώ, σε σχέση με το 2021 καταγράφηκε οριακή μείωση της τάξης του 0,7%. Η τάση για αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας συνεχίζεται και από 7,7% το 2010 έφτασε στο 16,8% το 2022. Παράλληλα, το μερίδιο των στερεών καυσίμων μειώθηκε από 27,7% το 2010 σε 7,2% το 2022 (Διάγραμμα 29) [12].

Όσον αφορά τη Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση (Final Energy Consumption), μετά την απότομη μείωσή της το 2013 (-20% σε σχέση με το 2010), τα στοιχεία της Eurostat δείχνουν ήπια ανοδική τάση την περίοδο 2013-2022 (με εξαίρεση το 2018) με απότομη μείωση το 2020 λόγω της πανδημίας του κορονοϊού και ανοδική τάση τα δύο επόμενα χρόνια. Το 2022 η συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση αυξήθηκε κατά 3,0% σε σχέση με το 2021 και διαμορφώθηκε στους 15.398 χιλιάδες τόνους.

Από το Διάγραμμα 30 φαίνεται ότι η κατανάλωση στερεών καυσίμων και πετρελαιοειδών μειώθηκε σημαντικά το 2022, σε σχέση με τα επίπεδα κατανάλωσης του 2010 (μείωση της τάξης του -76,0 % και -27,0 % αντίστοιχα). Η μείωση αυτή σε μεγάλο βαθμό αντισταθμίστηκε από την αύξηση χρήσης των ΑΠΕ και της κατανάλωσης φυσικού αερίου των οποίων η κατανάλωση αυξήθηκε κατά 31,9% και 51,3% αντίστοιχα το 2022 σε σχέση με το 2010. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε μείωση κατά -9,4% την ίδια περίοδο.

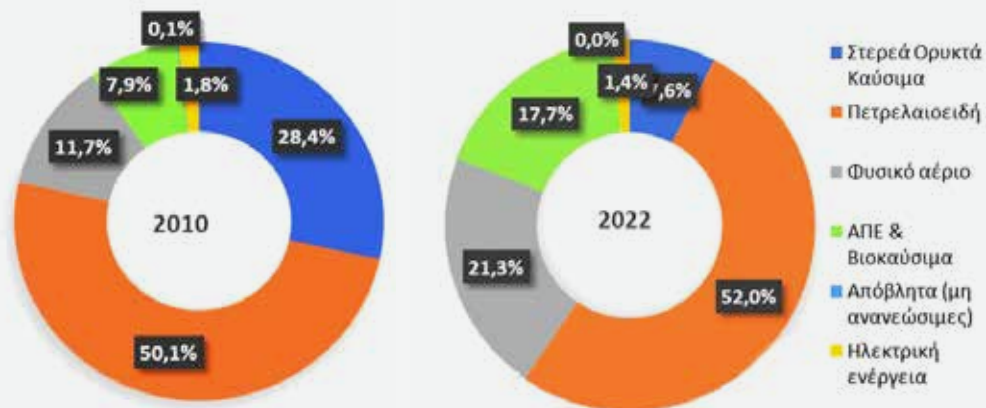
Διάγραμμα 28: Εξέλιξη Συνολικής Προσφοράς Ενέργειας στην Ελλάδα ανά πηγή (κτοε), 2010-2022



Πηγή: Eurostat

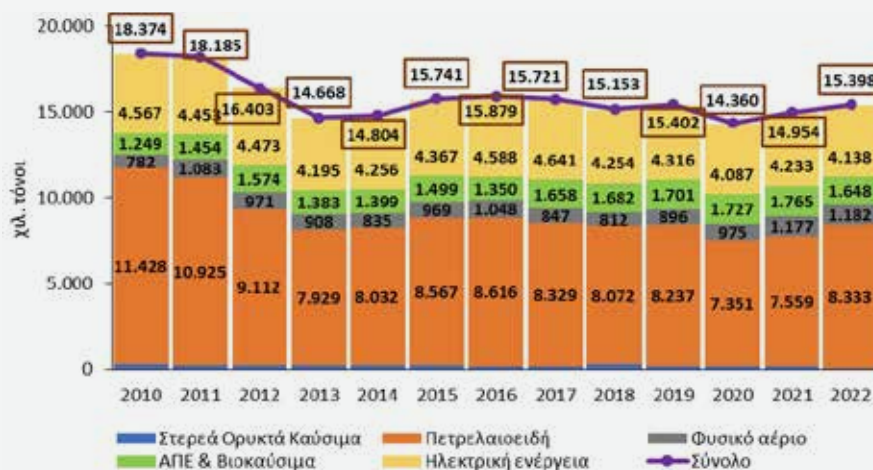
Σημείωση: η Ηλεκτρική Ενέργεια ως μέρος της Συνολικής Προσφοράς Ενέργειας αναφέρεται σε Πρωτογενής παραγωγή + Ανακτίσιμα και Ανακυκλώσιμα Προϊόντα + Εισαγωγές - Εξαγωγές ± Μεταβολή Αποθεμάτων. Ουσιαστικά αναφέρεται σε Εισαγωγές - Εξαγωγές.

Διάγραμμα 29: Μερίδιο πηγών στην Συνολική Προσφορά Ενέργειας, 2010 & 2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 30: Τελική ενεργειακή κατανάλωση ανά καύσιμο στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022



Πηγή: Eurostat

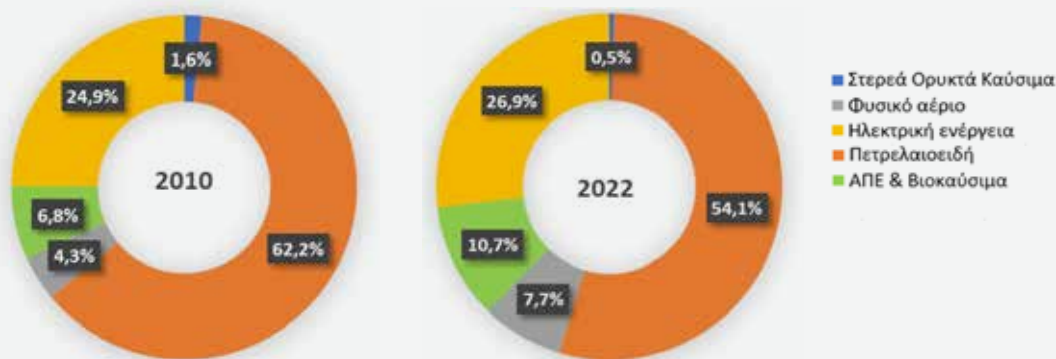
Στο Διάγραμμα 31 παρουσιάζεται η συνεισφορά των διαφόρων τύπων καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά την περίοδο 2010-2022. Το μεγαλύτερο μερίδιο στον τομέα της τελικής κατανάλωσης αντιστοιχεί στην κατανάλωση πετρελαιοειδών (54,1% για το 2022), με την ηλεκτρική ενέργεια να ακολουθεί με ποσοστό 26,9%, ενώ τα ποσοστά της χρήσης ΑΠΕ και φυσικού αερίου ανήλθαν σε 10,7% και 7,7% αντίστοιχα. [12].

Κατά το 2022 παρατηρήθηκε μείωση της συμμετοχής της βιομηχανίας και των μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση κατά δύο και τρεις ποσοστιαίες μονάδες, από 19% σε 17% και από

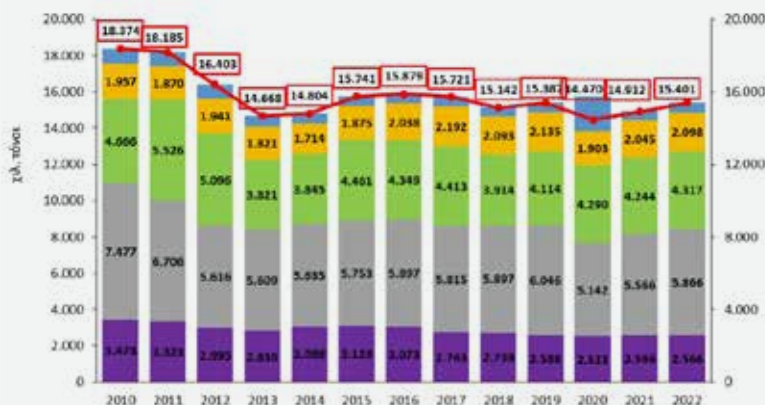
41% σε 38% αντίστοιχα σε σχέση με το 2010, ενώ αύξηση των μεριδίων τους καταγράφουν ο οικιακός και ο εμπορικός-δημόσιος τομέας. Πρέπει να σημειωθεί ότι για το 2022, ο τομέας των μεταφορών είχε τη μεγαλύτερη συνεισφορά ως μερίδιο στην τελική ενεργειακή κατανάλωση (μερίδιο 38,1%), ενώ επίσης, σημαντική ήταν η συμμετοχή τόσο του οικιακού όσο και του βιομηχανικού τομέα (μερίδιο 28,0% και 16,7% αντίστοιχα) (Διάγραμμα 32) [12].

Στον τομέα των μεταφορών οι οδικές μεταφορές κυριάρχησαν στην κατανάλωση ενέργειας, αποτελώντας το 85,1% του τομέα το 2022 (Διάγραμμα 34).

Διάγραμμα 31: Συμμετοχή πηγών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2022

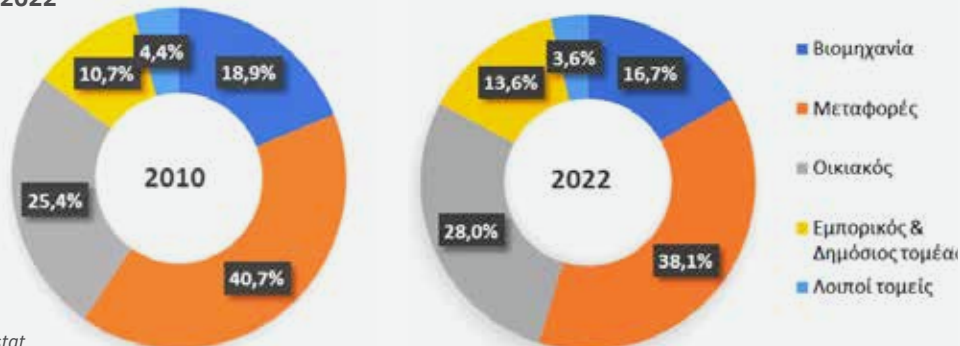


Διάγραμμα 32: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 33: Συμμετοχή επιμέρους τομέων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2022



Πηγή: Eurostat

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2006-2022, καθώς η συνολική της συνεισφορά το 2022 ως μερίδιο στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας ανερχόταν στο 22,7%, ενώ το μερίδιό της στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε το 42,4% το ίδιο έτος (Διάγραμμα 35) [13].

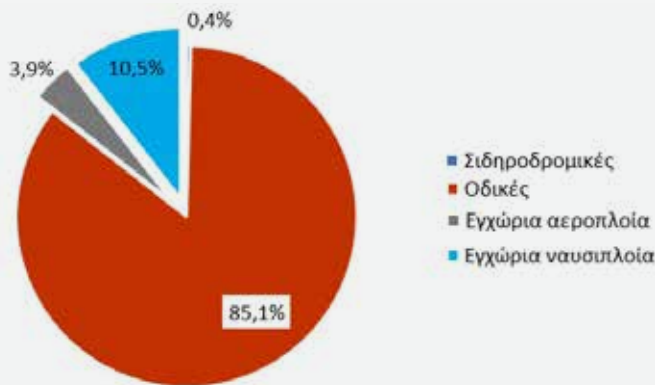
Με εξαίρεση τον τομέα των μεταφορών, που το μερίδιο των ΑΠΕ παρουσίασε οριακές διακυμάνσεις με σταθερή αύξηση από το 2016 μέχρι το 2020 και πτώση το 2021 και 2022, η συνεισφορά των ΑΠΕ τόσο στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη κατά την περίοδο 2007-2022 παρουσίασε σημαντική αύξηση με μέσο ρυθμό ετήσιας αύξησης 8% και 7% αντίστοιχα.

Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2022 διαμορφώθηκε σε 42,4%, παρουσιάζοντας εντυπωσιακή άνοδο, σε σχέση με το 2006, που το αντίστοιχο μερίδιο κυμαινόταν στο 8,9%. Ειδικότερα, όσον αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, με χαρακτηριστικά μη ελεγχόμενης παραγωγής, δηλαδή στην ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκούς και

αιολικούς σταθμούς (στο Σύστημα Μεταφοράς), το ποσοστό των αιολικών ανερχόταν στο 48,6% και των φωτοβολταϊκών στο 25,0%. Επιπλέον, το μερίδιο των υδροηλεκτρικών σταθμών κατέλαβε το 23,9% της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ το 2022.

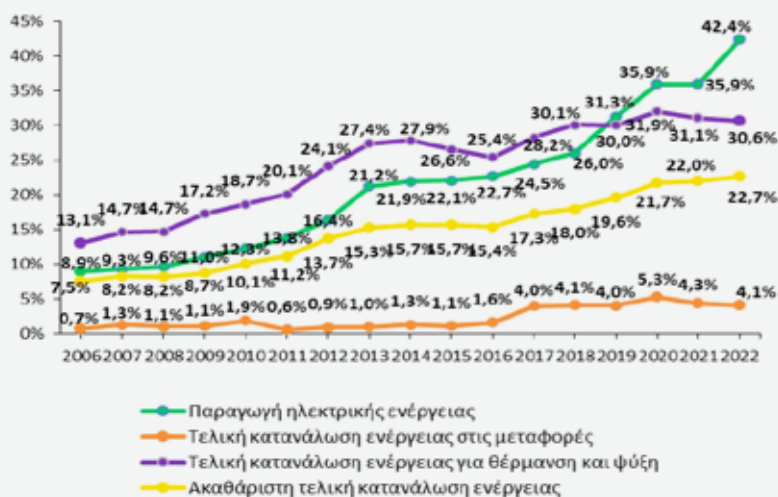
Παρά την σταθερά αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό μίγμα κατά την τελευταία δεκαετία, ο δείκτης ενεργειακής εξάρτησης της Ελλάδας - ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος των εισαγωγών ενέργειας προς την εγχώρια ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια εκφρασμένο σε ποσοστό - κινήθηκε σε αντίθετη κατεύθυνση, καταγράφοντας σημαντική επιδείνωση. Το 2010, το 68,6% της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας στην Ελλάδα προερχόταν από εισαγωγές, ενώ το 2022 το μερίδιο αυτό αυξήθηκε στο 79,6%. Πιο συγκεκριμένα, το μερίδιο των εισαγωγών πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων το 2022 ανερχόταν σε 101,8%, του φυσικού αερίου σε 101,6% παραμένοντας σχετικά σταθερό από το 2010, ενώ τα ορυκτά καύσιμα παρουσιάζουν αρνητικό δείκτη το 2022 που σημαίνει ότι γι' αυτά τα προϊόντα πραγματοποιήθηκαν εξαγωγές το 2022, άρα υπήρξε ενεργειακή ανεξαρτησία. (Διάγραμμα 36).

Διάγραμμα 34: Μερίδιο είδους μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση του τομέα των μεταφορών, 2022



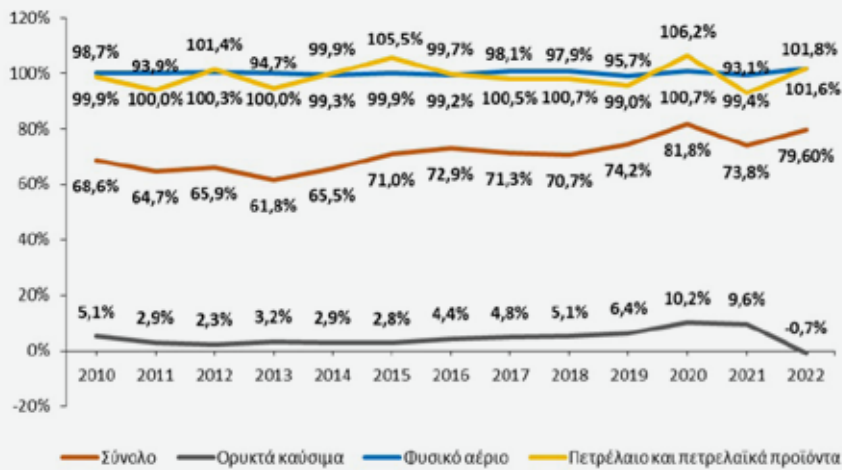
Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 35: Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ στο Εγχώριο Ενεργειακό Σύστημα στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 36: Βαθμός ενεργειακής εξάρτησης Ελλάδας, 2010-2022



Πηγή: Eurostat

5.1 Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

5.1.1 Δομή της εγχώριας αγοράς πετρελαιοειδών

Η εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών, η οποία έχει το μεγαλύτερο μερίδιο τόσο στην ακαθάριστη όσο και στην τελική ενεργειακή κατανάλωση, απαρτίζεται από τα εξής τμήματα (Διάγραμμα 37):

- εξόρυξη αργού πετρελαίου
- παραγωγή προϊόντων πετρελαίου από εταιρείες διύλισης,
- αγορά χονδρικής και
- αγορά λιανικής πώλησης

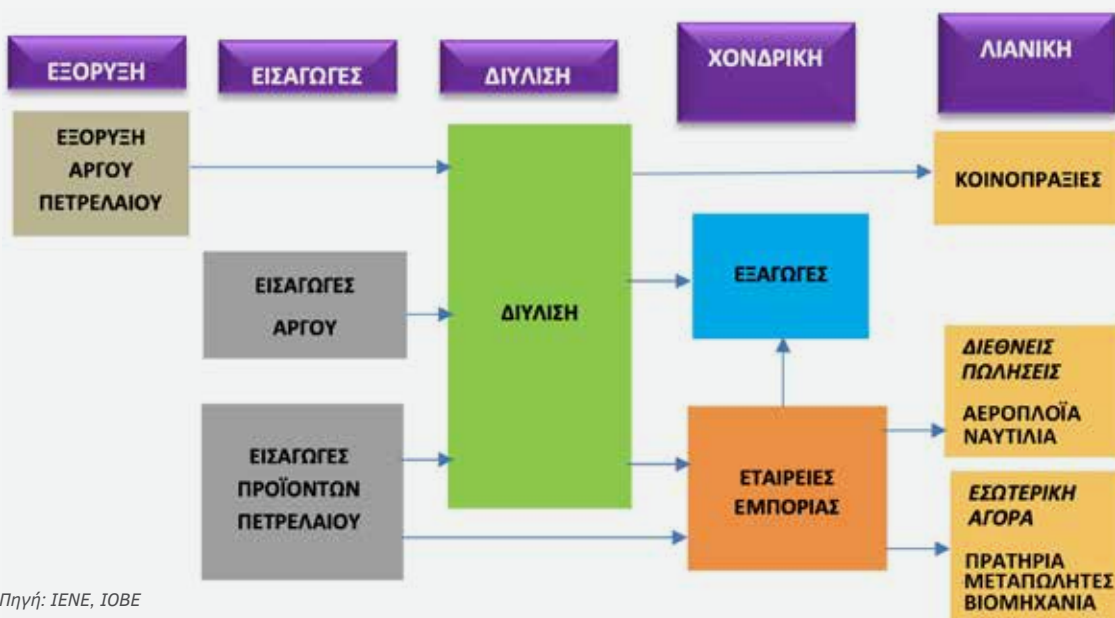
Η λειτουργία της αγοράς υποστηρίζεται από τις κατάλληλες υποδομές μεταφοράς, παραγωγής και αποθήκευσης, όπως διυλιστήρια, αγωγοί, βυτιοφόρα, λιμενικές εγκαταστάσεις.

Η ελληνική αγορά πετρελαιοειδών ρυθμίζεται από το Νόμο 3054/2002 «Οργάνωση της αγοράς πετρελαιοειδών και άλλες διατάξεις» (όπως τροποποιήθηκε) και τον σχετικό Κανονισμό Αδειών.

Στην αγορά για το έτος 2023 δραστηριοποιούνταν [14]:

- 2 εταιρίες διύλισης με 4 διυλιστήρια.
- 24 εταιρίες εμπορίας με άδεια Α με εγκαταστάσεις αποθήκευσης και διακίνησης ανά την Ελλάδα.
- 22 εταιρίες με άδεια Β1 ή/και Β2 για ναυτιλιακά ή / και αεροπορικά καύσιμα με ευκολίες ανεφοδιασμού πλοίων σε λιμάνια και με σταθμούς ανεφοδιασμού αεροσκαφών σε περίπου 25 αεροδρόμια. Από αυτές τις εταιρίες, οι 12 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.

Διάγραμμα 37: Εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών



Πηγή: IENE, IOBE

- 21 εταιρίες με άδεια Γ – δηλαδή εμπορίας Υγραερίου με εγκαταστάσεις ή/και εμφιαλωτήρια υγραερίων. Από αυτές τις εταιρίες, οι 2 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.
 - 9 εταιρίες με άδεια Δ – δηλαδή εμπορίας Ασφάλτου. Από αυτές τις εταιρίες, οι 7 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.
 - 1 εταιρία με Άδεια Μεταφοράς με Αγωγό που δραστηριοποιείται στη μεταφορά Jet fuels από τα Διυλιστήρια στον Αερολιμένα Ε. Βενιζέλος.
 - 5.900 πρατήρια τα οποία είναι ενεργοποιημένα και λειτουργούν. Στην Ελλάδα αντιστοιχεί 1 πρατήριο ανά 1.770 κατοίκους, ενώ ο μέσος όρος της Ε.Ε είναι 1 πρατήριο ανά 3.250 κατοίκους.
 - Περίπου 250 Πωλητές Πετρελαίου Θέρμανσης με εγκατάσταση και ένας μικρός αριθμός Πωλητών Πετρελαίου Θέρμανσης χωρίς εγκατάσταση.
- Για τη διακίνηση των καυσίμων χρησιμοποιούνται [14]:
- δίκτυο σωληναγωγών – pipelines
 - περίπου 1.200 βυτιοφόρα Δημόσιας Χρήσης
 - περίπου 200 βυτιοφόρα Ιδιωτικής Χρήσης των Εταιριών Εμπορίας
 - περίπου 8.000 μικρά βυτιοφόρα Ιδιωτικής Χρήσης διανομής θέρμανσης
- Οι πωλήσεις το 2023 ήταν:
- Στην Εσωτερική Αγορά: 6.603.431 τόνοι
 - Στην Διεθνή Αγορά: 4.161.892 τόνοι
 - Στο Σύνολο της Αγοράς: 10.765.323 τόνοι
- Η μελέτη «Συγκεντρωτικά Στοιχεία και Αριθμοδείκτες του Κλάδου Εμπορίας Πετρελαιοειδών για το έτος 2022» του Ιδρύματος Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών (ΙΟΒΕ) [15], επισημαίνει τα παρακάτω ως προς τις προοπτικές και προκλήσεις του κλάδου τα επόμενα χρόνια:
- Ο κλάδος εμπορίας πετρελαιοειδών τα επόμενα χρόνια θα αντιμετωπίσει ένα πιο δυσμενές εγχώριο και διεθνές περιβάλλον, καθώς η ελληνική και η ευρωπαϊκή οικονομία αναμένεται να επιβραδυνθούν τα επόμενα δύο έτη.
 - Η αύξηση του κόστους χρηματοδότησης επηρεάζει έντονα τις εταιρίες εμπορίας πετρελαιοειδών εξαιτίας των υψηλών αναγκών σε κεφάλαια κίνησης για την κτήση των προϊόντων πετρελαίου συμπεριλαμβανομένης της πληρωμής του ειδικού φόρου κατανάλωσης.
 - Πολλοί από τους εθνικούς στόχους πολιτικής για την Ενέργεια και το Κλίμα επηρεάζουν άμεσα τον κλάδο εμπορίας πετρελαιοειδών, καθώς για να επιτευχθούν απαιτούνται μέτρα περιορισμού της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
 - Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), η ετήσια κατανάλωση προϊόντων πετρελαίου για ενεργειακή χρήση θα υποχωρήσει κατά 8% το 2025 και κατά 23% το 2030 σε σύγκριση με το 2015, δημιουργώντας σοβαρές πιέσεις στις εταιρίες εμπορίας.
 - Στον τομέα των Μεταφορών, η μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών θα βασιστεί στην υποκατάσταση με ηλεκτρική ενέργεια (ηλεκτροκίνηση), αέρια καύσιμα (προηγμένα και συνθετικά βιοκαύσιμα) και πράσινο υδρογόνο καθώς και σε ενίσχυση της ενεργειακής απόδοσης.
 - Οι εταιρίες εμπορίας πετρελαιοειδών έχουν αναλάβει μεγάλο τμήμα της υποχρέωσης βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης (περίπου 56% του συνόλου ή 815 ktoe). Αυτό συνεπάγεται υψηλό κόστος συμμόρφωσης εφόσον οι εταιρίες δεν λάβουν τα απαραίτητα μέτρα για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στους τομείς που χρησιμοποιούνται πετρελαιοειδή (πλην αεροπορικών μεταφορών).
 - Το κόστος αυτό δημιουργεί ένα επιπλέον βάρος για τα οικονομικά αποτελέσματα των εταιριών του κλάδου και περισσότερο για εκείνες που παρουσιάζουν ζημιές ή οριακή κερδοφορία.
 - Για την περίοδο 2023-2030 θα απαιτηθεί από τις Εταιρίες Εμπορίας Πετρελαιοειδών να επιτύχουν εξοικονομήσεις ενέργειας στην τελική κατανάλωση υλοποιώντας και τεχνικά μέτρα (εκτός από οριζόντια/συμπεριφοράς), τα οποία απαιτούν υψηλές επενδύσεις.
 - Η αναμενόμενη υποχώρηση των πωλήσεων θα διατηρήσει την ιδιαίτερα ασθενή κερδοφόρα εικόνα του κλάδου ή θα την καταστήσει ζημιόγona, τουλάχιστον όσον αφορά: α) τα προϊόντα που κατευθύνονται στην εσωτερική αγορά (κυρίως βενζίνες και πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης) και β) τις επιχειρήσεις που στηρίζουν τις πωλήσεις τους σε αυτά τα προϊόντα.
 - Τα οικονομικά αποτελέσματα του κλάδου τα επόμενα έτη θα εξαρτηθούν από την πορεία της οικονομίας, την εξέλιξη των διεθνών τιμών πετρελαίου, τη φορολογική αντιμετώπιση και την ικανότητα τραπεζικής ή άλλης χρηματοδότησης με αποδεκτό κόστος.
 - Συγχρόνως, μεσοπρόθεσμα απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις από τις εταιρίες εμπορίας για την προσαρμογή στα νέα δεδομένα (ηλεκτροκίνηση, σταθμοί υδρογόνου, κ.λπ.). Τα οικονομικά αποτελέσματα του κλάδου, όπως αποτυπώνονται στην παρούσα μελέτη, δημιουργούν ορισμένες αμφιβολίες για την ικανότητα των μικρότερων κυρίως επιχειρήσεων να τις υλοποιήσουν.

5.1.2 Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου

Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα, που ξεκίνησε πριν 40 περίπου χρόνια το 1981, διεκόπη το 2021 λόγω μιας σειράς τεχνικών προβλημάτων, με αποτέλεσμα το 2022 και το 2023 να είναι μηδενική. Η πρώτη φόρτωση πετρελαίου από την παραγωγή του Πρίνου για το 2024 πραγματοποιήθηκε από τις εγκαταστάσεις της Energean στην Καβάλα τις πρώτες ημέρες του 2024, καθώς επανεκκίνησε πλήρως η παραγωγή του Πρίνου η οποία είχε διακοπεί από τον Σεπτέμβριο του 2021, αρχικά λόγω προγραμματισμένου shut down για τη συντήρηση των εγκαταστάσεων και στη συνέχεια λόγω των γεγονότων με την κατάληψή τους από το Σωματείο των πρώην εργαζομένων. Συνολικά, παραδόθηκαν 220.000 βαρέλια αργού πετρελαίου με αγοραστή την BP, με το χαρακτηριστικό ότι σε αυτά περιλαμβάνεται και παραγωγή από το κοιτάσμα Έψιλον, η οποία επανεκκίνησε τον Νοέμβριο του 2023.

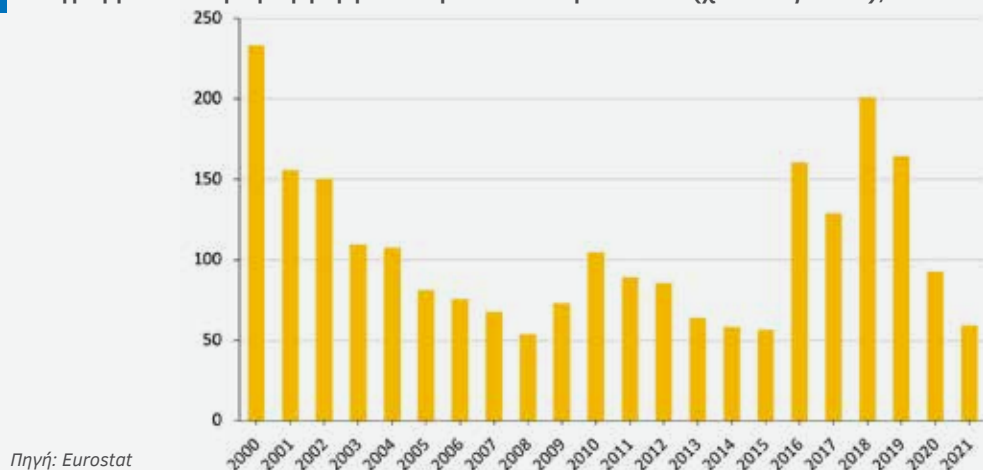
Η Energean προχώρησε το 2023 σε σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση της παραγωγής, με

χαρακτηριστικότερη την διενέργεια του εσωτερικού καθαρισμού των παραγωγικών σωληνώσεων (coiled tubing) των γεωτρήσεων στην εξέδρα Alpha του Πρίνου, συμπεριλαμβανομένης της οριζόντιας γεώτρησης EAH3 στο κοιτάσμα Έψιλον. Η διαδικασία πραγματοποιήθηκε με απόλυτη ακρίβεια και ασφάλεια το Νοέμβριο 2023 από εξειδικευμένο ιταλικό οίκο.

Παράλληλα, ετοιμάζεται νέα πλατφόρμα στο κοιτάσμα Έψιλον, ώστε να αυξηθεί η παραγωγή πετρελαίου μέσα στο 2025. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της Energean, το κοιτάσμα Έψιλον έχει βεβαιωμένα αποθέματα περίπου 23 εκατομμύρια βαρέλια και μέσα στο 2025 μπορεί να δώσει μέχρι 5.000 βαρέλια ημερησίως.

Από τις οκτώ ενεργές αδειοδοτημένες περιοχές, η περιοχή «Πρίνος» είναι το 2024 η μόνη σε φάση παραγωγής. Η θαλάσσια ιζηματογενής λεκάνη «Πρίνος-Καβάλα», βρίσκεται στο βόρειο Αιγαίο Πέλαγος, 6 χλμ. βορειοδυτικά της Θάσου, με θαλάσσια βάθη μεταξύ 30-50 μ. Η παραγωγή προέρχεται από τρία κοιτάσματα: «Πρίνος», «Βόρειος Πρίνος» και «Έψιλον».

Διάγραμμα 38: Παραγωγή Αργού Πετρελαίου στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2000-2021²²



Χάρτης 3: Κοιτάσματα Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και Έψιλον στον κόλπο της Καβάλας



¹⁸ Το αργό πετρέλαιο περιλαμβάνει: αργό πετρέλαιο, υγρά φυσικού αερίου, πρώτες ύλες διυλιστηρίων, πρόσθετα καθώς και άλλους υδρογονάνθρακες (συμπεριλαμβανομένων γαλακτωματοποιημένων ελαίων, συνθετικού αργού πετρελαίου, ορυκτελαίων που προέρχονται από ασφαλτούχα ορυκτά όπως πετρελαιοειδή σχιστόλιθο, ασφαλτική άμμος κ.λπ. και έλαια από άνθρακα και υγροποίησης φυσικού αερίου).

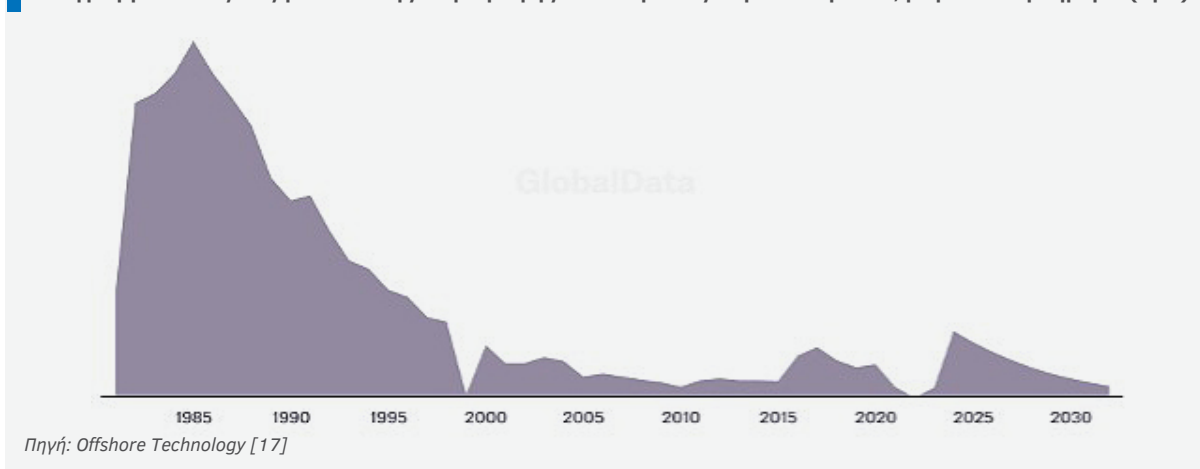
Η λεκάνη του Πρίνου διερευνήθηκε στη δεκαετία του 1970 και το πεδίο του Πρίνου ανακαλύφθηκε το 1974, μέσω της διάτρησης της γεώτρησης Prinos-1, της πρώτης ερευνητικής γεώτρησης στην περιοχή. Το πεδίο αναπτύχθηκε στα τέλη της δεκαετίας του 1970 και η παραγωγή ξεκίνησε το 1981. Η αρχική ανάπτυξη του πεδίου, μετά τις γεωτρήσεις οριοθέτησης που επιβεβαίωσαν την έκταση του ταμιευτήρα, πραγματοποιήθηκε από το 1979 έως το 1981. Η παραγωγή αργού πετρελαίου άρχισε στις αρχές του 1981, με αρχικές ποσότητες από 8.000 έως 10.000 bpd. Η παραγωγή έφτασε τα υψηλότερα επίπεδα το 1985 με 27.000 bpd, ωστόσο από τότε υποχώρησε σταθερά (Διάγραμμα 39) [16].

Πρέπει να τονιστεί ότι το κοιτάσμα του Πρίνου έχει αποδειχθεί ανέλπιστα παραγωγικό, αν και δύσκολο από άποψη γεωλογικής δομής, αφού μέχρι σήμερα έχουν εξαχθεί συνολικά περίπου 130 εκατομμύρια βαρέλια, δηλαδή τριπλάσια ποσότητα από αυτή των αρχικών προβλέψεων.

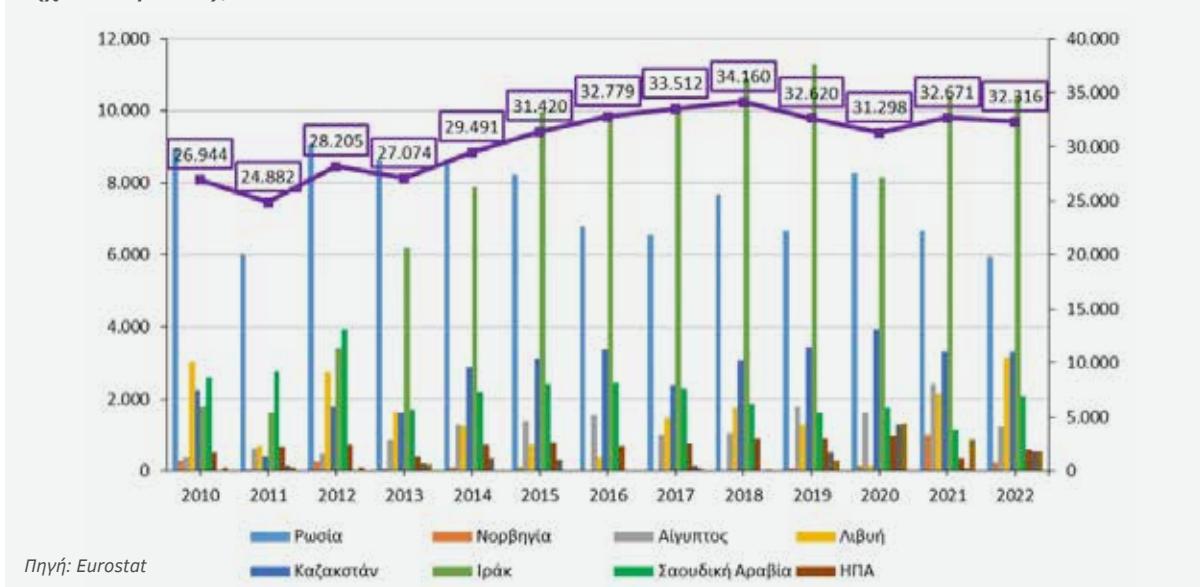
Το εξαντλημένο πεδίο της Νότιας Καβάλας είναι κατάλληλο για να μετατραπεί σε υπόγεια αποθήκευση φυσικού αερίου (ΥΑΦΑ) που θα συνδέεται με τον αγωγό TAP που θα διέρχεται από την Ελλάδα 2 χλμ από τις χερσαίες εγκαταστάσεις της Energean. Η ΥΑΦΑ έχει σημαίνοντα ρόλο στην ελαχιστοποίηση της ανάγκης εισαγωγής περισσότερου φυσικού αερίου σε περιόδους υψηλής ζήτησης, συμβάλλοντας παράλληλα στην απορρόφηση των απότομων διακυμάνσεων της προσφοράς. Το 2022, και ως αποτέλεσμα μιας παρατεταμένης περιόδου αστάθειας και υψηλών τιμών ενέργειας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενέκρινε τον κανονισμό αποθήκευσης φυσικού αερίου (ΕΕ/2022/1032), όπου οι υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου καθιστώνται ως υποδομές ζωτικής σημασίας.

Η Energean υπέβαλε την 1η Ιουνίου 2011 στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) αίτηση για την απόκτηση άδειας που επιτρέπει την εγκατάσταση

Διάγραμμα 39: Εξέλιξη συνολικής παραγωγής κοιτάσματος Βόρειου Πρίνου, βαρέλια την ημέρα (bpd)



Διάγραμμα 40: Εισαγωγές πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου στην Ελλάδα ανά Χώρα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022



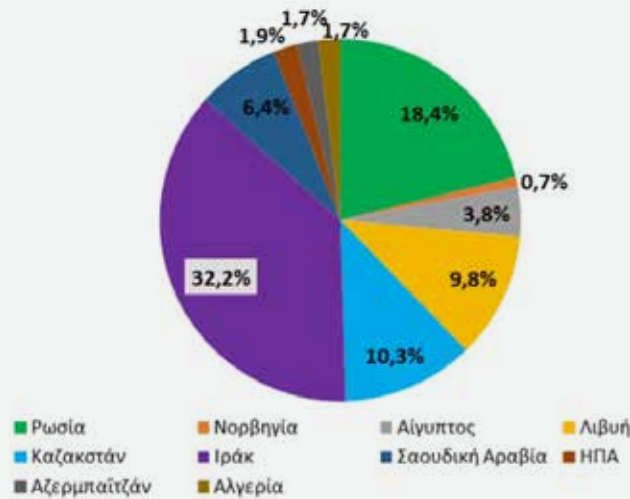
της αποθήκης και τη μετατροπή του σχεδόν εξαντλημένου πεδίου σε υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου, σύμφωνα με το Νόμο 3428 / 2005 (που αφορά την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου στην Ελλάδα.) Το έργο Prinos CS της Energean στην Ελλάδα έχει συμπεριληφθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή ως Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος [18]. Σύμφωνα με προκαταρκτικές τεχνικές μελέτες, η ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας θα μπορεί να περιέχει εκμεταλλεύσιμο όγκο αερίου (working gas) περίπου 530 εκατ. κυβικά μέτρα (Nm³) και η λειτουργία της θα είναι σε δύο κύκλους ετησίως, όπου ο μέγιστος ρυθμός εξαγωγής θα φθάνει τα 9 εκατ. Nm³ ημερησίως [19].

Επομένως, η Ελλάδα εξαρτάται από εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Το Ιράκ ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής

αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2022, με 10,4 εκατομμύρια τόνους, ακολουθούμενο από τη Ρωσία με 5,95 εκατομμύρια τόνους και το Καζακστάν με 3,13 εκατομμύρια τόνους (Διάγραμμα 40). Μόνο οι εισαγωγές από το Ιράκ αντιστοιχούσαν στο 32,2% των συνολικών εισαγωγών αργού πετρελαίου και πετρελαιοειδών της Ελλάδας το 2022, που ανήλθαν σε 32,316 εκατομμύρια τόνους (Διάγραμμα 41) [20].

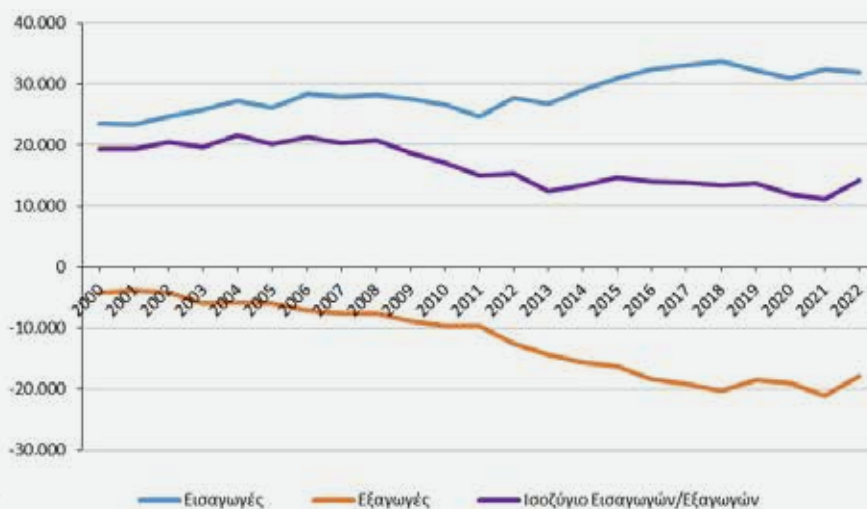
Από το 2013 οι εισαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ακολούθησαν μία ανοδική πορεία μέχρι το 2021, με εξαίρεση το 2019 και το 2020 και σταθεροποίηση το 2021 και 2022, παράλληλα με την αύξηση των εξαγωγών, όμως η Ελλάδα παρέμεινε καθαρός εισαγωγέας πετρελαϊκών προϊόντων για όλο το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2000 - 2022 (Διάγραμμα 42).

Διάγραμμα 41: Μερίδιο εισαγωγών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά Χώρα, 2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 42: Εισαγωγές, Εξαγωγές και Ισοζύγιο Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 2000-2022



Πηγή: Eurostat

5.1.3 Κατανάλωση Πετρελαίου

Η κατανάλωση πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, μετά την μείωση που υπέστη την περίοδο της οικονομικής κρίσης (-30,6% το 2013 σε σχέση με το 2010) και την ανάκαμψη την περίοδο που ακολούθησε, μειώθηκε απότομα το 2020 σε σχέση με το 2019 κατά -10,8%, λόγω κυρίως της κρίσης από την πανδημία Covid-19, ενώ το 2021 και το 2022 ακολούθησαν ανοδική πορεία [21]. Ο τομέας των μεταφορών κατανάλωσε 5,8 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου το 2022, αντιπροσωπεύοντας το 70,0% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου. Ακολουθούν ο οικιακός τομέας με 15,4% και η βιομηχανία με 9,5%. Οι οδικές μεταφορές αντιπροσώπευσαν το 85,3% της κατανάλωσης πετρελαίου στις μεταφορές, ακολούθησε η εγχώρια ναυτιλία με 10,6% και τα μικρά μερίδια των εγχώριων αεροπορικών και σιδηροδρομικών μεταφορών (3,9% και 0,1% αντίστοιχα). Ο τομέας των μεταφορών για το 2022 βασίστηκε κυρίως στο πετρέλαιο κίνησης και τη βενζίνη, τα οποία μαζί αντιπροσώπευσαν το 87,4% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου στον τομέα των μεταφορών στην Ελλάδα, με την κηροζίνη και τα καύσιμα έλαια να ακολουθούν με ποσοστά 3,9% και 5,4% αντίστοιχα.

Σύμφωνα με τα στοιχεία που έδωσε στη δημοσιότητα η Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία [22], παρατηρείται αύξηση στην κατανάλωση πετρελαιοειδών το 2022 σε σύγκριση με το 2021 της τάξης του 5,7%, με τις αντίστοιχες ποσότητες να ανέρχονται σε 7.071.820 μετρικούς τόνους για το έτος 2022 και 6.687.434 μετρικούς τόνους για το έτος 2021 (Διάγραμμα 44). Συγκεκριμένα, παρατηρείται αύξηση της ετήσιας κατανάλωσης του πετρελαίου θέρμανσης κατά 12,6%, του υγραερίου κατά 10,1%, του μαζούτ υψηλού θείου κατά 7,5%, του πετρελαίου κίνησης κατά 5,8%, της αμόλυβδης βενζίνης κατά 5,2% και του μαζούτ χαμηλού θείου κατά 3,1%.

Αντίθετα, μείωση της ετήσιας κατανάλωσης κατά 15,2% παρατηρείται στη βενζίνη σούπερ αμόλυβδη 98/100. Κατά τα έτη 2015-2022, οι Περιφέρειες που παρουσίασαν τη μεγαλύτερη κατανάλωση πετρελαιοειδών ήταν η Αττική και η Κεντρική Μακεδονία και ακολούθησαν οι Περιφέρειες Θεσσαλίας, Στερεάς Ελλάδας, Δυτικής Ελλάδας, Πελοποννήσου, Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, Κρήτης, Ηπείρου, Νοτίου Αιγαίου και Δυτικής Μακεδονίας. Η χαμηλότερη κατανάλωση παρατηρήθηκε στις Περιφέρειες των Ιονίων Νήσων και του Βορείου Αιγαίου [22].

Διάγραμμα 43: Κατανάλωση πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου ανά τομέα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022



Πηγή: Eurostat

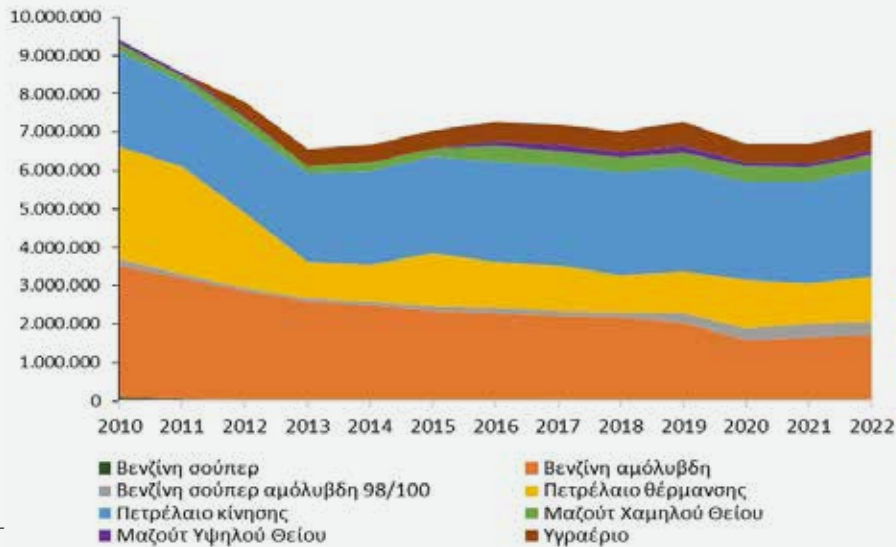
Διάγραμμα 44: Ετήσια κατανάλωση πετρελαιοειδών σε μετρικούς τόνους, 2015-2022



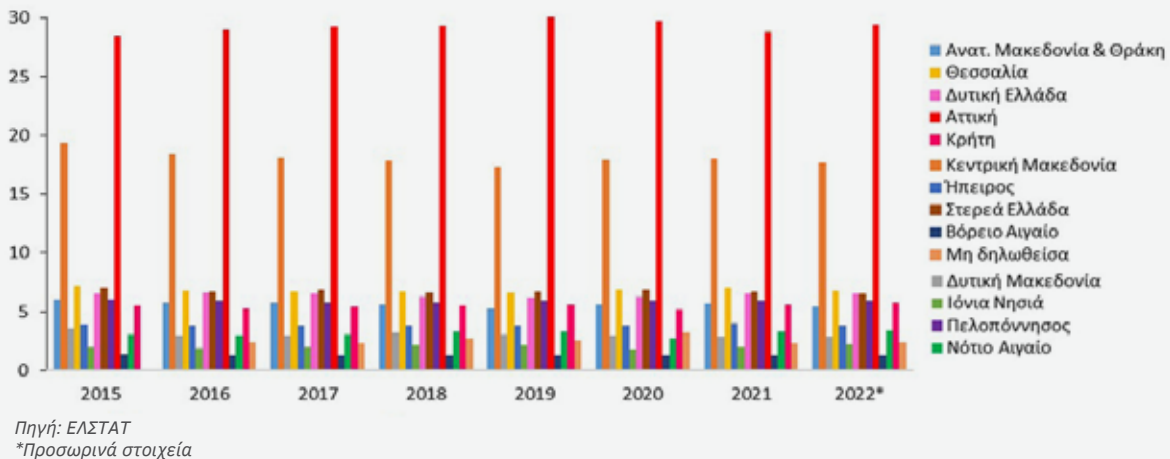
Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Για το 2022, το πετρέλαιο κίνησης αντιπροσώπευε τη μεγαλύτερη κατηγορία κατανάλωσης πετρελαιοειδών (39,8%), ακολουθούμενη από την αμόλυβδη βενζίνη (24,5%) και το πετρέλαιο θέρμανσης (16,5%) (Διάγραμμα 47).

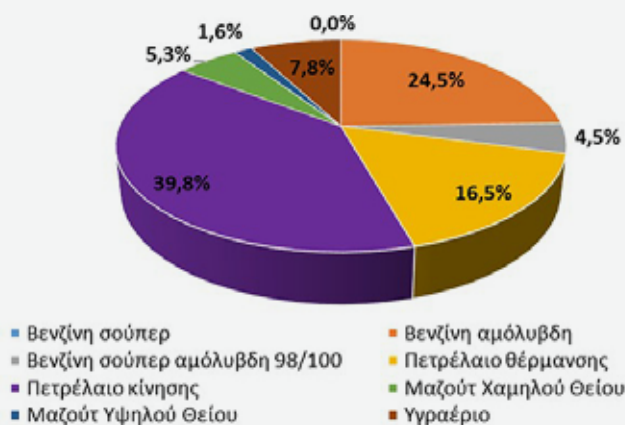
Διάγραμμα 45: Κατανάλωση πετρελαιοειδών ανά κατηγορία προϊόντος στην Ελλάδα (μετρικοί τόνοι), 2010-2022



Διάγραμμα 46: Ποσοστό (%) κατανάλωσης πετρελαιοειδών ανά Περιφέρεια, 2015-2022



Διάγραμμα 47: Μερίδια κατανάλωσης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά κατηγορία, 2022



5.1.4 Ο Τομέας της Διύλισης

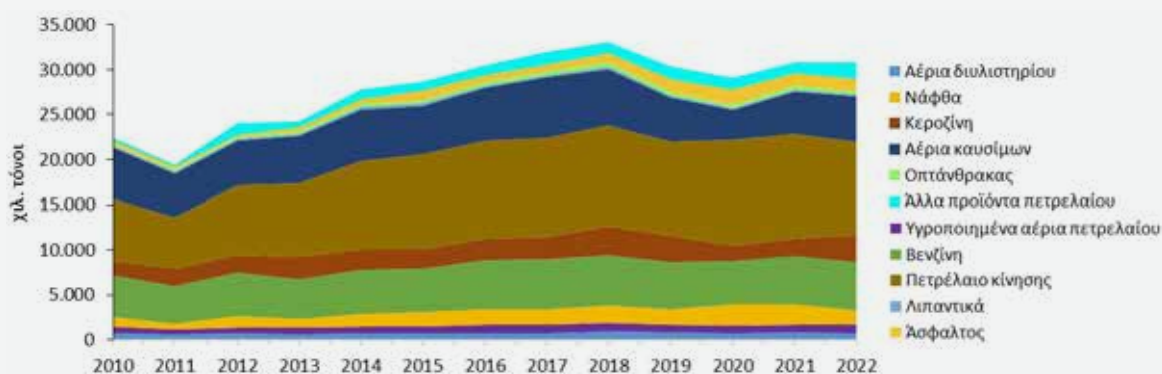
Η παραγωγική δυνατότητα διύλισης στην Ελλάδα αυξήθηκε κατά 6,0% το 2022 σε σχέση με το 2020, σε αντίθεση με την καθοδική τάση που παρατηρήθηκε την περίοδο 2019-2020 (Διάγραμμα 48). Η συνολική ικανότητα διύλισης το 2022 ήταν 30,77 εκατομμύρια τόνοι.

Η παραγωγή ντίζελ ανήλθε σε 10,35 εκατομμύρια τόνους το 2022, αντιπροσωπεύοντας το μεγαλύτερο μερίδιο των προϊόντων διύλισης. Η βενζίνη και τα αέρια καυσίμων αποτέλεσαν το 17,5% και το 16,3% αντίστοιχα των διυλισμένων προϊόντων στην Ελλάδα το 2022 (Διάγραμμα 49).

Διυλιστήρια HELLENiQ ENERGY

Το αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια. Τα τρία διυλιστήρια, που ανήκουν στην ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΔΕΠΠΠ ΑΕ, θυγατρική του Ομίλου HELLENiQ ENERGY, βρίσκονται στον Ασπρόπυργο, στην Ελευσίνα και στην Θεσσαλονίκη και αντιπροσωπεύουν περίπου το 65% της συνολικής διυλιστικής ικανότητας της χώρας και διαθέτουν συνολικά δεξαμενές αποθήκευσης αργού πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων χωρητικότητας 6,65 εκατ. κυβικών μέτρων. Τα τρία παράκτια διυλιστήρια του Ομίλου λειτουργούν ως ένα ενιαίο σύστημα. Οι περιοδικές αγορές αργού

Διάγραμμα 48: Προϊόντα διύλισης στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 49: Μερίδιο προϊόντων διύλισης στην Ελλάδα, 2022



Πηγή: Eurostat

Πίνακας 7: Διυλιστήρια HELLENiQ ENERGY

Διυλιστήριο	Ημερήσια δυναμικότητα διύλισης σε χιλιάδες βαρέλια (Kbpd)	Ετήσια δυναμικότητα διύλισης (MT εκατ.)	Τύπος διυλιστηρίου	Δείκτης Συνθετότητας Nelson
Ασπρόπυργος	146	7,6	Cracking (FCC)	9,7
Ελευσίνα	106	5,3	Hydrocracking	12,0
Θεσσαλονίκη	90	4,5	Hydroskimming	5,8

Πηγές: HELLENiQ ENERGY

και ο προγραμματισμός παραγωγής και πωλήσεων προετοιμάζονται συνολικά για το σύστημα διύλισης και έχουν ως στόχο τη βελτιστοποίηση της κερδοφορίας, λαμβάνοντας υπόψη τις επικρατούσες περιφερειακές τιμές αργού πετρελαίου και προϊόντων, καθώς και την εγχώρια και διεθνή ζήτηση. Σημαντικό ανταγωνιστικό πλεονέκτημα αποτελεί η δυνατότητα των διυλιστηρίων του Ομίλου να κατεργάζονται ενδιάμεσα προϊόντα (SRAR, VGO) και να προσαρμόζουν το μίγμα και τα επίπεδα κατεργασίας αργού, ανάλογα με τα αντίστοιχα οικονομικά δεδομένα. Τα ενδεικτικά περιθώρια για τα διυλιστήρια της Μεσογείου μειώθηκαν σε σύγκριση με τα ιστορικά υψηλά που σημειώθηκαν το 2022, τιμή του Brent το 2023 δεν παρουσίασε μεγάλες διακυμάνσεις, με εξαίρεση τις αυξημένες τιμές της περιόδου Σεπτεμβρίου-Οκτωβρίου, ενώ οι τιμές του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας αποκλιμακώθηκαν κατά τη διάρκεια του έτους σε σχέση με τα ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα του 2022.

Μέσα σε αυτό το περιβάλλον, η παραγωγή το 2023 αυξήθηκε στους 14,6 εκατομμύρια μετρικούς τόνους τόνους (MT) από 13 εκατομμύρια το 2022, σύμφωνα με τον Ετήσιο Απολογισμό 2023 [23].

Η παραγωγή μεσαίων κλασμάτων (jet, gasoil και diesel) το 2023 ανήλθε στο 55% επί της συνολικής παραγωγής, υψηλότερα σε σχέση με το 2022, κυρίως

λόγω του αυξημένου συντελεστή χρησιμοποίησης του διυλιστηρίου της Ελευσίνας, ενώ η παραγωγή βενζινών ανήλθε στο 22%. Συνολικά, το ποσοστό παραγωγής προϊόντων υψηλής προστιθέμενης αξίας ανήλθε στο 82%, από τα πλέον υψηλά ποσοστά στον Ευρωπαϊκό κλάδο διύλισης, ενώ το μαζούτ περιορίστηκε στο 7% (2022: 11%), αντανακλώντας τη λειτουργική βελτιστοποίηση του διυλιστηρίου Ασπροπύργου. Επιπλέον, το ποσοστό των ενδιάμεσων προϊόντων και πρώτων υλών που διακινήθηκαν μεταξύ των τριών εγκαταστάσεων υπερέβη το 14%, συνεισφέροντας στην αριστοποίηση της λειτουργίας στους τομείς παραγωγής, διακίνησης και εμπορίας.

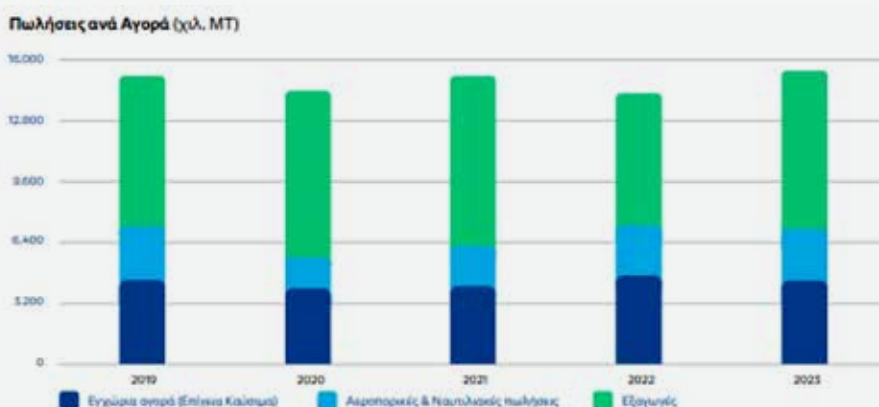
Η παραγωγή και οι πωλήσεις του κλάδου Διύλισης, Εφοδιασμού και Εμπορίας της HELLENiQ ENERGY αυξήθηκαν το 2023, ενώ η κερδοφορία επηρεάστηκε θετικά λόγω των ικανοποιητικών περιθωρίων διύλισης. Οι πωλήσεις καυσίμων διενεργούνται από τη θυγατρική εταιρεία ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ Δ.Ε.Π.Π. Α.Ε. προς τις εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, μεταξύ των οποίων και η θυγατρική του Ομίλου, ΕΚΟ ΑΒΕΕ, καθώς και προς συγκεκριμένους ειδικούς πελάτες, όπως οι Ένοπλες Δυνάμεις, ενώ η πλεονάζουσα παραγωγή (50-60%) εξάγεται. Όλα τα προϊόντα διύλισης του Ομίλου καλύπτουν τις Ευρωπαϊκές προδιαγραφές (Euro VI). Κατά το 2023, οι πωλήσεις στην

Διάγραμμα 50: Παραγωγή διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY



Πηγή: HELLENiQ ENERGY

Διάγραμμα 51: Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY ανά αγορά



Πηγή: HELLENiQ ENERGY

εσωτερική αγορά παρουσίασαν μείωση της τάξης του 5% σε σχέση με το 2022 και ανήλθαν στους 4,4 εκατ. τόνους, λόγω μειωμένης κατανάλωσης πετρελαίου θέρμανσης. Εξαιρουμένου του πετρελαίου θέρμανσης, οι πωλήσεις αυξήθηκαν κατά 1%. Οι πωλήσεις αεροπορικών καυσίμων ανήλθαν στους 943 χιλ. τόνους, σημειώνοντας αύξηση 9%, ενώ βελτιωμένες κατά 1,5% ήταν οι πωλήσεις ναυτιλιακών καυσίμων, οι οποίες ανήλθαν σε 1,8 εκατ. τόνους. Οι εξαγωγές σημείωσαν αύξηση 19% στους 8,3 εκατ. ΜΤ, αποτελώντας για το 2023 το 54% των συνολικών πωλήσεων και διατηρώντας τη θέση του Ομίλου ως ενός από τους πλέον εξωστρεφείς στην περιοχή. Ως αποτέλεσμα, κατά το 2023, οι συνολικές πωλήσεις προϊόντων και εμπορευμάτων των διυλιστηρίων του Ομίλου σημείωσαν αύξηση 8,1% και διαμορφώθηκαν σε 15,4 εκατ. τόνους [23].

Διυλιστήριο Motor Oil

Σύμφωνα με την Ετήσια Οικονομική Έκθεση της Motor Oil για το οικονομικό έτος 2023 [24], η συνολική ποσότητα αργού και λοιπών Α' υλών που επεξεργάστηκε η εταιρεία τη χρήση 2023 σε σύγκριση με τη χρήση 2022, αναλύεται στον Πίνακα 8. Τα στοιχεία για την εξέλιξη της παραγωγής του διυλιστηρίου ανά προϊόν και των πωλήσεων της εταιρίας ανά προϊόν κατά τη διετία 2022 – 2023 φαίνονται στους Πίνακες 9 και 10 αντίστοιχα.

Η χαμηλότερη ποσότητα αργού & πρώτων υλών που επεξεργάστηκε η Εταιρεία το 2023 έναντι του 2022 οφείλεται στις εργασίες περιοδικής συντήρησης των μονάδων του Διυλιστηρίου που πραγματοποιήθηκε το διάστημα Μαΐου - Ιουλίου 2023 [24].

Πίνακας 8: Επεξεργασία αργού και α' υλών Motor Oil

	Μετρικοί Τόνοι 2023	Μετρικοί Τόνοι 2022
Αργό	8.809.239	9.157.599
Fuel Oil Α' ύλη	1.128.452	1.432.526
Gas Oil	1.872.867	3.242.396
Λοιπά	853.867	409.728
Σύνολο	12.664.425	14.242.249

Πηγή: Motor Oil

Πίνακας 9: Παραγωγή προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil, 2022 & 2023

Παραγωγή Διυλιστηρίου / Προϊόν	Χιλιάδες ΜΤ 2023	Χιλιάδες ΜΤ 2022
Λιπαντικά	226	200
Υγραίρια	191	180
Βενζίνες	2.568	1.824
Καύσιμα Αεριοθωμένων	1.501	1.550
Πετρέλαιο Κίνησης & Θέρμανσης	3.979	4.820
Νάφθα	87	555
Ημιετή Προϊόντα	21	25
Ειδικά Προϊόντα	1.453	1.103
Μαζούτ	1.944	3.249
Σύνολο	11.970	13.506

Πηγή: Motor Oil

Πίνακας 10: Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil

Πωλήσεις/Προϊόν	Χιλιάδες ΜΤ 2023	Χιλιάδες ΜΤ 2022
Ασφαλτός	1.336	996
Μαζούτ	2.085	3.202
Πετρέλαιο Κίνησης & Θέρμανσης	4.073	4.834
Καύσιμα Αεριοθωμένων	1.771	1.748
Βενζίνες	2.560	1.845
Υγραίρια	206	199
Λιπαντικά	254	226
Λοιπά	477	792
Σύνολο (Προϊόντα)	12.762	13.842
Πωλήσεις Αργού / Λοιπές Πωλήσεις	476	83
Γενικό σύνολο	13.238	13.925

Πηγή: Motor Oil

Τιμές Αντλίας

Σύμφωνα με το Σύνδεσμο Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος [25] και σχετικά με το θέμα της διακύμανσης των τιμών των καυσίμων, διευκρινίζονται τα εξής:

- Οι χονδρικές τιμές στην Ελλάδα επηρεάζονται από τις Διεθνείς τιμές Platts των τελικών προϊόντων πετρελαιοειδών (ανατολικής Μεσογείου) και όχι από τις τιμές Platts του αργού. Οι τιμές των προϊόντων στην αντλία δεν μεταβάλλονται ποτέ με το ίδιο ποσοστό που μεταβάλλονται οι διεθνείς τιμές. Οι λιανικές τιμές (βενζίνης, πετρελαίου, κλπ.) ακολουθούν τις τιμές των τελικών προϊόντων Διυλιστηρίων και όχι τις τιμές του αργού (πχ. Brent).
- Οι τιμές των Διυλιστηρίων στην Ελλάδα διαμορφώνονται από τον μέσο όρο των τελευταίων τεσσάρων ημερών. Οπότε, υπάρχει μια σχετική υστέρηση στην εμφάνιση των τυχόν αυξομειώσεων των διεθνών τιμών στην αγορά.
- Οι Εταιρίες Εμπορίας διαμορφώνουν τις τιμές τους κάθε μέρα με βάση τις τιμές των Διυλιστηρίων και οποιεσδήποτε αλλαγές περνάνε άμεσα στα πρατήρια.
- Οι λιανικές τιμές των βενζινών στις αντλίες αποτελούνται από την τιμή του Διυλιστηρίου, τους Φόρους & Δασμούς (ΕΦΚ, ΔΕΤΕ, Ειδική εισφορά, ΡΑΕ, ΦΠΑ 24% και πράσινο τέλος ΕΛΑΠΕ) το μεταφορικό κόστος, το μικτό περιθώριο κέρδους της Εταιρίας Εμπορίας και του Πρατηριούχου.
- Οι τιμές αντλίας καθορίζονται ελεύθερα και αποκλειστικά από τους πρατηριούχους. Οι Εταιρίες Εμπορίας σε καμία περίπτωση δεν καθορίζουν – απαγορεύεται ακόμα και να συστήνουν – λιανικές τιμές αντλίας.

Πίνακας 11: Μέσες τιμές λιανικής πώλησης καυσίμων για όλη την Ελλάδα, 12 Ιουλίου 2024 (€/lit, συμπ. ΦΠΑ)

Προϊόν	Αρ. Πρατηρίων	Μέση Τιμή
Αμόλυβδη 95 οκτ.	4.228	1,911
Αμόλυβδη 100 οκτ.	2.695	2,101
Diesel Κίνησης	4.522	1,671
Υγραέριο κίνησης (Autogas)	1.160	0,874

Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης

Λιανικές τιμές υγρών καυσίμων

Ο Πίνακας 11 παρουσιάζει τις μέσες τιμές λιανικής υγρών καυσίμων (αμόλυβδη 95 οκτ., σούπερ αμόλυβδη 100 οκτανίων, πετρέλαιο κίνησης και υγραέριο κίνησης), σύμφωνα με το Εβδομαδιαίο Δελτίο Επισκόπησης Τιμών Καυσίμων του Υπουργείου Ανάπτυξης και Επενδύσεων.

Οι λιανικές τιμών των καυσίμων ποικίλλουν σημαντικά στην ΕΕ-27, όπως φαίνεται στον Πίνακα 11, κυρίως λόγω των διαφορών στους εθνικούς φορολογικούς συντελεστές. Η τιμή του Eurosuper 95 στην Ελλάδα διαμορφώθηκε στα €1,908 ανά λίτρο στις 15 Ιουλίου 2024 – σημαντικά υψηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27 στα 1,747 €/lt. Η τιμή του Eurosuper 95 στη Ρουμανία διαμορφώθηκε στα 1,524 €/lt, σημαντικά χαμηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27. Ομοίως, η τιμή του Eurosuper 95 στη Βουλγαρία διαμορφώθηκε στα 1,332 €/lt, επίσης σημαντικά χαμηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27 [26].

Πίνακας 12: Τιμές καυσίμων (συμπεριλαμβανομένων φόρων) σε επιλεγμένες χώρες στις 15 Ιουλίου 2024

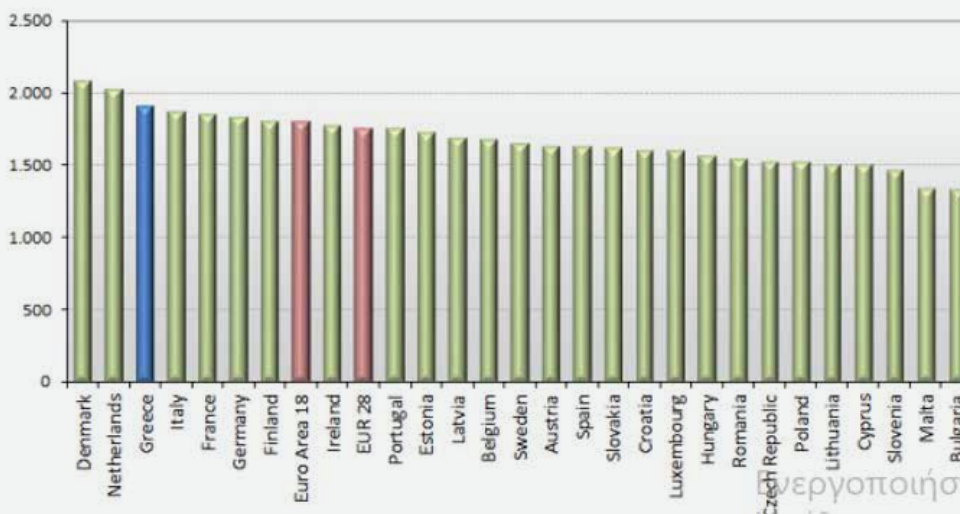
Χώρα	Αμόλυβδη 95 RON (€/lt)	Gas Oil Automobile (€/lt)	Πετρέλαιο θέρμανσης (€/lt)
Βουλγαρία	1,332	1,306	-
Κροατία	1,603	1,609	0,990
Κύπρος	1,515	1,572	1,108
Ελλάδα	1,908	1,668	-
Ουγγαρία	1,573	1,592	1,592
Ιταλία	1,869	1,751	1,489
Ρουμανία	1,524	1,535	0,979
Σλοβακία	1,613	1,526	-
Σλοβενία	1,496	1,528	1,183
Ισπανία	1,624	1,500	1,031

Πηγή: European Commission

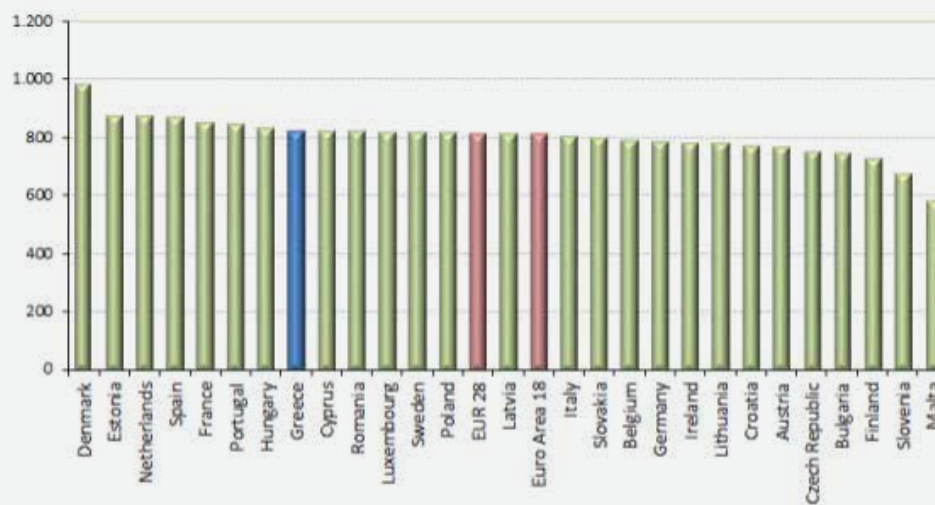
Σύμφωνα με το Εβδομαδιαίο Δελτίο Επισκόπησης Τιμών Καυσίμων του Υπουργείου Ανάπτυξης και Επενδύσεων που αφορά τιμές την εβδομάδα 08 Ιουλίου 2024, οι λιανικές τιμές αμόλυβδης βενζίνης, πετρελαίου κίνησης και πετρελαίου θέρμανσης με φόρους και προ φόρων στις 27 χώρες της Ε.Ε. παρουσιάζονται στα παρακάτω Διαγράμματα [27]:

Διάγραμμα 52: Εβδομαδιαίες τιμές λιανικής (€/1000 lit) για βενζίνη, πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης με και χωρίς φόρους

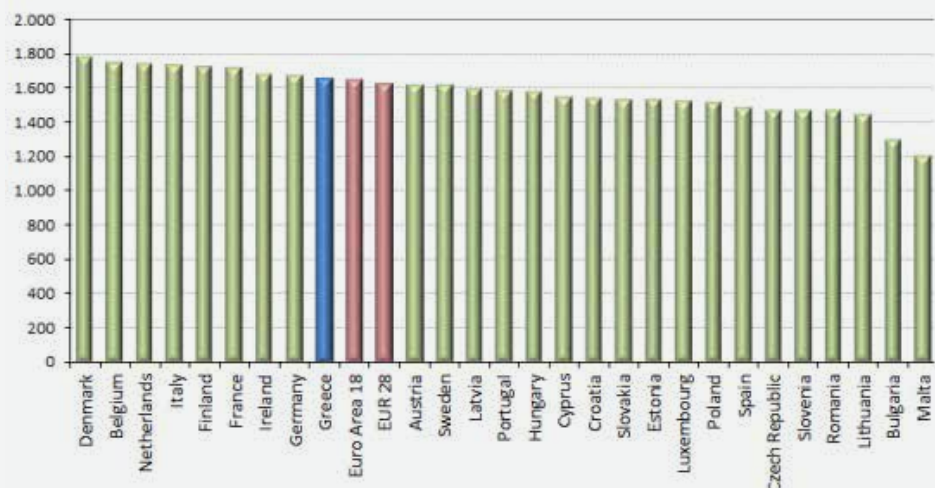
Euro super 95 με φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 08/07/2024



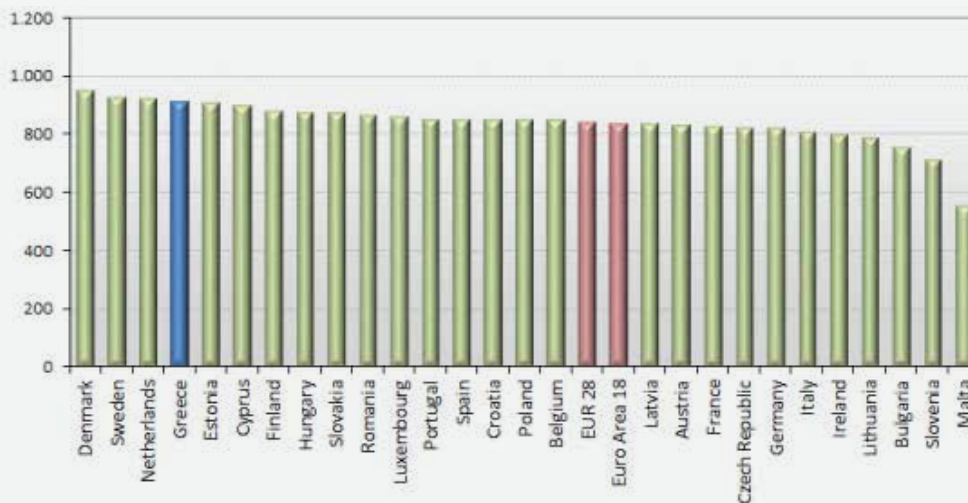
Euro super 95 χωρίς φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 08/07/2024



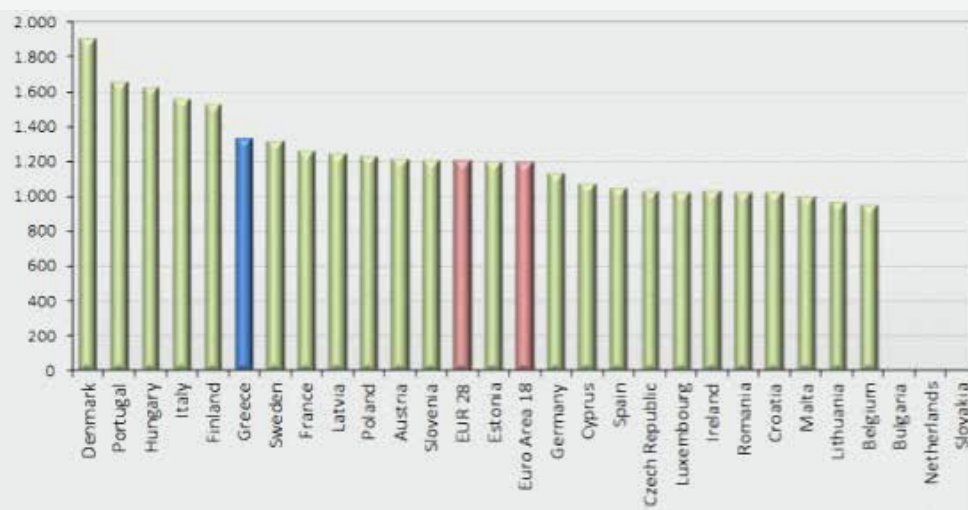
Πετρέλαιο κίνησης με φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 08/07/2024



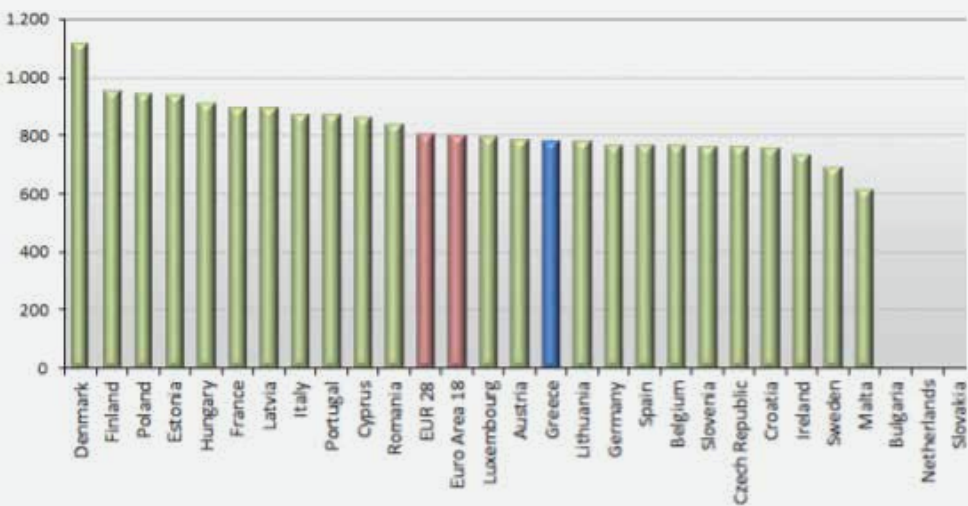
Πετρέλαιο κίνησης χωρίς φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 08/07/2024



Πετρέλαιο θέρμανσης με φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 25/03/2024



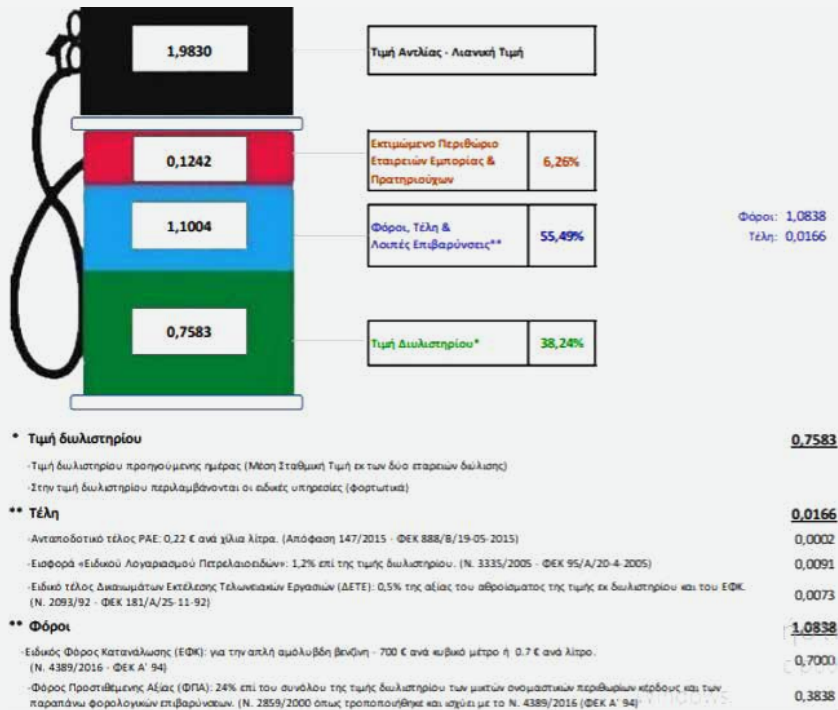
Πετρέλαιο θέρμανσης χωρίς φόρους – εβδομαδιαίες τιμές 25/03/2024



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων

Ως ένα παράδειγμα αναφορικά με την τιμή της λιανικής θα αναφερθεί η τελική τιμή λιανικής της βενζίνης στις 26/04/2024 η οποία διαμορφώνεται από την τιμή διυλιστηρίου κατά 38,24%, από τους φόρους (σταθερούς και μεταβλητούς) κατά 55,49%, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 6,26 % [28].

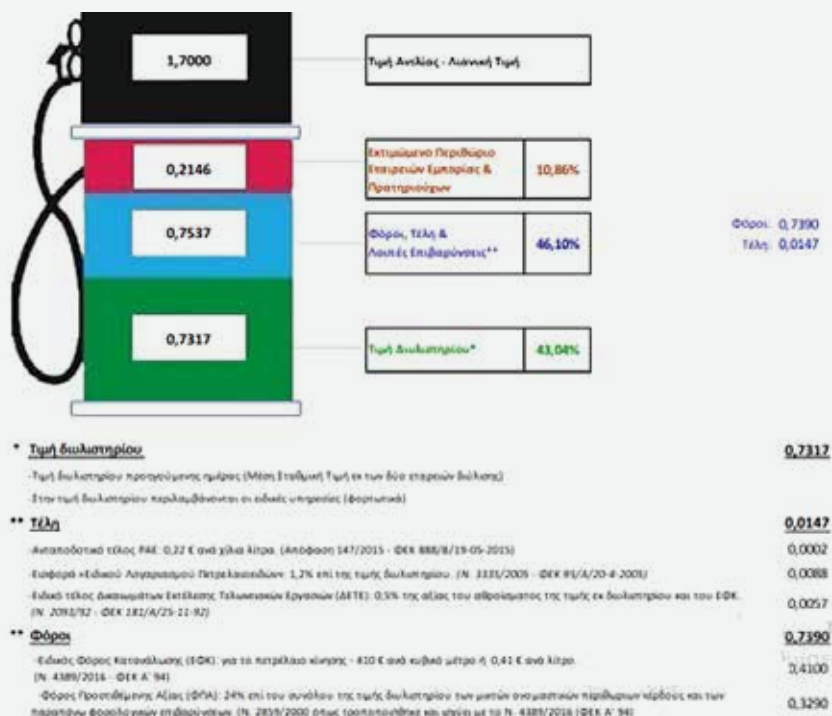
Διάγραμμα 53: Διαμόρφωση μέσης τιμής απλής αμόλυβδης βενζίνης στις 26/04/2024



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Για τις 26 Απριλίου 2024 η τελική τιμή λιανικής διαμορφώθηκε από την τιμή διυλιστηρίου κατά 43,04 %, από τους φόρους σταθερούς και μεταβλητούς κατά 46,10%, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 10,86% [28].

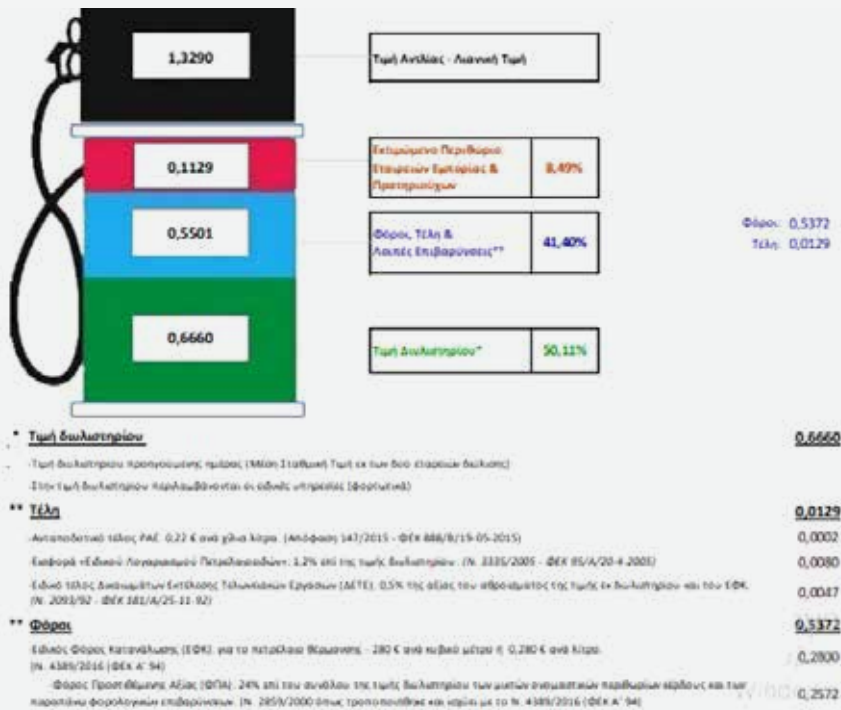
Διάγραμμα 54: Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel κίνησης 26/04/2024



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Για τις 29/03/2024 η τελική τιμή λιανικής του πετρελαίου θέρμανσης διαμορφώθηκε από την τιμή διυλιστηρίου κατά 50,11%, από τους φόρους (σταθερούς και μεταβλητούς) κατά 41,40%, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 8,49% [28].

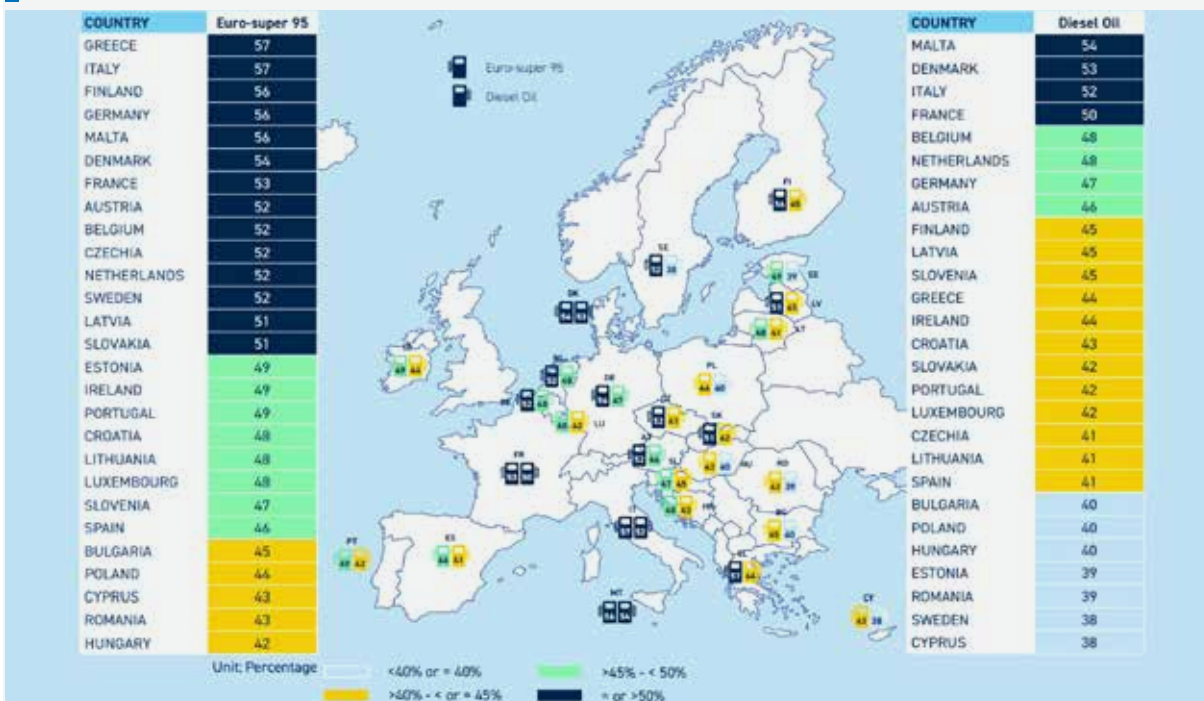
Διάγραμμα 55: Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel Θέρμανσης κατ' οίκον 29/3/2024



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Έχει ενδιαφέρον ότι στην Ελλάδα οι φόροι και τα τέλη το 2024 αποτελούσαν το 46,0% της τελικής τιμής. Συγκρίσιμα με άλλες χώρες της ΕΕ για το 2023, η Ελλάδα πρωτοστατεί στο ύψος των φόρων στη βενζίνη, όπως φαίνεται από τον Χάρτη 4 [29].

Χάρτης 4: Μεριδίο φόρων στην τελική τιμή λιανικής καυσίμων στην ΕΕ, 2023



Πηγή: Fuels Europe

Η διύλιση αποτελεί έναν επιτυχημένο κλάδο της ελληνικής οικονομίας και η χώρα είναι ένας από τους βασικούς εξαγωγείς πετρελαϊκών προϊόντων στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Ο τομέας διύλισης επηρεάζεται εύκολα από τις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών πετρελαίου και λειτουργεί σε ένα ιδιαίτερα ανταγωνιστικό παγκόσμιο περιβάλλον που βασίζεται σε μεγάλο βαθμό σε χώρες με διαφορετικούς περιβαλλοντικούς κανονισμούς.

5.1.5 Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Σύμφωνα με την Ειδική Έκθεση της Επιτροπής Υδρογονανθράκων (Upstream) του IENE «Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα» [30] που συντάχθηκε τον Απρίλιο του 2022, αλλά σύμφωνα και με πληθώρα δημοσιευμένων αναλύσεων και μελετών διεθνών Ινστιτούτων, εταιρειών και κρατών, οι υδρογονάνθρακες αποτέλεσαν, αποτελούν και θα εξακολουθήσουν να αποτελούν για αρκετές ακόμη δεκαετίες βασικό συστατικό στοιχείο του ενεργειακού μίγματος της παγκόσμιας, ευρωπαϊκής και ελληνικής οικονομίας, με το φυσικό αέριο ειδικότερα να αποτελεί το μεταβατικό καύσιμο.

Η τρέχουσα διεθνής ενεργειακή κρίση που ξεκίνησε στα τέλη του 2021 και επιδεινώθηκε με την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία (24 Φεβρουαρίου 2022) έχει φέρει το θέμα της ενεργειακής αυτάρκειας και ασφάλειας στο επίκεντρο του κοινωνικού και οικονομικού προβληματισμού, χωρίς ακόμη να έχει δοθεί μια αξιόπιστη επιστημονικά και οικονομικά αποδεκτή λύση. Ημέρα με την ημέρα γίνεται πλέον ξεκάθαρο ότι στο σύνθετο και ασταθές γεωπολιτικό περιβάλλον που προβάλλει, η επιδίωξη ενεργειακής αυτάρκειας έχει τεθεί εκ νέου ως βασικός στόχος κάθε ενεργειακής στρατηγικής. Όπως έχει ήδη γίνει φανερό, η κρίση ώθησε την ΕΕ να αναδιατάξει την ενεργειακή πολιτική της, με σκοπό την όσο το δυνατόν πιο γρήγορη απεξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο. Στο ίδιο πλαίσιο, αρκετά κράτη μέλη αναθεωρούν την ενεργειακή τους στρατηγική, βλέποντας με διαφορετική πλέον οπτική τις έρευνες για υδρογονάνθρακες στην επικράτειά τους, καθώς υλοποιούν επιτυχώς την πλήρη απεξάρτηση από τις ρωσικές εισαγωγές ενεργειακών προϊόντων.

Το κεφάλαιο «υδρογονάνθρακες» θεωρείται προτεραιότητα για πολλές ευρωπαϊκές χώρες, ενώ οι κλασικές χώρες παραγωγής στη Μ. Ανατολή – Ασία – Δ. Αφρική – Αμερική συνεχίζουν τις τρέχουσες δραστηριότητες έρευνας με την παραγωγή να διατηρείται σε επίπεδα να καλύπτει την ζήτηση σε σχετικά υψηλές τιμές. Η Νορβηγία, ένας από τους κύριους τροφοδότες της ευρωπαϊκής ηπείρου σε φυσικό αέριο συνεχίζει τις έρευνες σε νέες περιοχές, στον Αρκτικό, η Δανία έχει δηλώσει ότι θα εκμεταλλεύεται μέχρι το 2050 τα δικά της πετρελαϊκά κοιτάσματα, ενώ η κυβέρνηση της Μεγάλης Βρετανίας προτίθεται να εξαντλήσει κάθε δυνατότητα δικών της κοιτασμάτων στη Βόρεια Θάλασσα, που είναι οικονομικά αξιοποιήσιμα. Επίσης, η Ολλανδία συνεχίζει να εκμεταλλεύεται μέχρι εξαντλήσεως το υπό παραγωγή κοιτάσματα

φυσικού, ενώ η Ιταλία εξασφαλίζει τα νώτα της μέσω του ενεργειακού κολοσσού ENI [31], με την Ισπανία να ακολουθεί με την Repsol και την Γαλλία με την Total Energies να εξαπλώνονται στην ευρύτερη γεωγραφική περιοχή της ΝΑ Μεσογείου, Μέση Ανατολής και Βόρειας Αφρικής. Παράλληλα, τους τελευταίους μήνες παρακολουθούμε μια έκρηξη στην έρευνα και παραγωγή μικρών κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην Νότια, Κεντρική και Ανατολική Ευρώπη καθώς και μεγαλύτερα θαλάσσια κοιτάσματα στην Μαύρη Θάλασσα (Ουγγαρία, Πολωνία, Ρουμανία, Βουλγαρία και Τουρκία).

Σε παγκόσμια κλίμακα επιβεβαιώνεται η συνεχιζόμενη άνοδος των επενδύσεων σε έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων (9% το 2023 και 7% το 2024) με έμφαση στην Μέση Ανατολή και Ασία κυρίως από κρατικές εταιρείες.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει και οι επενδύσεις των πετρελαϊκών εταιρειών σε «καθαρές τεχνολογίες» που περιορίζονται σε μόλις USD 28 δις, που αντιστοιχούν σε 4% των συνολικών τους επενδύσεων και 1% των ακαθαρίστων εσόδων τους.



Η στρατηγική απόφαση της Ευρώπης για ταχεία απεξάρτηση το ταχύτερο δυνατόν από το ρωσικό φυσικό αέριο και η ανάγκη εξεύρεσης εναλλακτικών πηγών προμήθειας, μαζί με την εκτόξευση της τιμής του πετρελαίου σε επίπεδα πάνω από \$70 το βαρέλι,

που καθιστά ξανά βιώσιμες επιχειρηματικά τις έρευνες για υδρογονάνθρακες σε μεγάλα θαλάσσια βάθη και περίπλοκα γεωλογικά περιβάλλοντα, αναζωπύρωσαν το ενδιαφέρον για πιθανά κοιτάσματα στην Ελλάδα. Μια σημαντική εξέλιξη, γιατί η Ελλάδα είναι μία χώρα η οποία εξαρτάται σχεδόν 100% από εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου, με τεράστια συμμετοχή αυτών στο ενεργειακό ισοζύγιο. Έτσι, η ανακάλυψη εμπορικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων αναμένεται ότι θα έχει τεράστια σημασία τόσο για την οικονομία όσο και για την εθνική της ασφάλεια.

Με μια προσεκτική ανάγνωση του πρόσφατου κυβερνητικού ΕΣΕΚ προκύπτει ότι οι υδρογονάνθρακες, και ειδικότερα το φυσικό αέριο, θα εξακολουθούν να συμμετέχουν σε ποσοστό περισσότερο από 50% στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, όπως και παγκοσμίως άλλωστε, για αρκετές δεκαετίες ακόμη. Αφού είναι ξεκάθαρο, με βάση πολλές μελέτες ενεργειακών αναλυτών και Ινστιτούτων, πως τα ορυκτά καύσιμα ΔΕΝ πρόκειται να υποκατασταθούν πλήρως, τουλάχιστον μέχρι το 2050, από άλλες πηγές ενέργειας όπως οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και το πράσινο υδρογόνο, και οι ΑΠΕ θα δράσουν συμπληρωματικά ως προς τα ορυκτά καύσιμα, με το φυσικό αέριο να διαδραματίζει το ρόλο του μεταβατικού καυσίμου, η Ελλάδα οφείλει να προχωρήσει χωρίς παλινωδίες καιπισωγυρίσματα προς ενίσχυση και επιτάχυνση του προγράμματος έρευνας και εξόρυξης εγχώριων υδρογονανθράκων [30].

Μάλιστα το υπό διαβούλευση αναθεωρημένο ΕΣΕΚ (Αύγουστος 2024) αναφέρει χαρακτηριστικά ότι για την περίοδο 2025 – 2030 «σημαντικός παραμένει ο ρόλος του φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα η χρήση του φυσικού αερίου μειώνεται στην ηλεκτροπαραγωγή αλλά συνεχίζει να έχει ρόλο στην ευστάθεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής» για να καταλήξει «αποφασίζεται η ανάπτυξη παραγωγής φυσικού αερίου από εγχώρια κοιτάσματα, εφόσον επιβεβαιωθεί τελικώς ότι αυτά είναι εμπορικώς εκμεταλλεύσιμα μετά και τις έρευνες που έχουν λάβει χώρα η βρίσκονται σε εξέλιξη».

Μελέτες της Ελληνικής Διαχειριστικής Εταιρείας Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων (ΕΔΕΥΕΠ) και της Ακαδημίας Αθηνών, αλλά και δημοσιεύσεις έγκριτων ακαδημαϊκών και εταιρειών, συγκλίνουν στην διαπίστωση ότι υπάρχουν μεγάλες πιθανότητες ύπαρξης πολύ σημαντικών αποθεμάτων φυσικού αερίου στη χώρα (δυτικά και νότια της Κρήτης, Ιόνιο πέλαγος, Θερμαϊκός, Θάσος, Ήπειρος, υδρίτες στη ΝΑ Μεσόγειο, βιογενές αέριο στη ΒΔ Πελοπόννησο κλπ) [30]. Μάλιστα, η ανωτέρω αναφερθείσα μελέτη του IENE εκτιμά ότι τα εν δυνάμει αποθέματα φυσικού αερίου στη χώρα μπορεί να ανέρχονται σε επίπεδα των 70 – 90 τρις. κυβικών ποδιών (2 – 2.5 τρις. κυβικά μέτρα), δεδομένου ότι από τις υπάρχουσες σεισμικές καταγραφές έχουν χαρτογραφηθεί περισσότερες από 40 γεωλογικές δομές, οι οποίες χρήζουν περαιτέρω γεωλογικών και γεωφυσικών μελετών και φυσικά γεωτρήσεων

για την πιστοποίηση κοιτασμάτων φυσικού αερίου.

Παρά τις διαχρονικές προσπάθειες από το 1975 και εντεύθεν, του Ελληνικού Δημοσίου και των κοινοπρακτικών σχημάτων δημοσίων και ιδιωτικών εταιρειών ελληνικών και ξένων, η ελληνική βιομηχανία Έρευνας και Παραγωγής (Ε&Π) υδρογονανθράκων, πέραν της δραστηριότητας στην περιοχή Πρίνου στο Βόρειο Αιγαίο, δεν κατόρθωσε να αναπτυχθεί σημαντικά. Αυτό συνέβη όχι λόγω αρνητικών τεχνικών αποτελεσμάτων από τις ερευνητικές εργασίες, όσο κυρίως εξαιτίας των πολύχρονων καθυστερήσεων και διακοπών των ερευνητικών εργασιών που προκλήθηκαν από τις παλινωδίες και την έλλειψη συνέχειας και συνέπειας του Ελληνικού Δημοσίου, οι οποίες επηρέαζαν αρνητικά τις τεχνικές και επιχειρηματικές επιλογές και αποφάσεις. Παρ' όλα αυτά, οι εκτιμήσεις επιχειρηματικών και ακαδημαϊκών κύκλων σχετικά με την ύπαρξη εγχώριων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων ήταν και εξακολουθούν να είναι αισιόδοξες, βασισμένες στα αποτελέσματα των γεωχημικών, γεωλογικών και γεωφυσικών μελετών και των γεωτρήσεων, σε σύγκριση μάλιστα με ανακαλύψεις στην ευρύτερη περιοχή, ιδιαίτερας της τελευταίας δεκαετίας.

Η τρέχουσα δραστηριότητα ενεργειακών ομίλων, όπως της αμερικανικής ExxonMobil, των ελληνικών HELLENiQ ENERGY (πρώην ΕΛΠΕ) και Energean, η πρόσφατη παρουσία της γαλλικής Total Energies, της ιταλικής Edison και της ισπανικής Repsol, αλλά και το εκδηλωμένο ενδιαφέρον και άλλων σημαντικών πετρελαϊκών εταιρειών, σε συνδυασμό με τα δημοσιευμένα θετικά αποτελέσματα των ερευνητικών εργασιών, ενισχύουν την προοπτική για ύπαρξη πολύ σημαντικών αποθεμάτων υδρογονανθράκων, ιδιαίτερα στις θαλάσσιες περιοχές Ιονίου, Κρήτης και Θερμαϊκού και στην χερσαία περιοχή της Δυτικής Ελλάδας.

Ως εκ τούτου, επιβάλλεται να δοθούν εγγυήσεις και διευκολύνσεις προς τους ανάδοχους επενδυτές των ελληνικών παραχωρηθεισών περιοχών, ώστε να επισπευστούν οι ερευνητικές εργασίες υδρογονανθράκων. Η Ελλάδα πρέπει και μπορεί από εξαγωγέας πετρελαιοειδών προϊόντων και εισαγωγέας αργού και φυσικού αερίου να μετατραπεί σε παραγωγός χώρα υδρογονανθράκων και εξαγωγέας φυσικού αερίου καλύπτοντας σε μεγάλο ποσοστό τις ανάγκες των χωρών της ΕΕ αντικαθιστώντας. Η εξέλιξη αυτή εκτιμάται ότι θα δημιουργήσει επιχειρηματικές ευκαιρίες σε συγγενείς βιομηχανικούς τομείς (ναυπηγεία, χημική βιομηχανία, σωληνουργεία, κλπ), με αύξηση των ιδιωτικών επενδύσεων, νέες θέσεις εργασίας, με παράλληλη μείωση του συνολικού ενεργειακού κόστους, αύξηση ενεργειακής ασφάλειας και διαφοροποίησης του εφοδιασμού, αναζωογόνηση της χρωμένης οικονομίας, ενώ προσδίδει αυξημένη γεωπολιτική και γεωστρατηγική αξία στην χώρα μας.

Στόχος της πολιτικής ηγεσίας είναι να ολοκληρωθούν το συντομότερο δυνατό η επεξεργασία και η ερμηνεία των ερευνών που έγιναν (ιδιαίτερως

των σεισμικών ερευνών του 2022 – 2023) , προκειμένου να αξιολογηθεί η δυναμικότητα των πιθανών κοιτασμάτων και να αποφασιστεί αν είναι συμφέρουσα η εκτέλεση ερευνητικών γεωτρήσεων και εν συνεχεία πιο θετικών αποτελεσμάτων η αξιοποίησή τους. Αυτό πρακτικά μεταφράζεται σε άμεση υλοποίηση των εκκρεμουσών συμβατικών υποχρεώσεων των αναδόχων εταιρειών με ένα πρώτο πρόγραμμα κόστους πολλών δεκάδων εκατομμυρίων ευρώ για σεισμικές έρευνες και στη συνέχεια ερευνητικών γεωτρήσεων, διάρκειας 2-4 ετών και με δεδομένο ότι η πλήρης αξιοποίηση υδρογονανθράκων, από την έναρξη των ερευνών μέχρι την ανακάλυψη και παραγωγή, απαιτεί περίπου 7 – 10 χρόνια.

Σε αυτό το πλαίσιο, η κυβέρνηση αποφάσισε την επιτάχυνση και εντατικοποίηση των διαδικασιών εξεύρεσης υδρογονανθράκων. Έτσι, στις αρχές Απριλίου του 2022, πραγματοποιήθηκε σύσκεψη της πολιτικής ηγεσίας του ΥΠΕΝ και της διοίκησης της ΕΔΕΥΕΠ, που στόχο είχε να επανεκτιμηθεί αν και με ποιο τρόπο θα μπορούσαν οι έρευνες για υδρογονάνθρακες να ενταχθούν πιο αποτελεσματικά στο πεδίο των κινήσεων που έχει καταστήσει αναγκαίες ο πόλεμος στην Ουκρανία, για διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας φυσικού αερίου. Επιστέγασμα αποτέλεσαν οι δηλώσεις του πρωθυπουργού για τα μέτρα αντιμετώπισης της ενεργειακής κρίσης που ανέφερε ότι «για την ενεργειακή αυτόαρκεια της χώρας, επιπρόσθετα των επενδύσεων σε ΑΠΕ, μετατροπή της χώρας σε πύλη ενεργειακών προϊόντων και στην εξοικονόμηση ενέργειας, περιλαμβάνεται ασφαλώς και η αξιοποίηση των εθνικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου με οικονομικό ενδιαφέρον».

Ιστορικό

Μετά από εκκωφαντική σιωπή και αδιαφορία για έρευνα υδρογονανθράκων για εξαιρετικά μεγάλο χρονικό διάστημα που έφτασε ουσιαστικά τα 15 χρόνια (1996-2011), το Ελληνικό Δημόσιο αφυπνίστηκε εν μέσω της τότε σοβαρής οικονομικής κρίσης και αναθεώρησε το νομοθετικό πλαίσιο (2011), διεξήγαγε γεωφυσικές έρευνες με νέα τεχνολογία για να προσελκύσει επενδυτές (2012) και προχώρησε σταδιακά σε προκηρύξεις διεθνών διαγωνισμών (2012-2015) με κύρωση έντεκα Συμβάσεων Μίσθωσης στη Βουλή των Ελλήνων (2014-2019). Τον Οκτώβριο 2019 ήταν σε ισχύ 13 Συμβάσεις Μίσθωσης σε αντίστοιχες θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές του Ελλαδικού χώρου με 8 ελληνικές και διεθνείς πετρελαϊκές εταιρείες και η χώρα ήταν πλέον στον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη.

Επιπλέον, καταρτίστηκαν και εγκρίθηκαν οι αναγκαίες Στρατηγικές Μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων και ενσωματώθηκαν στο Ελληνικό Δίκαιο οι περιβαλλοντικές οδηγίες της ΕΕ (2016). Η παρουσία της HELLENIQ ENERGY (μέτοχος το Ελληνικό Δημόσιο με 35%) ήταν καθοριστική με συγκριτικό πλεονέκτημα την βαθύτατη γνώση του ελλαδικού χώρου από τους υψηλής

στάθμης γεωεπιστήμονές της, σε συνδυασμό με την ισχυρή εμπορική και οικονομική της θέση, ενώ η ανταγωνιστική παρουσία της συνεχώς ισχυροποιούμενης Energean ήταν απολύτως θετική. Την δεκαετία του 2010, διαπιστώνεται μια διακομματική βούληση να δοθεί ώθηση στην έρευνα για ανακάλυψη υδρογονανθράκων, που δυστυχώς επιβαρύνεται με τις γνωστές παλινωδίες της δημόσιας διοίκησης

Αναφορικά με τις έρευνες υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, το κλίμα έγινε αρνητικό την διετία 2020-2021. Με αφορμή την Κλιματική Αλλαγή και την πολιτική για την αντιμετώπισή της, παρά τις θετικές κινήσεις τους το διάστημα 2012- 2019, όλα σχεδόν τα πολιτικά κόμματα άρχισαν να αντιτάσσονται στις έρευνες με προφανείς αρνητικές επιδράσεις στον κρατικό μηχανισμό (περιβαλλοντικές άδειες, άδειες διέλευσης, κλπ.). Επίσης, λόγω της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού από τις αρχές του 2020 και της μεταβαλλόμενης στρατηγικής των πετρελαϊκών εταιρειών, που είχαν παρουσία στην ελληνική αγορά upstream, ορισμένες από αυτές αποφάσισαν να αλλάξουν στρατηγική και να στρέψουν ένα μέρος των επενδύσεών τους σε πράσινες μορφές ενέργειας.

Παράλληλα, εντάθηκαν οι αντιρρήσεις οικολογικών οργανώσεων και συλλογικοτήτων ενάντια στην έρευνα υδρογονανθράκων στη χώρα, που εκδηλώθηκαν επιλεκτικά, είτε με την μορφή άμεσων επιθετικών ενεργειών (π.χ. παρεμπόδιση της εκτέλεσης σεισμικών καταγραφών από την Repsol στην περιοχή Ιωαννίνων, δημόσιες διαβουλεύσεις στη Δυτική Ελλάδα), είτε με την μορφή νομικών προσφυγών στο ΣτΕ (π.χ. κατά της περιβαλλοντικής άδειας σεισμικών στην περιοχή Ιωαννίνων, κατά της Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων στην περιοχή της Κρήτης). Ενώ οι τελικές αποφάσεις του ΣτΕ απέρριψαν τις αιτιάσεις των οικολογικών οργανώσεων, η σημαντική πολύχρονη καθυστέρηση της εκδίκασης και έκδοσης απόφασης (προσφυγή για ΣΜΠΕ Κρήτης Νοέμβριος 2019, απόφαση Οκτώβριος 2022) σε συνδυασμό με τις αντίστοιχες εγκρίσεις περιβαλλοντικών αδειών (βλέπε περιοχή Κατακόλου όπου εκκρεμεί από το 2019 η έγκριση περιβαλλοντικής άδειας για εκτέλεση γεώτρησης παραγωγής) δημιούργησαν αρνητικό επιχειρηματικό κλίμα για την συνέχιση των ερευνητικών εργασιών.

Ο σκεπτικισμός των πολιτικών κομμάτων επηρέασε επίσης και μεμονωμένους τοπικούς παράγοντες που αντέδρασαν, μάλλον ήπια, ενώ η πλειονότητα των εκπροσώπων της τοπικής αυτοδιοίκησης (Περιφερειάρχες και περιφερειακά Συμβούλια Πελοποννήσου, Δ. Ελλάδας, Ηπείρου, Κρήτης) κατά την διάρκεια των υποχρεωτικών δημοσίων διαβουλεύσεων τοποθετήθηκαν θετικά για την διενέργεια των ερευνών. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει ότι η ευρύτερη κοινή γνώμη και οι τοπικές κοινωνίες, στην συντριπτική τους πλειοψηφία (80%), αναγνωρίζουν τα προσδοκώμενα οικονομικά και γεωπολιτικά οφέλη για την χώρα και διάκεινται θετικά, σύμφωνα με έρευνα που διεξήγη η ΕΔΕΥΕΠ (ALCO, Ιούνιος 2021).

Η κυβέρνηση, από τις αρχές 2020, δείχνει αρχικά αμήχανη και στη συνέχεια δεν αντιδρά θετικά στις αναδόχους πετρελαϊκές εταιρείες που ζητούν εγγυήσεις για την προστασία των επενδύσεων τους, ιδίως σε περίπτωση γεωτρήσεων και ανακάλυψης κοιτασμάτων και εργασιών ανάπτυξης και παραγωγής που οι επενδύσεις ανέρχονται σε δεκάδες εκατομμύρια δολάρια. Ταυτοχρόνως, η έλευση του COVID-19 και η μειωμένη ενεργειακή ζήτηση το 2020-2021 «χτυπούν» πρόσκαιρα την πετρελαϊκή βιομηχανία. Μέσα στο συγκεκριμένο πλαίσιο, οι πετρελαϊκές εταιρείες αναγκάζονται να αναπροσαρμόσουν την στάση τους και ορισμένες ετοιμάζονται είτε να αποχωρήσουν, επιστρέφοντας τις παραχωρήσεις στο Ελληνικό Δημόσιο, είτε να παγώσουν τις επενδύσεις έρευνας, ενώ οι υπόλοιπες είναι σε κατάσταση αναμονής δεδομένης των θετικών προοπτικών των υπό έρευνα περιοχών. Κατά συνέπεια, η κρατική ΕΔΕΥΕΠ, που εντέλλεται να επιβλέπει τις επιχειρηματικές δραστηριότητες και να συντονίζει τις έρευνες, βρίσκεται πλέον σε προφανή δύσκολη θέση και αναγκάζεται να χορηγεί, στα όρια της νομιμότητας, παρατάσεις στην εκτέλεση των συμβατικά υποχρεωτικών ερευνητικών εργασιών.

Η επιχειρηματική κατάσταση επιδεινώθηκε με τις δηλώσεις του Έλληνα Υπουργού Εξωτερικών, ο οποίος δήλωσε τον Απρίλιο του 2021¹⁹, όπως και τον Φεβρουάριο του 2022²⁰, ότι η Ελλάδα δεν πρόκειται να γίνει χώρα παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα του αρνητικού κλίματος που είχε διαμορφωθεί το 2021 στην ελληνική αγορά υδρογονανθράκων ήταν η αποστολή ανοιχτής επιστολής²¹ προς τον Έλληνα πρωθυπουργό μιας ομάδας 47 νέων στελεχών, που εξειδικεύονται στον τομέα και απασχολούνται σε θέσεις ευθύνης μεγάλων εταιρειών, οργανισμών και εκπαιδευτικών ιδρυμάτων, κατά κύριο λόγο στο εξωτερικό, σε μια προσπάθεια να υπάρξει ανακίνηση του ενδιαφέροντος για την έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων στη χώρα μας.

Υπενθυμίζεται ότι η ισπανική Repsol, η οποία συμμετείχε, ως διαχειριστής κοινοπραξιών, σε τρία έργα έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στο Ιόνιο, στην Αιτωλοακαρνανία και στην περιοχή Ιωαννίνων, εγκατέλειψε πλήρως τη δραστηριότητά της στην Ελλάδα. Τον Ιανουάριο του 2021, η Repsol και η συνεργαζόμενη Energean επέστρεψαν τα δικαιώματα Έρευνας και Παραγωγής στην περιοχή της Αιτωλοακαρνανίας πριν καν ξεκινήσουν τις έρευνες. Τον Μάρτιο του 2021, ο ισπανικός όμιλος αποχώρησε από την κοινοπραξία με την Energean στην περιοχή των Ιωαννίνων και στην συνέχεια τον Δεκέμβριο του 2021 αποχώρησε και από την κοινοπραξία με την HELLENiQ ENERGY στην περιοχή του Ιονίου, όπου είχε το 50% και τη διαχείριση, εκπληρώνοντας όμως στο ακέραιο τις συμβατικές του υποχρεώσεις που προέκυπταν από τις Συμβάσεις Μίσθωσης με το Ελληνικό Δημόσιο και

κατ' επέκταση και με τις Συμβάσεις Συνδιαχείρισης με τους εταίρους στις κοινοπραξίες.

Οι δύο ελληνικές εταιρείες πάντως συνεχίζουν τις ερευνητικές εργασίες, στην περιοχή Ιωαννίνων η Energean και στην περιοχή Ιόνιο η HELLENiQ ENERGY UPSTREAM. Η αποχώρηση της Repsol επισήμως σχετίζεται με την νέα παγκόσμια στρατηγική που ανακοίνωσε η εταιρεία τον Οκτώβριο 2020, η οποία, μεταξύ άλλων, αφορά τη δέσμευση της εταιρείας να αποχωρήσει από 14 χώρες στις οποίες δραστηριοποιούνταν στην εξερεύνηση υδρογονανθράκων, και όπου η Ελλάδα ήταν μία από αυτές τις χώρες, αλλά στην λήψη της επιχειρηματικής απόφασης συνέτειναν καθοριστικά οι αρνητικές επιχειρηματικές εμπειρίες κατά την διεξαγωγή των ερευνητικών εργασιών, κυρίως από την πλευρά των αδειοδοτήσεων και της υποστήριξης από τον κρατικό μηχανισμό σε συνδυασμό με τις εντάσεις και καθυστερήσεις των εργασιών από ενέργειες οικολογικών κινήσεων.

Επίσης, η γαλλική Total Energies το 2021 αποχώρησε αρχικά από την θαλάσσια περιοχή 2 δυτικά της Κέρκυρας (κοινοπραξία Total Energies 50% διαχειριστής με Edison 25% και HELLENiQ ENERGY UPSTREAM 25%) μεταβιβάζοντας τα δικαιώματά της στην Energean και στη συνέχεια τον Απρίλιο του 2022 από τις περιοχές Δ και ΝΔ Κρήτης (κοινοπραξία Total Energies 40% διαχειριστής με ExxonMobil 40% και HELLENiQ ENERGY UPSTREAM 20%), μεταβιβάζοντας τα δικαιώματά της στους εταίρους, εκπληρώνοντας όμως στο ακέραιο τις συμβατικές της υποχρεώσεις που προέκυπταν από τις Συμβάσεις Μίσθωσης με το Ελληνικό Δημόσιο και κατ' επέκταση και με τις Συμβάσεις Συνδιαχείρισης με τους εταίρους στις κοινοπραξίες. Η επιχειρηματική εμπειρία της Total Energies ήταν παρόμοια με αυτή που είχε η Repsol και επέτεινε αρνητικά την συνέχιση της παρουσίας της στη χώρα, ενώ ήταν η εταιρεία που συμμετείχε ενεργά στους διεθνείς διαγωνισμούς καταδεικνύοντας ενδιαφέρον για την χώρα.

Αξίζει να αναφερθεί ότι, παράλληλα με τις ανωτέρω επιχειρηματικές κινήσεις αποχώρησης από την έρευνα στην Ελλάδα διεθνών πετρελαϊκών εταιρειών, η HELLENiQ ENERGY UPSTREAM προχώρησε σε μερική αποεπένδυση από το χώρο έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων τον Αύγουστο του 2021, επιστρέφοντας στο Ελληνικό Δημόσιο τα σχετικά δικαιώματα στις χερσαίες περιοχές «ΒΔ Πελοπόννησος» και «Άρτα – Πρέβεζα», πριν καν διεξάγει τις ελάχιστες προβλεπόμενες από την Σύμβαση Μίσθωσης γεωφυσικές ερευνητικές εργασίες, δεδομένου ότι σύμφωνα με δήλωση της διοίκησης, η στρατηγική του Ομίλου είναι οι δραστηριότητες έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων να επικεντρωθούν μόνο σε θαλάσσιες περιοχές.

¹⁹ <https://www.capital.gr/oikonomia/3541093/klima-skeptikismou-gia-tis-exoruxeis-udrogonanthrakon>

²⁰ <https://e-mc2.gr/el/news/dendias-den-tha-kanoyme-aigaiο-kolpo-toy-mexikoy>

²¹ <https://www.capital.gr/oikonomia/3611260/anoixti-epistoli-pros-ton-prothupourgo-xemplokarete-tis-ependuseis-stous-udrogonanthrakes>

Επίσης, το 2021 η κοινοπραξία HELLENiQ ENERGY UPSTREAM (50%, διαχειριστής) και Energean (50%) επέστρεψαν τα δικαιώματα έρευνας στην παραχώρηση «Δυτικός Πατραϊκός Κόλπος» στο Ελληνικό Δημόσιο, ενώ σύμφωνα με παλαιότερα δημοσιευμένα στοιχεία είχαν εκτελεστεί επιτυχώς τρισδιάστατες σεισμικές καταγραφές και είχε χαρτογραφηθεί γεωλογική δομή με πιθανά ανακτήσιμα αποθέματα 140 εκατ. βαρέλια πετρελαίου. Η κοινοπραξία επικατέστηκε έλλειψη επαρκούς λιμενικής υποδομής για την διενέργεια της συμβατικής ερευνητικής γεώτρησης, την οποία είχε υποχρέωση να διεξάγει κατά την διάρκεια της τρέχουσας ερευνητικής φάσης.

Έτσι, στα τέλη του 2021, η έρευνα υδρογονανθράκων ήταν πλέον σε μια κρίσιμη καμπή, ακόμη και για την εκπλήρωση των ελάχιστων συμβατικών υποχρεώσεων που απέρρεαν από τις Συμβάσεις Μίσθωσης μεταξύ των αναδόχων εταιρειών και του Ελληνικού Δημοσίου [46] και οι οποίες μάλιστα είχαν κυρωθεί όλες από την Βουλή των Ελλήνων έχοντας πλέον ισχύ νόμου. Και όλο αυτό το υπόβαθρο εξελίσσεται στη σκιά της ενεργειακής κρίσης που αρχίζει να βαραίνει την Ευρώπη ως απόρροια των στρατηγικών επιλογών της Ευρωπαϊκής Ένωσης για άμεση και βίαιη αλλαγή του ενεργειακού μίγματος, χωρίς να έχουν εξασφαλιστεί οι αναγκαίες τεχνολογίες και υποδομές.

Ωστόσο, το 2022 υπάρχει θετική αλλαγή πλευσης από την κυβέρνηση. Υπό το πρίσμα των αρνητικών εξελίξεων του πολέμου στην Ουκρανία, της ενεργειακής κρίσης και των υψηλών τιμών ενέργειας, η ΕΕ αναθεωρεί την ενεργειακή της πολιτική και η ελληνική κυβέρνηση ακολουθεί. Χαρακτηριστική είναι η ομιλία, τον Φεβρουάριο του 2022, της Γενικής Γραμματέως Ενέργειας και Ορυκτών Πρώτων Υλών του ΥΠΕΝ κας. Αλεξάνδρας Σδούκου, στο ετήσιο συνέδριο της βιομηχανίας υδρογονανθράκων, στο πλαίσιο της EGYPS 2022, στο Κάιρο της Αιγύπτου, η οποία τόνισε τα εξής: «Χρειαζόμαστε περισσότερη έρευνα και περισσότερη παραγωγή φυσικού αερίου, ως εργαλείο μείωσης της ενεργειακής εξάρτησης μας από χώρες εκτός ΕΕ. Παραμένουμε ανοιχτοί και πρόθυμοι να οικοδομήσουμε ισχυρότερες συμμαχίες με τους υπάρχοντες επενδυτές»²².

Επιπλέον, στις αρχές Μαρτίου του 2022, πραγματοποιήθηκε σύσκεψη της πολιτικής ηγεσίας του ΥΠΕΝ και της διοίκησης της ΕΔΕΥΕΠ, που στόχο είχε να επανεκτιμηθεί αν και με ποιο τρόπο θα μπορούσαν οι έρευνητες για υδρογονάνθρακες να ενταχθούν πιο αποτελεσματικά στη «φαρέτρα» των κινήσεων που έχει καταστήσει αναγκαίες ο πόλεμος στην Ουκρανία, για διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας φυσικού αερίου. Επιστέγασμα αποτελούν οι δηλώσεις του πρωθυπουργού κ. Κ. Μητσοτάκη, που στο διάγγελμά του τον Απρίλιο του 2022 για τα μέτρα αντιμετώπισης της ενεργειακής κρίσης, είπε ότι για την ενεργειακή αυτάρκεια της χώρας, επιπρόσθετα των επενδύσεων σε ΑΠΕ, μετατροπή

της χώρας σε πύλη ενεργειακών προϊόντων και στην εξοικονόμηση ενέργειας, περιλαμβάνεται «ασφαλώς και η αξιοποίηση των εθνικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου με οικονομικό ενδιαφέρον». Ατυχώς, όμως, λίγες εβδομάδες αργότερα, δημιουργείται πάλι αναστάτωση στην αγορά, μετά την δήλωση του πρωθυπουργού σε ομιλία του στο Κατάκολο ότι η κυβέρνηση δεν θα επιτρέψει την παραγωγή πετρελαίου και ότι δεν πρόκειται να παραχωρηθούν προς έρευνα άλλες περιοχές.

Μέσα σε αυτό το κλίμα, το γεμάτο παλινωδίες και αμφιλεγόμενες τοποθετήσεις, οι εταιρείες αποφασίζουν και προχωρούν σε υλοποίηση των συμβατικών τους υποχρεώσεων και το 2022 πραγματοποιούνται επτά σεισμικές καμπάνιες σε όλες τις θαλάσσιες περιοχές που έχουν παραχωρηθεί. Η ΕΔΕΥΕΠ υποστηρίζει πλήρως τις εργασίες, ιδιαιτέρως την καταγραφή των σεισμικών σε όλο τον θαλάσσιο χώρο του Ιόνιου και δυτικά της Κρήτης. Τα δύο επόμενα έτη (2023-2024) θα είναι καθοριστικά και αποφασιστικά για το μέλλον των ερευνών, δεδομένου ότι θα γίνει η επεξεργασία και ερμηνεία των σεισμικών δεδομένων, η σύνθεση των υφιστάμενων μελετών με τα νέα ευρήματα και θα ληφθούν σημαντικές τεχνικές και επιχειρηματικές αποφάσεις από τις εταιρείες για την συνέχιση ή μη των ερευνών. Προς το παρόν, οι επίσημες δηλώσεις των εμπλεκόμενων μερών από πλευράς Ελληνικού Δημοσίου (ΕΔΕΥΕΠ, ΥΠΕΝ) είναι παραπάνω από θετικές και δημιουργούν περαιτέρω αισιοδοξία για την ανακάλυψη σημαντικών κοιτασμάτων υδρογονανθράκων [32].

Το αποτέλεσμα είναι ότι μετά από μια ενεργή επταετία (2012-2019) που διεξήχθησαν από το Ελληνικό Δημόσιο με επιτυχία 4 διεθνείς διαγωνισμοί για παραχώρηση δικαιωμάτων Έρευνας και Παραγωγής Υδρογονανθράκων, οπότε παραχωρήθηκαν σταδιακά 11 νέες περιοχές, σήμερα είναι ενεργές και εκτελούνται ερευνητικές εργασίες σε 8 περιοχές στην Ήπειρο, Ιόνιο πέλαγος και θαλάσσιο χώρο Κρήτης, πλέον φυσικά των περιοχών έρευνας και παραγωγής της παραχώρησης Πρίνου [33].

Είναι απολύτως παραδεκτό ότι το 2023 ήταν μια χρονιά με ιδιαίτερη δραστηριότητα σε όλες σχεδόν τις παραχωρηθείσες περιοχές, η οποία δικαίως επικοινωνήθηκε από το Ελληνικό Δημόσιο (ΕΔΕΥΕΠ, ΥΠΕΝ) στην παγκόσμια αγορά με εμφαντικό τρόπο. Οι κοινοπραξίες εκτέλεσαν πληθώρα γεωλογικών και γεωχημικών εργασιών αλλά κυρίως προέβησαν στην εκτέλεση γεωφυσικών σεισμικών ερευνών, δύο και τριών διαστάσεων στις θαλάσσιες περιοχές, υπερκαλύπτοντας τις συμβατικές τους υποχρεώσεις και αναδεικνύοντας έμπρακτα το τεχνικό και εμπορικό ενδιαφέρον της ενεργειακής αγοράς για την ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων στον Ελλαδικό χώρο και στην ευρύτερη γεωγραφική περιοχή της ΝΑ Μεσογείου. Η επεξεργασία και στη συνέχεια η ερμηνεία των σεισμικών απεικονίσεων με την ενσωμάτωση τους στα υπάρχοντων

²² <https://www.ot.gr/2022/02/17/energeia/se-anadiplosi-i-kyvernisi-gia-tis-ereynes-ydrogonanthrakon-stin-ellada/>

ερευνητικά δεδομένα θα επιτρέψουν στις εταιρείες την πλήρη τεχνική, περιβαλλοντική, εμπορική και επιχειρηματική αξιολόγηση για την διενέργεια ερευνητικών γεωτρήσεων για τον εντοπισμό η μη κοιτασμάτων υδρογονανθράκων.

Οι ανάδοχοι εταιρείες μέχρι στιγμής φαίνεται λοιπόν ότι πληρούν τις συμβατικές τους υποχρεώσεις και επιδιώκουν συνεργασία με την εποπτεύουσα αρχή ΕΔΕΥΕΠ και το αρμόδιο υπουργείο ΥΠΕΝ για να ξεπεραστούν οι εγγενείς γραφειοκρατικές καθυστερήσεις κυρίως σε επίπεδο αδειοδοτήσεων (περιβαλλοντικές μελέτες, NAVTEX ναυσιπλοΐας κλπ). Στις τελικές επιχειρηματικές αποφάσεις των εταιρειών σημαντικό κριτήριο θα αποτελέσει η περαιτέρω στάση και αποφάσεις του Ελληνικού Δημοσίου, όπως αυτό εκφράζεται θεσμικά σε κυβερνητικό, εποπτικό, αδειοδοτικό επίπεδο (ΥΠΕΝ, ΕΔΕΥΕΠ) αλλά και δικαστικό - νομικό (εκδίκαση - έκδοση αποφάσεων από Ελεγκτικό Συνέδριο, ΣΤΕ κλπ) και σε συνδυασμό με ορισμένες αρνητικές δηλώσεις κυβερνητικών στελεχών ακόμη και σε ανώτατο επίπεδο.

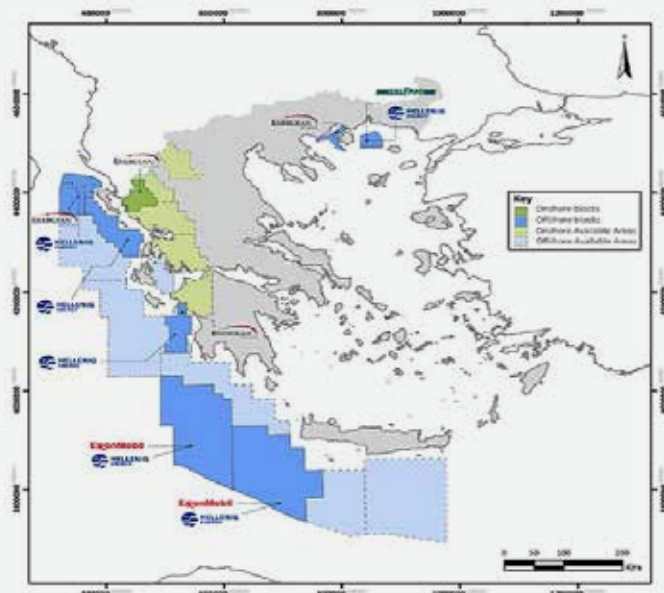
Παράλληλα η διεθνής πετρελαϊκή αγορά, είδε πολύ θετικά την «έκρηξη» των ερευνών το 2023 και αντέδρασε θετικά. Με βάση τα δημοσιεύματα αλλά και τις κινήσεις στην διεθνή αγορά είναι σαφές και εκδηλωμένο το σοβαρό ενδιαφέρον αρκετών εταιρειών να εισέλθουν στην ελληνική αγορά και να επενδύσουν στην έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων. Δυστυχώς όμως το Ελληνικό Δημόσιο τηρεί «σιγή ιχθύος» ενώ, σύμφωνα με τα διεθνή κρατούντα σε ανάλογες περιπτώσεις, θα έπρεπε να εκμεταλλευτεί την εξαιρετική συγκυρία για να προωθήσει κατ' αρχήν στην αγορά θετικά μηνύματα (με παρουσιάσεις σε συνέδρια, άρθρα σε τεχνικά περιοδικά κλπ) και να προχωρήσει άμεσα σε

νέους διεθνείς διαγωνισμούς για την παραχώρηση και άλλων περιοχών για έρευνα και παραγωγή.

Η διεθνής αγορά περιμένει μάταια την προκήρυξη νέων θαλάσσιων περιοχών στην Κρήτη και το Ιόνιο Πέλαγος, όπως είχε προαναγγείλει η ΕΔΕΥΕΠ από το 2019, όταν μάλιστα οι δηλώσεις στελεχών του Δημοσίου είναι θετικές για τα αποτελέσματα των ερευνών του 2023. Από την άλλη, οι δηλώσεις του ΠΘ (Κατάκολο 2022) κινούνται στην αντίθετη κατεύθυνση, διαμηνύοντας ότι δεν θα παραχωρηθούν νέες περιοχές και δεν θα προκηρυχθούν ξανά επιστραφείσες περιοχές, και συνάδουν με την απραξία της ΕΔΕΥΕΠ. Και μέσα σε αυτό αντικρουόμενο κλίμα δημοσιεύεται χάρτης παραχωρήσεων στο υπό διαβούλευση ΕΣΕΚ (Αύγουστος 2024) στον οποίο φαίνονται «available areas» (5 θαλάσσιες και 4 χερσαίες). Παρόμοιος - όχι ο ίδιος - είναι και ο χάρτης της ΕΔΕΥΕΠ, στον οποίο φαίνονται τέσσερις ως «ανοιχτές περιοχές», που είναι αυτές οι οποίες είχαν παραχωρηθεί μέσω διεθνών διαγωνισμών και επεστράφησαν πρόσφατα.

Στο σημείο αυτό να υπενθυμίσουμε ότι σύμφωνα με τον Ν 4001/11, όπως αυτός ισχύει, και την υπάρχουσα εμπειρία τεσσάρων διεθνών διαγωνισμών, για να υπάρχουν «διαθέσιμες περιοχές» ή «ανοιχτές περιοχές» πρέπει ο «ο Υπουργός Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής με ανακοίνωση που δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως και αποστέλλεται για δημοσίευση στην Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης γνωστοποιεί τις διαθέσιμες περιοχές, καθώς και κάθε σχετική με αυτές ειδικότερη πληροφορία. Για κάθε σημαντική μεταβολή των πληροφοριών αυτών δημοσιεύεται συμπληρωματική ανακοίνωση», το οποίο σήμερα δημοσίως δεν γνωστό ότι συμβαίνει.

Χάρτης 5: Χάρτης παραχωρήσεων



Πηγή: ΕΣΕΚ (Αναθεωρημένο Σχέδιο, Αύγουστος 2024, σ. 348 Εικόνα 12)

Ειδικότερα, σύμφωνα με τον Ν4001/11, τα δικαιώματα για Ε&Π υδρογονανθράκων σε συγκεκριμένες περιοχές παραχωρούνται πάντοτε αποκλειστικά μέσω διεθνών διαγωνισμών που προκηρύσσονται από το Ελληνικό Δημόσιο. Οι προς παραχώρηση περιοχές είναι κατόπιν επιλογής νέων περιοχών είτε περιοχών που είχαν παραχωρηθεί και επεστράφησαν είχαν περιληφθεί σε προηγούμενους διαγωνισμούς και δεν παραχωρήθηκαν (open door), είτε τέλος κατόπιν εκδήλωσης ενδιαφέροντος από εταιρείες για συγκεκριμένες περιοχές και αποδοχή του αιτήματος από το Δημόσιο. Στον χάρτη όμως του ΕΣΕΚ φαίνονται ως «διαθέσιμες» πέντε θαλάσσιες και μια χερσαία νέες περιοχές (sic), καθώς και τρεις χερσαίες μια θαλάσσια που επεστράφησαν πριν καν ολοκληρωθούν οι έρευνες. Οι τελευταίες αποτυπώνονται ως «ανοιχτές» και στον χάρτη της ΕΔΕΥΕΠ (μεταξύ των άλλων φήμες στην αγορά ισχυρίζονται ότι για την μια περιοχή είναι σε εξέλιξη δικαστική διαμάχη μεταξύ του Δημοσίου και των αναδόχων εταιρειών).

Πέραν των ανωτέρω η αγορά διατυπώνει ερωτήματα σχετικά με την βούληση και τις τυχόν κινήσεις υποστήριξης του Ελληνικού Δημοσίου όσον αφορά

την ύπαρξη / δημιουργία κρίσιμων υποδομών για την διενέργεια θαλασσιών γεωτρήσεων, δεδομένου ότι οι υπάρχουσες λιμενικές υποδομές είτε είναι ακατάλληλες είτε συναντούν την άρνηση των τοπικών παραγόντων για την χρησιμοποίησή τους.

Τελευταίο, αλλά εξίσου σημαντικό, που προβληματίζει τις πετρελαϊκές εταιρείες είναι η αντίδραση περιβαλλοντικών οργανώσεων οι οποίες κωλυσιοεργούν τις ερευνητικές εργασίες κυρίως μέσω νομικών προσφυγής και σε μικρότερη κλίμακα με ακτιβιστικές ενέργειες.

Τα εύλογα ερωτηματικά είναι πολλά και αναπάντητα σχετικά με την επιθυμία του Ελληνικού Δημοσίου να ερευνήσει και να παράξει υδρογονάνθρακες, αλλάζοντας το status quo της χώρας σε οικονομικό, κοινωνικό και γεωπολιτικό επίπεδο. Το μόνο σίγουρο είναι ότι ενώ αναδεικνύεται σταδιακά, μέσα από τις έρευνες, το θετικό δυναμικό ύπαρξης πολύ μεγάλων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων, η κρατική εικόνα προς την ενεργειακή αγορά δεν ανταποκρίνεται πειστικά για την προσέλκυση εταιρειών οι οποίες θα ρισκάρουν και θα επενδύσουν εκατοντάδες εκατομμύρια δολάρια.

Τρέχουσα κατάσταση ερευνητικών εργασιών

Σύμφωνα με την ΕΔΕΥΕΠ, οι εργασίες που έχουν εκτελεστεί στις παραχωρηθείσες περιοχές με βάση τις υφιστάμενες Συμβάσεις Μίσθωσης μεταξύ του Ελληνικού Δημοσίου και των αναδόχων εταιρειών είναι:

Χάρτης 6: Χάρτης ενεργών συμβάσεων Έρευνας και Παραγωγής



Πηγή: ΕΔΕΥΕΠ

Περιοχή Ιόνιο και Περιοχή 10

Περιοχή 10 Σύμβαση Μίσθωσης:

N 4630/19 (ΦΕΚ Α'155/10.10.2019)

Σύμβαση Μίσθωσης:

v4629/19 (ΦΕΚ Α'154/10.10.2019)

Στάδιο: 2η τριετής Ερευνητική Φάση
(09 Ιουλίου 2026)

Μισθωτής: HELLENiQ ENERGY UPSTREAM (100%)

Το μπλοκ Ιονίου βρίσκεται στο Βόρειο Ιόνιο και καλύπτει μέρος της Απούλιας πλατφόρμας και της προ-Απούλιας ζώνης. Οι υπεράκτιες ανακαλύψεις πετρελαίου και φυσικού αερίου στην Αλβανία και την Ιταλία αποτελούν ασφαλείς ενδείξεις ενός λειτουργικού πετρελαϊκού συστήματος στο μπλοκ του Ιονίου. Στην περιοχή έχει αποδειχθεί η δυνατότητα δημιουργίας πετρελαίου από τα μητρικά πετρώματα Άνω Τριαδικής ηλικίας (Sabkha – λιμναία περιβάλλοντα), αποθέσεις στις λεκάνες εντός της πλατφόρμας ηλικίας Άνω Λιάσσιου, καθώς και από τις λιμναίες, πλούσιες σε οργανική ύλη, φάσεις στα ανοικτά της Απούλιας πλατφόρμας.

Το «Μπλοκ 10» βρίσκεται στον Κυπαρισσιακό Κόλπο, στη θαλάσσια περιοχή της δυτικής Πελοποννήσου. Τα βάθη του νερού κυμαίνονται από 500 μ. έως 2.500 μ. Το αποδεδειγμένο πετρελαϊκό σύστημα στη γειτονική αδειοδοτημένη περιοχή του Δυτικού Κατακόλου, σε συνδυασμό με το μεγάλο αριθμό επιφανειακών φυσικών διαφυγών πετρελαίου και φυσικού αερίου στην ευρύτερη περιοχή, καθιστούν το «Μπλοκ 10» ως μία ιδιαίτερως ενδιαφέρουσα περιοχή. (πηγή ΕΔΕΥΕΠ)

Έχει ολοκληρωθεί το ελάχιστο συμβατικό τεχνικό πρόγραμμα της τρέχουσας ερευνητικής φάσης και των δύο παραχωρήσεων, δεδομένου ότι ο Μισθωτής έχει εκτελέσει γεωλογικές, γεωχημικές και περιβαλλοντικές μελέτες, επανεπεξεργασία συνολικά 3.000 χλμ υπαρχόντων σεισμικών καταγραφών, και πρόσκτηση νέων 2.800 χιλιομέτρων 2D σεισμικών δεδομένων (1.200 χλμ στην περιοχή 10 και 1.600 χλμ στην περιοχή Ιόνιο το 1ο τρίμηνο 2022).

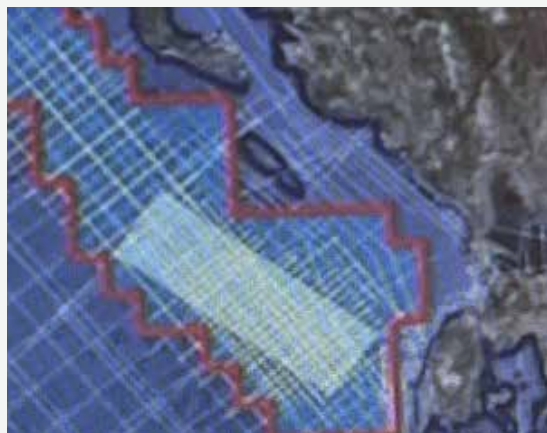
Ο Μισθωτής μετά την επεξεργασία και ερμηνεία των δισδιάστατων σεισμικών δεδομένων προχώρησε άμεσα το 4ο τρίμηνο 2022, επιπλέον των συμβατικών του υποχρεώσεων στην πρώτη ερευνητική φάση και εκτελώντας ουσιαστικά τις υποχρεώσεις της επόμενης φάσης, σε καταγραφή τρισδιάστατων σεισμικών δεδομένων 2.430 τετ. χλμ. στην περιοχή 10 και 1.150 τετ. χλμ. στην περιοχή Ιόνιο.

Τα νέα σεισμικά δεδομένα είναι πλέον σε στάδιο επεξεργασίας, για να ακολουθήσει η ερμηνεία τους και σύνθεση με όλα τα υπάρχοντα γεωλογικά, γεωφυσικά και γεωτρητικά δεδομένα, ώστε να εντοπιστούν με μεγαλύτερη ακρίβεια περιοχές και γεωλογικοί στόχοι, πριν ληφθούν οι οριστικές

επιχειρηματικές αποφάσεις για την εκτέλεση ερευνητικών γεωτρήσεων. Σημειώνεται ότι η τρέχουσα 2η Ερευνητική Φάση, σύμφωνα με την Σύμβαση Μίσθωσης, δεν περιλαμβάνει υποχρεωτική εκτέλεση γεωτρήσεων οι οποίες (μία ανά περιοχή) περιλαμβάνονται στην 3η Φάση με την καταβολή ανάλογης εγγυητικής επιστολής[49]. Πλέον θα είναι ενδιαφέρουσα η επιχειρηματική στρατηγική που θα επιλέξει να ακολουθήσει ο Μισθωτής σε αυτές τις εξαιρετικά ελπιδοφόρες περιοχές για ανακάλυψη κοιτασμάτων υδρογονανθράκων, θα περιμένει και θα προχωρήσει δηλαδή σε εκτέλεση των υποχρεωτικών γεωτρήσεων (μια τουλάχιστον ανά περιοχή) στην επόμενη ερευνητική φάση μετά τον Ιούλιο 2026 οπότε θα εισέλθει στην 3η.

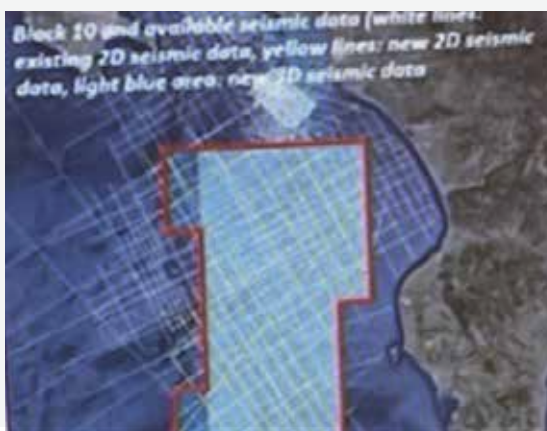
Ερευνητική Φάση η θα προχωρήσει νωρίτερα κατά τη διάρκεια αυτής της φάσης, διαπραγματευόμενος τις συμβατικές υποχρεώσεις της υφιστάμενης Σύμβασης Μίσθωσης με το Ελληνικό Δημόσιο. Φυσικά δεν πρέπει να αποκλείονται από τον Μισθωτή και άλλες επιχειρηματικές κινήσεις, συνήθειες στην βιομηχανία, με ολική πώληση δικαιωμάτων σε άλλη εταιρεία η μερική πώληση και δημιουργία κοινοπραξίας και την διατήρηση η μη του ρόλου του Διαχειριστή (Operator).

Χάρτης 7: Χάρτης σεισμικών 2D 3D περιοχή Ιόνιο



Πηγή:ΕΔΕΥΕΠ

Χάρτης 8: Χάρτης σεισμικών 2D 3D περιοχή 10



Πηγή:ΕΔΕΥΕΠ

Περιοχή Ιωάννινα

Ημερομηνία Έναρξης: 03/10/2014

Σύμβαση Μίσθωσης: Ν 4300/14 (ΦΕΚ Α'222/03,10,2014)

Στάδιο: 2η Ερευνητική Φάση

Μισθωτής: Energean (100%)



Πρόκειται για την πλέον ώριμη παραχώρηση από πλευράς ερευνητικών εργασιών, με σημαντικές όμως χρονικά καθυστερήσεις από την έναρξη των εργασιών. Η περιοχή έχει δώσει αποδεδειγμένα πετρέλαιο και φυσικό αέριο στην Αλβανία, την Ιταλία και την Κροατία. Περισσότερα από 100 εκ. βαρέλια πετρελαίου και 30 τρισ. κυβ. πόδια φυσικού αερίου έχουν ανακαλυφθεί σε περιοχές που σχετίζονται με την ευρύτερη περιοχή.

Στην περιοχή έχει ολοκληρωθεί το ελάχιστο τεχνικό πρόγραμμα με γεωλογικές, γεωχημικές και περιβαλλοντολογικές μελέτες καθώς και καταγραφή, επεξεργασία και ερμηνεία 400 Km 2D σεισμικών δεδομένων και έχει εντοπισθεί τουλάχιστον ένας ερευνητικός στόχος. Η εταιρεία προτίθεται να διεξάγει την γεώτρηση «Hπειρος 1» στην περιοχή Γιουργάνιστα (Δήμος Ζίτσας) και ήδη έχουν ολοκληρωθεί οι διαδικασίες για την λήψη των εγκρίσεων των περιβαλλοντικών μελετών με την ολοκλήρωση της απαιτούμενης δημόσιας διαβούλευσης και ενημερώσεις της εταιρείας με τις τοπικές κοινωνίες. Η θέση της γεώτρησης έχει επιλεγεί σε χορτολιβαδικές εκτάσεις σε μεγάλη απόσταση από προστατευόμενες περιοχές Natura και οι εγκεκριμένες περιβαλλοντικές μελέτες καλύπτουν λεπτομερώς όλο το φάσμα των εργασιών που θα εκτελεστούν και είναι πλήρως συμβατές με την νομοθεσία και τις πιο αυστηρές προδιαγραφές της βιομηχανίας.

Παράλληλα, συνεχίζεται η συνεργασία του Μισθωτή με ΕΔΕΥΕΠ και ΥΠΕΝ για την ολοκλήρωση των αδειοδοτήσεων με στόχο την εκτέλεση της ερευνητικής γεώτρησης το συντομότερο δυνατόν, η πρώτη στην πολλά υποσχόμενη χερσαία περιοχή μετά από πολλά έτη αδράνειας, για την ακρίβεια ενώ η γεώτρηση θα είναι η 17η που πραγματοποιείται στη ιστορία της Ηπείρου, είναι η πρώτη έπειτα από 22 χρόνια, μετά την ανεπιτυχή γεώτρηση «Δήμητρα» στο Καλπάκι (θέση γεώτρησης – πηγή Energean). Το σύνολο των επιπτώσεων που προβλέπονται στη ΜΠΚΕ χαρακτηρίζονται από μικρές έως αμελητέες για το φυσικό περιβάλλον, τις ανθρωπογενείς δραστηριότητες καθώς και το ατμοσφαιρικό και ακουστικό περιβάλλον και

είναι περιορισμένες στον χώρο του εργοταξίου. Η προετοιμασία του χώρου θα απαιτήσει περίπου 220 ημέρες, η εκτέλεση της γεώτρησης περίπου 130 ημέρες και οι παρεμβάσεις στην οδοποιία 84 ημέρες. Η συνολική διάρκεια υλοποίησης του έργου ανέρχεται σε περίπου 12 μήνες. Σε περίπτωση ανακάλυψης και εν συνεχεία επιβεβαίωσης και αποτίμησης εκμεταλλεύσιμου κοιτάσματος, η Energean θα δηλώσει την εκμεταλλευσιμότητα του κοιτάσματος και θα προχωρήσει στην κατάρτιση Σχεδίου Ανάπτυξης και Περιβαλλοντικής Προστασίας, το οποίο θα υποβάλει προς έγκριση στο Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Για το σύνολο των εργασιών που θα απαιτηθούν στη συνέχεια θα καταρτισθούν και θα υποβληθούν προς διαβούλευση αυτοτελείς Μελέτες Περιβαλλοντικών και Κοινωνικών Επιπτώσεων. Σε περίπτωση μη ανακάλυψης, η έκταση θα αποκατασταθεί πλήρως στη σημερινή της μορφή (Πηγή ΜΠΚΕ Energean).

Το σύνολο των επιπτώσεων που προβλέπονται στη ΜΠΚΕ χαρακτηρίζονται από μικρές έως αμελητέες για το φυσικό περιβάλλον, τις ανθρωπογενείς δραστηριότητες καθώς και το ατμοσφαιρικό και ακουστικό περιβάλλον και είναι περιορισμένες στον χώρο του εργοταξίου. Η προετοιμασία του χώρου θα απαιτήσει περίπου 220 ημέρες, η εκτέλεση της γεώτρησης περίπου 130 ημέρες και οι παρεμβάσεις στην οδοποιία 84 ημέρες. Η συνολική διάρκεια υλοποίησης του έργου ανέρχεται σε περίπου 12 μήνες.

Σε περίπτωση ανακάλυψης και εν συνεχεία επιβεβαίωσης και αποτίμησης εκμεταλλεύσιμου κοιτάσματος, η Energean θα δηλώσει την εκμεταλλευσιμότητα του κοιτάσματος και θα προχωρήσει στην κατάρτιση Σχεδίου Ανάπτυξης και Περιβαλλοντικής Προστασίας, το οποίο θα υποβάλει προς έγκριση στο Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Για το σύνολο των εργασιών που θα απαιτηθούν στη συνέχεια θα καταρτισθούν και θα υποβληθούν προς διαβούλευση αυτοτελείς Μελέτες Περιβαλλοντικών και Κοινωνικών Επιπτώσεων. Σε περίπτωση μη ανακάλυψης, η έκταση θα αποκατασταθεί πλήρως στη σημερινή της μορφή (Πηγή ΜΠΚΕ Energean).

Χάρτης 9: Θέση γεώτρησης «Hπειρος 1»



Πηγή: Energean

Περιοχή Δυτική και Νοτιοδυτική Κρήτη

Ημερομηνία Έναρξης: 10/10/2019

Σύμβαση Μίσθωσης: N 4631/19

(ΦΕΚ Α'156/10,10,2019)

Σύμβαση Μίσθωσης: N 4628/19

(ΦΕΚ Α'153/10,10,2019)

Στάδιο: 1η Ερευνητική Φάση (δύο έτη παράταση,

τέλος φάσης 10 Οκτωβρίου 2024)

Μισθωτής: Exxon Mobil (70%, διαχειριστής) και

HELLENiQ ENERGY UPSTREAM (30%)



Οι περιοχές βρίσκονται στη θαλάσσια περιοχή της Κρήτης. Σύμφωνα με τα διαθέσιμα γεωφυσικά δεδομένα του 2012, υπάρχουν ενδείξεις ανθρακικών δομών, ανάλογες με τις πρόσφατες ανακαλύψεις φυσικού αερίου που έγιναν στην Ανατ. Μεσόγειο (Αίγυπτος και Κύπρος).

Πρόκειται για τις πλέον υποσχόμενες περιοχές του ελλαδικού χώρου για την ύπαρξη μεγάλων κοιτασμάτων φυσικού αερίου, όπως φάνηκε από τις αρχικές σεισμικές καταγραφές, αλλά και ταυτόχρονα είναι από τις λιγότερο εξερευνημένες περιοχές, γεγονός που καθιστά επιτακτική την ανάγκη πρόσκτησης και άλλων σεισμικών δεδομένων (σε πυκνότερο δίκτυο καταγραφών) σε συνδυασμό με κατάρτιση γεωλογικών και γεωχημικών μελετών.

Η κοινοπραξία μετά την αποχώρηση της Total Energies, που ήταν διαχειριστής, συνεχίζει τις έρευνες με διαχειριστή την ExxonMobil που αύξησε την συμμετοχή από 40% σε 70% και την HELLENiQ ENERGY UPSTREAM που επίσης συνεχίζει να συμμετέχει με 30% (από 20% που κατείχε αρχικά). Η κοινοπραξία προχώρησε, με άμεση συνεργασία με την ΕΔΕΥΕΠΕΠ, στην καταγραφή δισδιάστατων σεισμικών το α' τρίμηνο του 2023. Κατά την διάρκεια των καταγραφών, με βάση τα προκαταρκτικά αποτελέσματα της αρχικής εν πλοεπεξεργασίας, αποφασίστηκε από τον διαχειριστή η πύκνωση του δικτύου με καταγραφή περισσότερων σεισμικών δεδομένων από την συμβατική υποχρέωση των 3.250 χλμ ανά περιοχή.

Σύμφωνα με δημοσιευμένα στοιχεία της ΕΔΕΥΕΠ, κατεγράφησαν σχεδόν διπλάσια χιλιόμετρα από την συμβατική υποχρέωση (12.278 χλμ), γεγονός που ερμηνεύεται ότι υπάρχουν θετικές ενδείξεις για την χαρτογράφηση γεωλογικών στόχων. Εκτιμάται ότι η κοινοπραξία, με βάση τα αποτελέσματα των σεισμικών και των γεωλογικών και γεωχημικών μελετών, θα πάρει επιχειρηματικές αποφάσεις για την είσοδο στην επόμενη ερευνητική φάση μέσα στα χρονικά πλαίσια των συμβατικών υποχρεώσεων. Η κοινοπραξία πρόσφατα (2024) εκτέλεσε τρισδιάστατες σεισμικές έρευνες (874 τ. χλμ) στη ΝΔ περιοχή, οπότε είναι σαφές ότι στη συγκεκριμένη περιοχή εστιάζεται σήμερα το τεχνικό ενδιαφέρον για την εκτέλεση ερευνητικής γεώτρησης στο αμέσως επόμενο διάστημα.

Ενώ η εκτέλεση των ανωτέρων σεισμικών ερευνών τόσο από ποσοτικής (πυκνό δίκτυο δισδιάστατων) όσο και από ποιοτικής (τρειςδιάστα) αποδεικνύει έμπρακτα το τεχνικό και εμπορικό ενδιαφέρον της κοινοπραξίας σε συγκεκριμένα τμήματα των περιοχών, παράλληλα προκαλεί σημαντικά ερωτηματικά για την συνέχιση ή μη των ερευνών στην απομένουσα έκταση των παραχωρημένων περιοχών, η οποία πέραν του πολύ μεγάλου μεγέθους εκτιμάται ότι έχει γεωλογικούς στόχους προς περαιτέρω διερεύνηση.

Η επόμενη τριετής ερευνητική φάση έχει ως συμβατική υποχρέωση, ανά περιοχή, την πρόσκτηση τρισδιάστατων σεισμικών δεδομένων, με υποχρέωση ερευνητικής γεώτρησης κατά την Τρίτη Φάση των ερευνών. Δεν αποκλείεται όμως η κοινοπραξία, αναλόγως της ερμηνείας των σεισμικών και του μεγέθους των γεωλογικών στόχων, να προχωρήσει σε ερευνητικές γεωτρήσεις κατά την επόμενη φάση ώστε να επιβεβαιώσει την ύπαρξη «πετρελαϊκού συστήματος» και σε περίπτωση επιτυχίας να διεξάγει περαιτέρω τρισδιάστατα σεισμικά κατά τις εργασίες περιχαράκωσης πιθανών ανακαλύψεων.

Επισημαίνεται ότι το πετρελαϊκό σύστημα της περιοχής παραμένει άγνωστο και οι γεωτρήσεις θα δώσουν σημαντικά δεδομένα κυρίως σχετικά με την ύπαρξη μητρικών πετρωμάτων και ταμειυτήρων. Αυτό σημαίνει ότι προς το παρόν δεν υπάρχει βεβαιότητα ως προς την φύση των πιθανών κοιτασμάτων (φυσικό αέριο, πετρέλαιο κλπ) όσο και εάν τα υπάρχοντα γεωχημικά μοντέλα και τα ανάλογα από γειτονικές περιοχές συγκλίνουν στην ύπαρξη φυσικού αερίου. Οι δηλώσεις της πολιτικής ηγεσίας (Κατάκτολο 2022) ότι στην περίπτωση ανακάλυψης πετρελαίου δεν θα προχωρήσουν οι επιχειρηματικές δραστηριότητες, εάν δεν λειτουργούν αποτρεπτικά προκαλούν τουλάχιστον ανησυχία στις εταιρείες οι οποίες καλούνται να δαπανήσουν πολλές δεκάδες εκατομμύρια δολάρια για την εκτέλεση ερευνητικών γεωτρήσεων αναλαμβάνοντας τον τεχνικό κίνδυνο αποτυχίας.

Χάρτης 10: Σεισμικές έρευνες 2D 3D στην περιοχή ΝΔ Κρήτη



Πηγή: ΕΔΕΥΕΠ

Περιοχή «Κατάκολο»

Ημερομηνία Έναρξης: Οκτώβριος 2014

Σύμβαση Μίσθωσης: Ν 4298/14 (ΦΕΚ Α΄220/03,10,2014)

Στάδιο: Ανάπτυξη και Παραγωγή (25 έτη από 2016)

Μισθωτής: Energean (100%)

Το κοίτασμα του Κατακόλου, το οποίο βρίσκεται στη δυτική ακτή της Πελοποννήσου, ανακαλύφθηκε στις αρχές της δεκαετίας του 1980 από την ΔΕΠ και είναι έως σήμερα η μοναδική περιοχή στη Δυτική Ελλάδα με αποδεδειγμένη ανακάλυψη πετρελαίου και φυσικού αερίου. Τα ανακτήσιμα αποθέματα υπολογίζονται σε 18 εκατομμύρια boe. Πιο συγκεκριμένα, η υπεράκτια περιοχή έχει επιβεβαιωμένα αποθέματα πετρελαίου και φυσικού αερίου, ενώ η χερσαία περιοχή είναι πολλά υποσχόμενη για ρηχές ανακαλύψεις βιογενούς αερίου. Τον Αύγουστο του 2016, ο Μισθωτής προχώρησε στη γνωστοποίηση της εκμεταλλευσιμότητας του κοιτάσματος «Δυτικό Κατάκολο» και εισήλθε σε μία 25ετή άδεια εκμετάλλευσης. Η παραγωγή αναμένεται να αρχίσει κατόπιν εγκρίσεως της σχετικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων. Η δημόσια διαβούλευση, όμως, ενώ έχει ολοκληρωθεί από το 2020, εκκρεμεί ακόμη η τελική έγκριση, με προφανές αποτέλεσμα την δημιουργία ερωτηματικών για την αποτελεσματική λειτουργία των κρατικών υπηρεσιών αδειοδοτήσεων.

Παραχώρηση Πρίνου

Στάδιο: Έρευνας και Εκμετάλλευσης (25 έτη)

Μισθωτής: Energean (100%)

Η εξερεύνηση στη λεκάνη του Πρίνου ξεκίνησε τη δεκαετία του 1970 και η πρώτη ανακάλυψη έγινε το 1974 στο πεδίο του Πρίνου. Η παραγωγή αργού πετρελαίου ξεκίνησε το 1981. Η πρωτογενής παραγωγή πετρελαίου στην Ελλάδα πραγματοποιείται στα κοιτάσματα Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και σύντομα στην Έψιλον στον κόλπο της Καβάλας (8 χλμ. δυτικά της Θάσου και 18 χλμ. νότια των παραλίων της Καβάλας). Η παραγωγή ξεκίνησε στις αρχές του 1981, με αρχικούς ρυθμούς στα 9.000 βαρέλια ημερησίως και κορυφώθηκε περίπου στα 28.000 βαρέλια ημερησίως την περίοδο 1982-1986. Έκτοτε, η παραγωγή έχει μειωθεί σημαντικά, υποχωρώντας κάτω και από τα 1.500 βαρ./ημέρα με σημάδια ανάκαμψης από το 2016. Ειδικότερα, η συνολική εγχώρια παραγωγή ανήλθε σε 206 χιλ. τόνους το 2018 (περίπου 4.300 βαρέλια την ημέρα), επίπεδο που είναι το υψηλότερο από το 2000, ενώ περισσότερα από 2.3 εκατ. τόνοι αργού πετρελαίου έχουν παραχθεί από το 2000 και έπειτα.

Το κοίτασμα έχει παράγει περισσότερα από 125 εκατομμύρια βαρέλια από το 1981. Το πετρέλαιο από το κοίτασμα του Πρίνου είναι μέτρια βαρύ (27- 28° API), υποκορεσμένο και ξινό με περιεκτικότητα σε διαλυμένο αέριο 674scf/bbl (120m³/m³). Η τελευταία τρισδιάστατη σεισμική έρευνα που διεξήχθη το 2015 στην περιοχή του Πρίνου οδήγησε σε αύξηση των αποθεμάτων 2P και 2C του πεδίου και στον εντοπισμό πολλών άλλων πιθανών παραστάσεων και προοπτικών στην περιοχή. Το συγκρότημα πεδίου είναι επιλέξιμο για χρηματοδότηση μέσω του RRF για την ανάπτυξη της πρώτης εγκατάστασης CCS στην Ελλάδα.

Το κοίτασμα «Βόρειος Πρίνος» αναπτύχθηκε ως δορυφορικό κοίτασμα του «Πρίνου» το 1996, με την παραγωγή του να αρχίζει το επόμενο έτος και με παραγόμενες ποσότητες 3.000 βαρελιών την ημέρα. Το 2009 διενεργήθηκε μια νέα κεκλιμένη γεώτρηση εκτεταμένης οριζόντιας μετατόπισης, φθάνοντας σε συνολικό βάθος 4.370 μ. Το πετρέλαιο είναι σχετικά βαρύ (17-24° API), όξινο, με διαλυμένη ποσότητα αερίου 253κυβ. πόδια/βαρέλι (45 κυβ. μ./κυβ.μ.), 20-30%

υδρόθειο (H₂S) κι υψηλή ποσότητα ρητινών και ασφαλτενίων.

Το κοίτασμα Έψιλον ανακαλύφθηκε τη δεκαετία του 1990, όταν η γεώτρηση E-1 επιβεβαίωσε αποθέματα αργού πετρελαίου σε βάθος περίπου 2,800 mTVDSS. Το πετρέλαιο από το «Έψιλον» είναι ελαφρύ (360 API), με 8-14% σε υδρόθειο, και ποσότητα διαλυμένου αερίου ύψους 349 κυβ. πόδια/βαρέλι (62,1 κυβ. μ./κυβ. μ.).

Η εταιρεία που εκμεταλλεύεται τα κοιτάσματα της περιοχής του Πρίνου είναι η Energean, η μόνη εταιρεία που παράγει πετρέλαιο στην Ελλάδα, η οποία εκτιμά ότι τα εναπομείναντα αποθέματα των συγκεκριμένων κοιτασμάτων είναι της τάξης των 100 εκατ. βαρελιών (2P+2C).

Σημειώνεται ότι ως συνέπεια της πανδημίας του COVID19 και της κατάρρευσης των τιμών πετρελαίου, τον Απρίλιο και τον Μάιο του 2020, η ανάδοχος εταιρεία Energean ανακοίνωσε τη διακοπή των δραστηριοτήτων της στο συγκρότημα του Πρίνου και έκανε αίτηση στο ελληνικό κράτος για κρατική ενίσχυση με βάση το προσωρινό πλαίσιο για τις κρατικές ενισχύσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το προτεινόμενο επιχειρηματικό σχέδιο αφορά τον τρόπο με τον οποίο η Energean θα χρησιμοποιήσει την κρατική χρηματοδότηση για την υλοποίηση του σχεδίου ανάπτυξης του πεδίου Έψιλον, η εκμετάλλευση του οποίου θα παράτεινε τη διάρκεια ζωής του συγκροτήματος του Πρίνου κατά 10 έως 15 χρόνια. Μακροπρόθεσμα, η εταιρεία σχεδιάζει την διοχέτευση CO₂ για να ενισχύσει την ανάκτηση πετρελαίου και να παρέχει πολλαπλές ευκαιρίες συνεργειών για τη μετατροπή στο μέλλον των εξαντλημένων ταμιευτήρων του Πρίνου σε μόνιμες εγκαταστάσεις αποθήκευσης του δεσμευμένου CO₂.

Σύμφωνα με ενημέρωση της εταιρείας στις αρχές Ιανουαρίου του 2022 [34], η Energean προχώρησε στη σύναψη δανείου ύψους €90.5 εκατ. με την Τράπεζα Εμπορίου και Ανάπτυξης Ευξείνου Πόντου (ΤΕΑΕΠ – Παρευξείνια Τράπεζα). Με το δάνειο θα χρηματοδοτηθούν τα επενδυτικά σχέδια της Energean, κυρίως για την ανάπτυξη του κοιτάσματος Έψιλον αλλά και για την περαιτέρω ανάπτυξη των άλλων κοιτασμάτων του Πρίνου, ενώ θα υποστηρίξει τόσο τις ανάγκες σε κεφάλαια κίνησης όσο και επενδύσεις στις υποδομές του συγκροτήματος του Πρίνου.

Η πρώτη φόρτωση πετρελαίου από την παραγωγή του Πρίνου πραγματοποιήθηκε με απόλυτη ασφάλεια από τις εγκαταστάσεις της Energean στην Καβάλα τις πρώτες ημέρες του 2024. Συνολικά, παραδόθηκαν 220.000 βαρέλια αργού πετρελαίου, με αγοραστή την BP, με το

χαρακτηριστικό ότι σε αυτά περιλαμβάνεται και παραγωγή από το κοίτασμα Έψιλον, η οποία επανεκκίνησε τον Νοέμβριο του 2023.

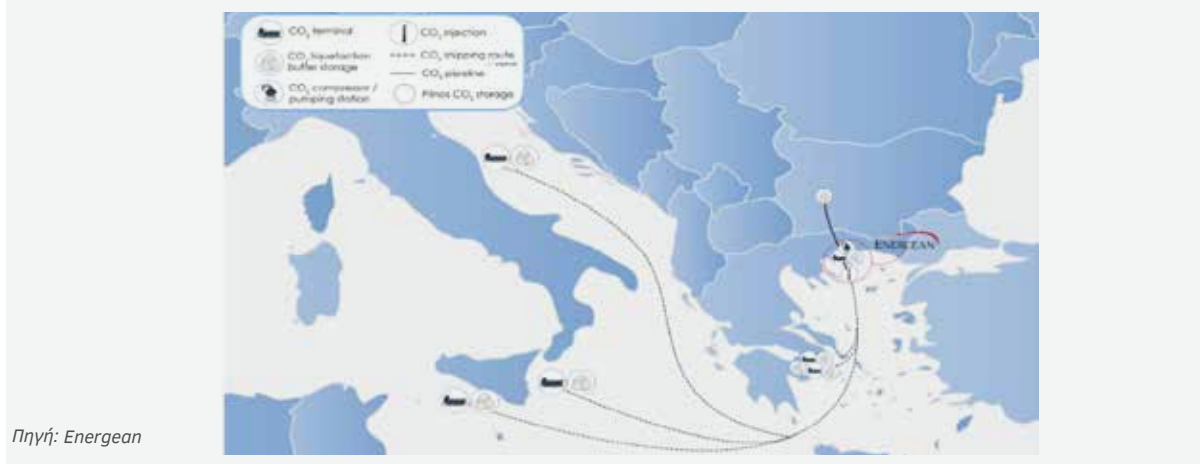
Η Energean προχώρησε το τελευταίο διάστημα σε σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση της παραγωγής, με χαρακτηριστικότερη την διενέργεια του εσωτερικού καθαρισμού των παραγωγικών σωληνώσεων (coiled tubing) των γεωτρήσεων στην εξέδρα Alpha του Πρίνου, συμπεριλαμβανομένης της οριζόντιας γεώτρησης EAH3 στο κοίτασμα Έψιλον. Η διαδικασία πραγματοποιήθηκε με απόλυτη ακρίβεια και ασφάλεια από εξειδικευμένο ιταλικό οίκο τον Νοέμβριο 2023.

Τον Σεπτέμβριο του 2022, η Energean απέκτησε μια άδεια έρευνας για την αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) στον Πρίνο τη Καβάλας, σύμφωνα με την ευρωπαϊκή και την ελληνική νομοθεσία. Μελέτες που διεξήχθησαν από την Energean καθώς και από άλλες εξειδικευμένες εταιρείες έδειξαν ότι το πεδίο μπορεί να λειτουργήσει σε πρώτη φάση με αποθηκευτική δυναμικότητα 1 εκατ. τόνους CO₂ σε πρώτη φάση, ενώ υπάρχει η προοπτική αναβάθμισης για αποθήκευση έως 3 εκατ. τόνους CO₂ ετησίως επί 25 έτη, εφόσον αυτό επιβεβαιωθεί από τις απαραίτητες μελέτες. Επιπλέον εξετάζεται η προοπτική για μεγαλύτερη αποθήκευση για μικρότερο χρονικό διάστημα προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση στην αγορά και μέχρι επιπλέον δυναμικότητα να επιβεβαιωθεί.

Ο σκοπός του project αποθήκευσης CO₂ στον Πρίνο (Prinos CO₂ Storage) είναι να συνεισφέρει στην τοπική και περιφερειακή απανθρακοποίηση με την αποθήκευση CO₂ που θα δεσμεύεται από βιομηχανίες που δεν είναι δυνατό να αποφύγουν την εκπομπή του (hard to abate industries), από την χρήση τεχνολογιών άμεσης σύλληψης CO₂ στον αέρα, από βιοενέργεια, από την ναυτιλιακή βιομηχανία και άλλες πηγές. Φορέας του project, πλέον, η EnEarth, εταιρεία του ομίλου Energean, η οποία θα δραστηριοποιηθεί στην αποθήκευση και μεταφορά CO₂ καθώς και στην απευθείας δέσμευση CO₂ από την ατμόσφαιρα. Πρόσφατα, η EnEarth κατέθεσε αίτηση για την απόκτηση Άδειας Αποθήκευσης CO₂ στον Πρίνο.

Το project αποτελεί καθοριστικής σημασίας μέρος του Στρατηγικού Σχεδίου για την Δέσμευση και Αποθήκευση Άνθρακα στη Μεσόγειο (Mediterranean CCS Strategic Plan) το οποίο έχει αναπτυχθεί από την Γαλλία, την Ιταλία και την Ελλάδα, με στόχο να δημιουργηθεί ο πρώτος βιομηχανικός/εμπορικός αποθηκευτικός κόμβος CO₂ στη ΝΑ. Μεσόγειο (βλέπε κατωτέρω σχήμα – πηγή Energean PLC).

Χάρτης 11: Χάρτης μεταφοράς και αποθήκευσης CO₂



Σε αυτό το σημείο, αξίζει ιδιαίτερη μνεία στις αυστηρότατες περιβαλλοντικές προδιαγραφές και μέτρα προστασίας που περιέχουν η ελληνική νομοθεσία και οι Συμβάσεις Μίσθωσης για την εκτέλεση εργασιών έρευνας και παραγωγής. Είναι σαφές και αποδεικνύεται περίτρανα από τα αποτελέσματα ότι οι ανάδοχοι εταιρείες σε όλες τις παραχωρηθείσες περιοχές πληρούν όλα αυτά τα μέτρα, τα οποία ελέγχει ανελλιπώς η ΕΔΕΥΕΠ.

Προφανής στόχος των ερευνητικών εργασιών είναι να αξιολογηθούν το μέγεθος και οι προοπτικές των δυνητικών αποθεμάτων φυσικού αερίου της χώρας. Οι πρόσφατες γεωφυσικές έρευνες έλαβαν χώρα σε μια συγκυρία κατά την οποία το φυσικό αέριο βρίσκεται στην κορυφή της ενεργειακής ατζέντας της Ευρώπης εξαιτίας των ελλείψεων στην τροφοδοσία που έχουν οδηγήσει σε μεγάλη αύξηση του κόστους ενέργειας για τη βιομηχανία και τα νοικοκυριά. Το επόμενο βήμα στη διαδικασία είναι η ανάλυση και αξιολόγηση των στοιχείων. Από προηγούμενες μελέτες της ΕΔΕΥΕΠ και εκτιμήσεις Ελλήνων και διεθνών αναλυτών, έχει προκύψει ότι η δυνητική αξία των αποθεμάτων φυσικού αερίου της Ελλάδας υπερβαίνει τα €250 δισ., στηρίζοντας τη διαδικασία αντικατάστασης του άνθρακα από φυσικό αέριο στην ευρύτερη περιοχή και επιταχύνοντας τη μετάβαση σε ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα χαμηλών ρύπων. Αξίζει να σημειωθεί ότι η επανεκτίμηση του προγράμματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα δεν συνιστά σε καμία περίπτωση μετακίνηση από τις βασικές ενεργειακές προτεραιότητες που έχουν τεθεί. Ωστόσο, αυτό που διερευνάται, στη σκιά της ουκρανικής κρίσης, είναι κατά πόσο (και με ποια «φόρμουλα») θα ήταν δυνατόν να ενταχθεί στο ευρωπαϊκό σχέδιο ενεργειακής μετάβασης, στο οποίο η Ελλάδα στοχεύει να πρωταγωνιστήσει.

Σε αυτό το πλαίσιο, οι ΑΠΕ παραμένουν ακλόνητα «αιχμή του δόρατος» της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής, με απώτερο στόχο τη μετάβαση σε μία κλιματικά ουδέτερη οικονομία. Παρ' όλα αυτά, με δεδομένο πως κατά τη μετάβαση αυτή, το φυσικό

αέριο θα αποτελέσει καύσιμο γέφυρα, στηρίζοντας την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ, εξετάζεται αν στην πορεία της απανθρακοποίησης υπάρχει «χώρος» για τον κλάδο του upstream, ειδικά αν αυτός συνδυασθεί με νεοεμφανιζόμενες «πράσινες» εφαρμογές.

Σύμφωνα με την ΕΔΕΥΕΠ [35], οι υδρογονάνθρακες αποτελούν απαραίτητο συστατικό μιας ισορροπημένης ενεργειακής μετάβασης, η οποία θα διαρκέσει για αρκετές δεκαετίες (και μετά από το 2050) και σε αυτό το μεσοδιάστημα το φυσικό αέριο θα πρέπει να καλύψει το ενεργειακό «κενό» αλλά και να δώσει λύσεις στις ανάγκες της κοινωνίας για προσιτή οικονομικά ενέργεια. Στο πλαίσιο αυτό αναδύονται σημαντικές επενδυτικές προοπτικές που δημιουργεί η αγορά φυσικού αερίου, και στις οποίες η ελληνική βιομηχανία πρόκειται να δραστηριοποιηθεί το προσεχές διάστημα, με αφετηρία την Ελλάδα, προς την ευρύτερη περιοχή των Βαλκανίων.

Η βιομηχανία των υδρογονανθράκων αναπτύσσει υποδομές και κατέχει την τεχνογνωσία για το «πέραςμα» στο μπλε και πράσινο υδρογόνο, την ανάπτυξη των δυνατοτήτων αποθήκευσης CO₂ καθώς και την ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Η ανάπτυξη μιας εγχώριας βιομηχανίας παραγωγής υδρογονανθράκων, βασισμένη κυρίως στο φυσικό αέριο, μπορεί να συμβάλει σημαντικά στην οικονομία της Ελλάδας και στους ευρύτερους στόχους για το κλίμα και την ενέργεια.

Έχοντας υπόψη ότι, το κόστος των εισαγωγών ορυκτών καυσίμων στην Ελλάδα την τελευταία δεκαετία ανήλθε σε περίπου €150 δισεκατομμύρια, η ανάπτυξη του τομέα θα μπορούσε να έχει μετασχηματιστικό αντίκτυπο. Όχι μόνο γιατί θα μειώσει τις δαπανηρές εξαρτήσεις από τις εισαγωγές, αλλά και καθώς η ανάπτυξη της ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου θα ενισχύσει την ασφάλεια του εφοδιασμού, θα δημιουργήσει επί πλέον δυνητικά σημαντικό πλεόνασμα εσόδων για την εθνική οικονομία και τον προϋπολογισμό, ενισχύοντας τη στρατηγική θέση της χώρας ως περιφερειακού και ευρωπαϊκού ενεργειακού κόμβου [36].

5.2 Φυσικό Αέριο

5.2.1 Ζήτηση και κατανάλωση φυσικού αερίου

Μειωμένη κατά 21,56% σε σχέση με το 2022 καταγράφεται η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου στην Ελλάδα, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2023 [37]. Συγκεκριμένα, η συνολική ζήτηση (εγχώρια κατανάλωση & εξαγωγές) φυσικού αερίου μειώθηκε κατά 21,56%, φθάνοντας τις 67,60 TWh από 86,18 TWh το 2022. Μείωση σε ποσοστό 10,13% καταγράφηκε και στην εγχώρια κατανάλωση από 56,65 TWh το 2022 στις 50,91 TWh το 2023, ενώ κατά 43,48% μειώθηκαν οι εξαγωγές φυσικού αερίου από 29,53 TWh σε 16,69 TWh (Διάγραμμα 56). Από τα ανωτέρω Διαγράμματα προκύπτει ότι η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα μειώθηκε κατά -10,1% το 2023 σε σχέση με το 2022, κατ' επιταγή των στόχων που έχει θέσει η ΕΕ για μείωση της κατανάλωσης κατά 15% την περίοδο από τον Αύγουστο του 2022 μέχρι τον Μάρτιο του 2023, σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου των πέντε προηγούμενων ετών. Ο στόχος τέθηκε ως μέρος της προσπάθειας να περιοριστεί η εξάρτηση της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και την ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ.

Τον Μάρτιο του 2024, η Ευρωπαϊκή Ένωση κατέθεσε σύσταση ως προς τα κράτη-μέλη για τη συνέχιση της προσπάθειας μείωσης της κατανάλωσης αερίου κατά 15% για την περίοδο Απρίλιος 2024 — Μάρτιος 2025, σε σύγκριση με την περίοδο αναφοράς από την 1η Απριλίου 2017 έως την 31η Μαρτίου 2022. Η σύσταση αυτή αποτελεί συνέχεια του Κανονισμού του Αυγούστου του 2022 για υποχρεωτική μείωση της κατανάλωσης αερίου κατά 15% το οκτάμηνο Αυγούστου 2022 – Μαρτίου 2023 συγκριτικά με μια περίοδο αναφοράς, καθώς και της απόφασης τον Μάρτιο του 2023 για εθελοντική μείωση της κατανάλωσης το διάστημα Απριλίου 2023 – Μαρτίου 2024.

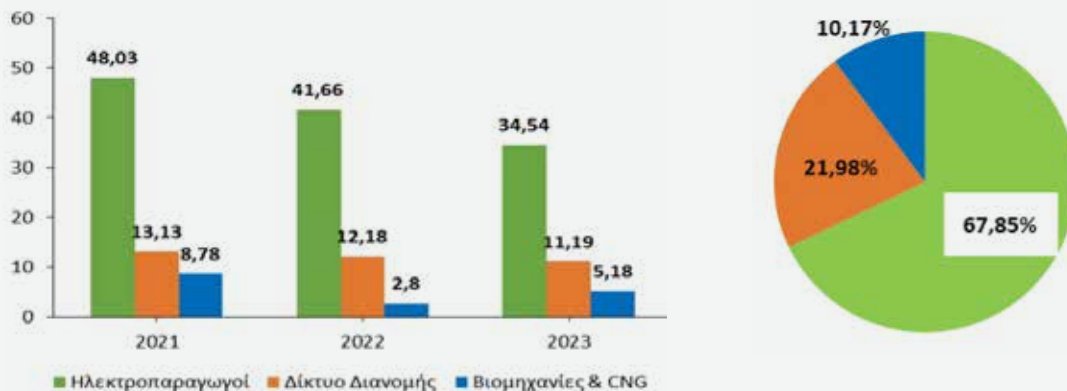
Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου το 2023, όπως και όλα τα προηγούμενα έτη, καταναλώθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Όμως, ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή, παρόλο σημαντικός, υποχώρησε το 2023 φτάνοντας στο 68% της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου από 74% το 2022 (Διάγραμμα 58).

Διάγραμμα 56: Διαχρονική εξέλιξη ζήτησης και κατανάλωσης φυσικού αερίου, 2015-2023



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 57: Εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου (TWh) και μερίδιο ανά κατηγορία πελατών, 2021 - 2023



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Από τα ανωτέρω Διαγράμματα προκύπτει ότι η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα μειώθηκε κατά -10,1% το 2023 σε σχέση με το 2022, κατ' επιταγή των στόχων που έχει θέσει η ΕΕ για μείωση της κατανάλωσης κατά 15% την περίοδο από τον Αύγουστο του 2022 μέχρι τον Μάρτιο του 2023, σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου των πέντε προηγούμενων ετών. Ο στόχος τέθηκε ως μέρος της προσπάθειας να περιοριστεί η εξάρτηση της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και την ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ.

Τον Μάρτιο του 2024, η Ευρωπαϊκή Ένωση κατέθεσε σύσταση ως προς τα κράτη-μέλη για τη συνέχιση της προσπάθειας μείωσης της κατανάλωσης αερίου κατά 15% για την περίοδο Απρίλιος 2024 – Μάρτιος 2025, σε σύγκριση με την περίοδο αναφοράς από την 1η Απριλίου 2017 έως την 31η Μαρτίου 2022. Η σύσταση αυτή αποτελεί συνέχεια του Κανονισμού του Αυγούστου του 2022 για υποχρεωτική μείωση της κατανάλωσης αερίου κατά 15% το οκτάμηνο Αυγούστου 2022 – Μαρτίου 2023 συγκριτικά με μια περίοδο αναφοράς, καθώς και της απόφασης τον Μάρτιο του 2023 για εθελοντική μείωση της

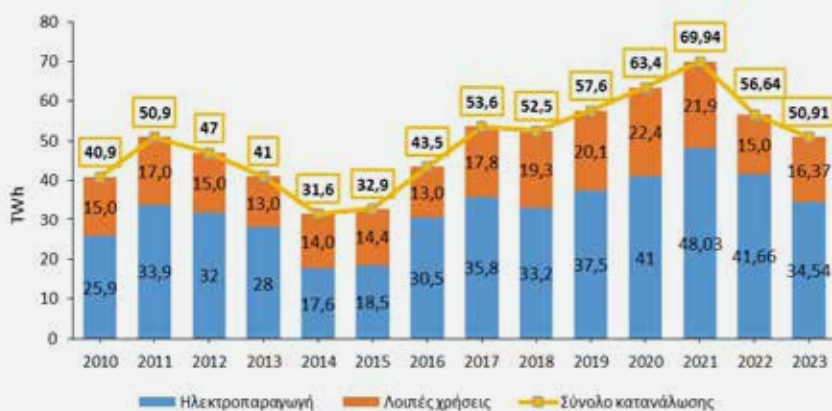
κατανάλωσης το διάστημα Απριλίου 2023 – Μαρτίου 2024.

Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου το 2023, όπως και όλα τα προηγούμενα έτη, καταναλώθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Όμως, ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή, παρόλο σημαντικός, υποχώρησε το 2023 φτάνοντας στο 68% της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου από 74% το 2022 (Διάγραμμα 58).

Όσον αφορά το μερίδιο του φυσικού αερίου στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αυτό διαμορφώθηκε στο 36,4% το 2022 (Διάγραμμα 59).

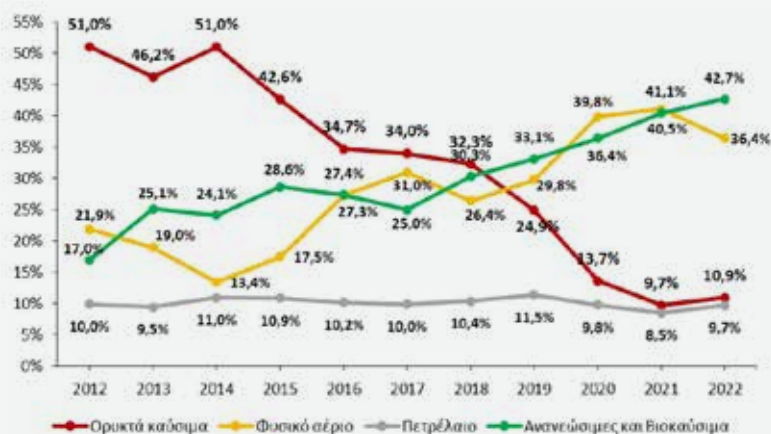
Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το πρώτο εξάμηνο του 2024 [38], αυξητική τάση καταγράφεται στην εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου, με αύξηση κατά 29,76%, αγγίζοντας τις 30,78 TWh, από 23,72 TWh στην αντίστοιχη περσινή περίοδο. Αντίθετα, η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου καταγράφεται ελαφρώς μειωμένη κατά 7,14% λόγω της μείωσης των εξαγωγών.

Διάγραμμα 58: Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα (TWh), 2010-2022



Πηγή: ΡΑΕ, ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 59: Μερίδια πηγών στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2012-2022



Πηγή: ΡΑΕ, ΔΕΣΦΑ

Το σημείο εισόδου του Σιδηροκάστρου αποτέλεσε την κύρια πύλη εισόδου φυσικού αερίου της χώρας στο συγκεκριμένο διάστημα, ακολουθούμενο από τον Τερματικό Σταθμό LNG στη Ρεβουθούσα (σημείο εισόδου Αγία Τριάδα), που κάλυψε σχεδόν το ένα τρίτο (29,74%) των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου.

Οι εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν σε 30,93 TWh, καταγράφοντας ελαφρά μείωση κατά 8,14% σε σύγκριση με τις 33,67 το α' εξάμηνο του 2023. Οι μεγαλύτερες ποσότητες εισήλθαν από το σημείο εισόδου Σιδηροκάστρου (15,7 TWh), το οποίο κάλυψε ποσοστό 50,76% επί των εισαγωγών. Σημαντική παρέμεινε η συνεισφορά του Τερματικού Σταθμού LNG της Ρεβουθούσας, που κάλυψε το 29,74% των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου με 9,2 TWh, ενώ το σημείο εισόδου της Νέας Μεσημβρίας, μέσω του αγωγού, κάλυψε το 19,52% με 6,03 TWh. Σχετικά με τις εκφορτώσεις LNG που πραγματοποιήθηκαν στον Τερματικό Σταθμό της Ρεβουθούσας την περίοδο Ιανουάριος-Ιούνιος 2024, αυτές αφορούσαν περίπου 8,96 TWh από 12 δεξαμενόπλοια έναντι περίπου 17,3 TWh από 26 δεξαμενόπλοια στο αντίστοιχο διάστημα του προηγούμενου έτους. Το 67,97% των εν λόγω ποσοτήτων LNG προήλθαν από τις ΗΠΑ, αγγίζοντας τις 6,09 TWh. Στη δεύτερη θέση βρέθηκαν οι εισαγωγές από την Ρωσία (1,91 TWh), ενώ ακολούθησαν η Αλγερία (0,48 TWh) και η Νορβηγία (0,48 TWh). Παράλληλα, όσον αφορά τη λειτουργία της υπηρεσίας Φόρτωσης Φορτηγών LNG, η οποία προσφέρει μια ευέλικτη λύση για την οδική μεταφορά σημαντικών ποσοτήτων LNG σε περιοχές και χρήστες εκτός του δικτύου, από την έναρξη της λειτουργίας της τον Νοέμβριο του 2023 έχουν εκφορτωθεί 104 Φορτηγά LNG, διακινώντας 4,675.00 m³ LNG ή 30,139 MWh ισοδύναμης ενέργειας. Όσον αφορά τις κατηγορίες καταναλωτών φυσικού αερίου, οι ηλεκτροπαραγωγοί συνεχίζουν να καταγράφουν τη μεγαλύτερη κατανάλωση, καλύπτοντας το 63,97% της εγχώριας ζήτησης με 19,69 TWh σε σύνολο 30,78 TWh, καταγράφοντας αύξηση κατά 30,92% συγκριτικά με πέρσι.

Σημαντική αύξηση κατά 141,36%, σε σχέση με το α' εξάμηνο του 2023, καταγράφηκε επίσης και στην

κατανάλωση φυσικού αερίου από τις βιομηχανίες και τους σταθμούς ανεφοδιασμού οχημάτων με , απευθείας συνδεδεμένους στο ΕΣΜΦΑ, η οποία ανήλθε σε 4,61 TWh, ποσότητα που αντιστοιχεί σχεδόν στο 14,97% της εγχώριας ζήτησης. Η κατανάλωση από τα δίκτυα διανομής κατά το πρώτο εξάμηνο του 2024 κινήθηκε στο επίπεδο των 6,48 TWh, καλύπτοντας το 21,05% της συνολικής ζήτησης του προηγούμενου έτους.

Σύμφωνα με την Μελέτη Ανάπτυξης 2021 – 2030 που έχει συντάξει ο ΔΕΣΦΑ [39], η ζήτηση φυσικού αερίου, βάσει του βασικού σεναρίου, αναμένεται να κυμανθεί από 5.602 bcm φυσικού αερίου το 2021 σε 6.195 bcm φυσικού αερίου το 2030. Αξίζει να σημειωθεί ότι το IENE, βάσει στοιχείων που έχει επεξεργασθεί και δεδομένης της απολιγνιτοποίησης, καθώς και της επέκτασης των δικτύων φυσικού αερίου στα αστικά κέντρα και στην περιφέρεια, εκτιμά ότι μέχρι το 2030 η εγχώρια ζήτηση φυσικού αερίου θα έχει ξεπεράσει τα 8,0 bcm και ενδεχομένως να φτάσει μέχρι τα 10,0 bcm.

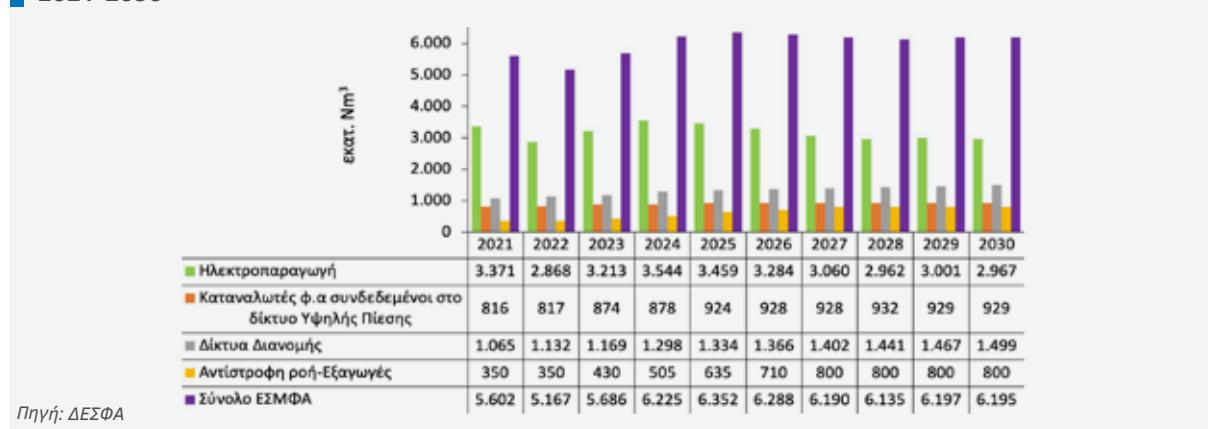
Σύμφωνα με την πρόταση αναθεώρησης ΕΣΕΚ του Αυγούστου 2024, η κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα θα μειωθεί από τις 51,2 TWh το έτος 2022, στις 44,1 TWh το έτος 2030 και στις 16,2 TWh μέχρι το έτος 2050.

5.2.2 Πηγές Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου

Ο Τερματικός Σταθμός της Ρεβουθούσας αποτέλεσε την κύρια πύλη εισαγωγής φυσικού αερίου στη χώρα κατά το συγκεκριμένο διάστημα, ακολουθούμενος από το σημείο εισόδου του Σιδηροκάστρου, του οποίου οι ροές μειώθηκαν κατά 20,82% συγκριτικά με την ίδια περίοδο του περασμένου έτους [37].

Οι εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν σε 67,71 TWh το 2023, καταγράφοντας μείωση κατά 21,41% σε σύγκριση με τις 86,16 TWh το 2022. Οι μεγαλύτερες ποσότητες εισήλθαν στη χώρα από τον Τερματικό Σταθμό LNG της Ρεβουθούσας, που κάλυψε ποσοστό 43,55% των εισαγωγών. Ειδικότερα, εκφορτώθηκαν περίπου 28,52 TWh LNG από 41 δεξαμενόπλοια από 7 χώρες. Ως προς τη συμβολή των υπολοίπων σημείων εισόδου,

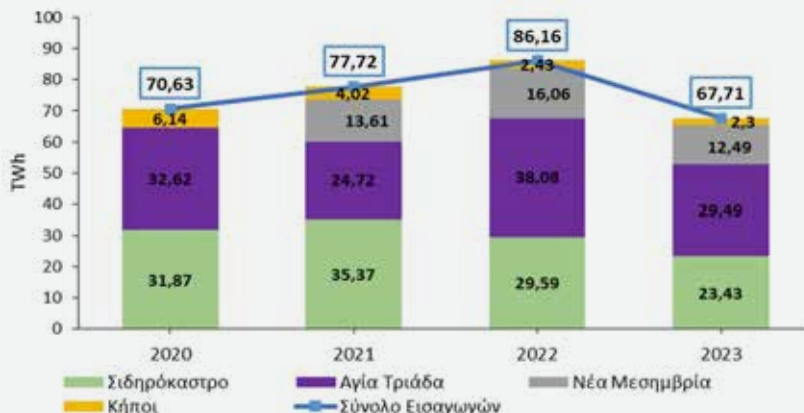
Διάγραμμα 60: Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα βασικού σεναρίου – ΕΣΕΚ adjusted, 2021-2030



το σημείο εισόδου του Σιδηρόκαστρο κάλυψε ποσοστό 34,6% των εισαγωγών (23,43 TWh), ενώ ακολούθησε το σημείο εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο, μέσω του αγωγού TAP, κάλυψε το 18,45% των εισαγωγών (12,49 TWh). Τέλος, οι Κήποι Έβρου κάλυψαν το 3,39% των εισαγωγών (2,3 TWh). Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2023 [37], οι ΗΠΑ παρέμειναν ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG στην Ελλάδα με 10,75 TWh και ποσοστό 37,69%. Στη δεύτερη θέση βρέθηκαν οι εισαγωγές από τη Ρωσία με 8,38 TWh, ενώ

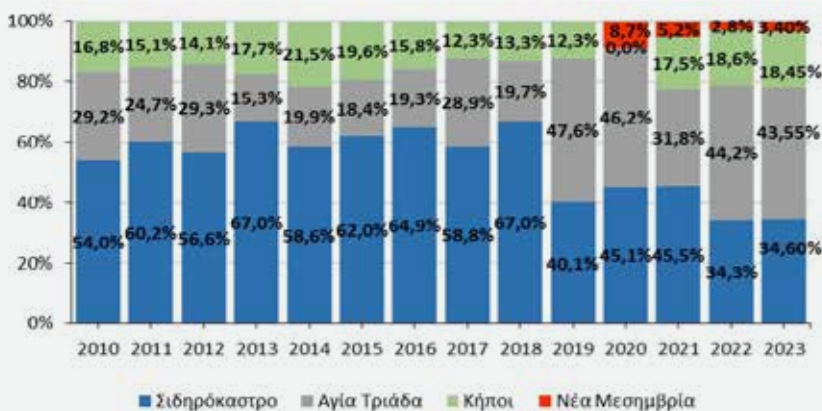
ακολούθησαν η Αίγυπτος (3,5 TWh), η Αλγερία (3,47 TWh), η Νορβηγία (0,97 TWh), η Νιγηρία (0,94 TWh) και η Ισπανία (0,51 TWh). Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2023 [37], οι ΗΠΑ παρέμειναν ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG στην Ελλάδα με 10,75 TWh και ποσοστό 37,69%. Στη δεύτερη θέση βρέθηκαν οι εισαγωγές από τη Ρωσία με 8,38 TWh, ενώ ακολούθησαν η Αίγυπτος (3,5 TWh), η Αλγερία (3,47 TWh), η Νορβηγία (0,97 TWh), η Νιγηρία (0,94 TWh) και η Ισπανία (0,51 TWh).

Διάγραμμα 61: Κατανομή εισαγωγών φυσικού αερίου ανά σημείο εισόδου, 2020 - 2023



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 62: Εξέλιξη ποσοστιαίας συμμετοχής σημείων εισόδου φυσικού αερίου στις εισαγωγές στην Ελλάδα, 2010-2023



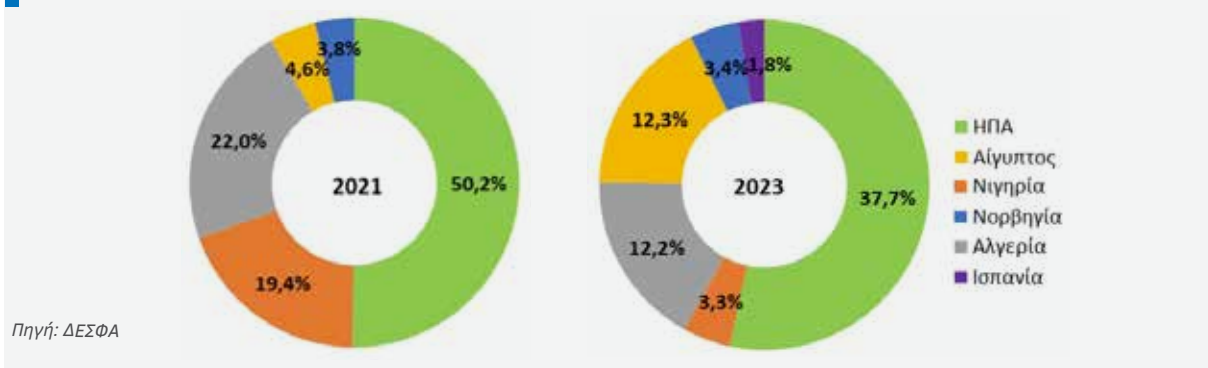
Πηγή: ΔΕΣΦΑ, IENE

Διάγραμμα 63: Εισαγωγές φορτίων LNG ανά χώρα (TWh), 2020 - 2023



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 64: Μεριδία εισαγωγών LNG ανά χώρα, 2021 και 2023



5.2.3 Τιμές Φυσικού Αερίου

Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΑΕΥ [40], στο Διάγραμμα 65 παρουσιάζεται η μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής, ανά μήνα, για το διάστημα Μάρτιος 2021 – Μάρτιος 2024 καθώς και η εξέλιξη της μηνιαίας μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής σε σχέση με την τιμή αναφοράς αερίου εξισορρόπησης (ΤΑΑΕ), την οριακή τιμή αγοράς αερίου εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ), την οριακή τιμή πώλησης αερίου εξισορρόπησης (ΟΤΠΑΕ) και την μεσοσταθμική τιμή σύμφωνα με τον Κανονισμό Εξισορρόπησης 312/2014, για το ίδιο χρονικό διάστημα.

Κατά τη διάρκεια του 2023 παρατηρείται αποκλιμάκωση των τιμών εισαγωγής φυσικού αερίου σε σχέση με το 2022, με μικρή ανάκαμψη το Νοέμβριο και Δεκέμβριο 2023, όμως με τιμές χαμηλότερες των 50 ευρώ/MWh.

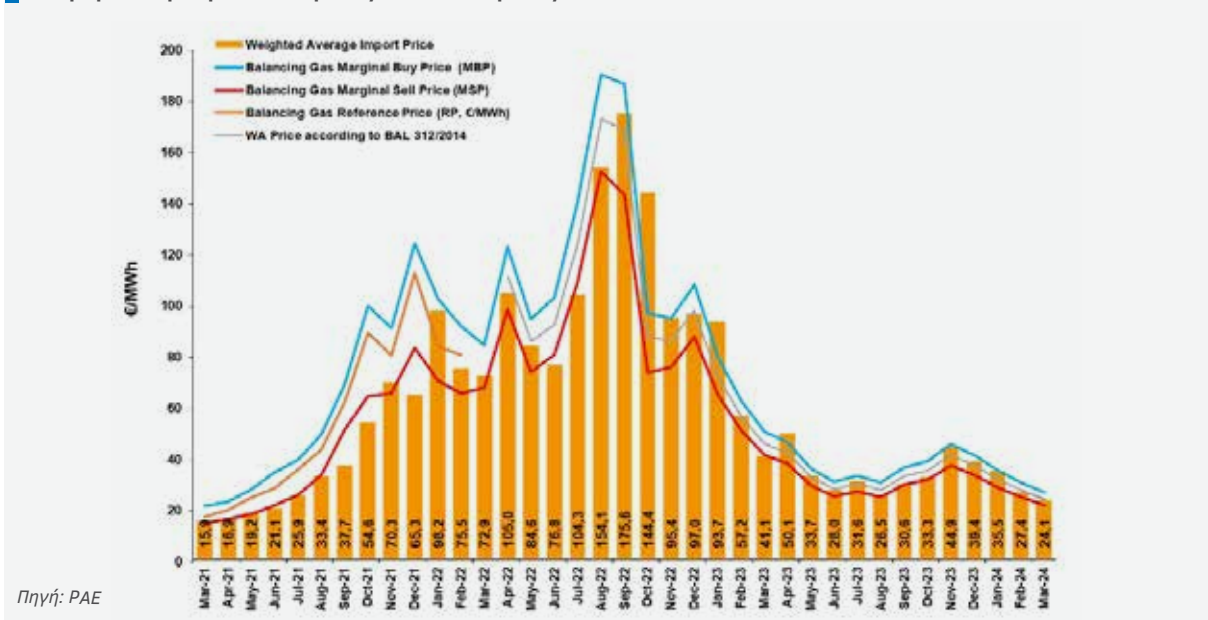
Σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία της Eurostat [41], οι τιμές του φυσικού αερίου για τους οικιακούς καταναλωτές μειώθηκαν το δεύτερο εξάμηνο του

2023, ως αποτέλεσμα κυρίως του χαμηλότερου ενεργειακού κόστους και σε μικρότερο βαθμό των χαμηλότερων φόρων, οι οποίοι επανέρχονται σταδιακά στα προ κρίσης επίπεδα μετά τις μειώσεις το 2022. Για τους μη οικιακούς καταναλωτές, οι μειώσεις των τιμών του φυσικού αερίου ήταν πιο εμφανείς το δεύτερο εξάμηνο του 2023.

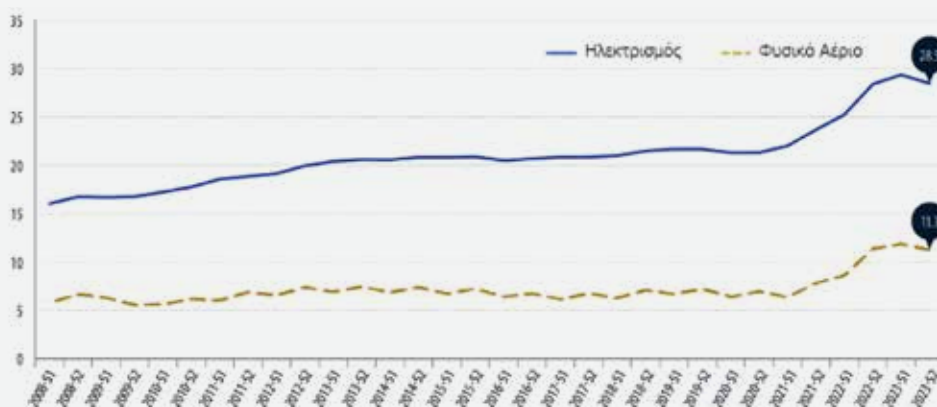
Μεταξύ του δεύτερου εξαμήνου του 2022 και του δεύτερου εξαμήνου του 2023, οι τιμές του φυσικού αερίου (σε εθνικά νομίσματα) αυξήθηκαν περισσότερο στη Λιθουανία (+68%) και μειώθηκαν περισσότερο στη Δανία (-39%). Για τους οικιακούς καταναλωτές, συνολικά, 12 χώρες ανέφεραν αυξήσεις, ενώ οι άλλες 12 που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ανέφεραν μειώσεις τιμών.

Η Πολωνία (+32%), η Σλοβακία και η Γερμανία (και οι δύο +22%) ακολούθησαν μετά την Λιθουανία με τις υψηλότερες αυξήσεις τιμών, ενώ η Ελλάδα (-42%), η Δανία (-41%) και η Βουλγαρία (-40%) είχαν τις υψηλότερες μειώσεις [42].

Διάγραμμα 65: Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Μάρτιος 2021 – Μάρτιος 2024



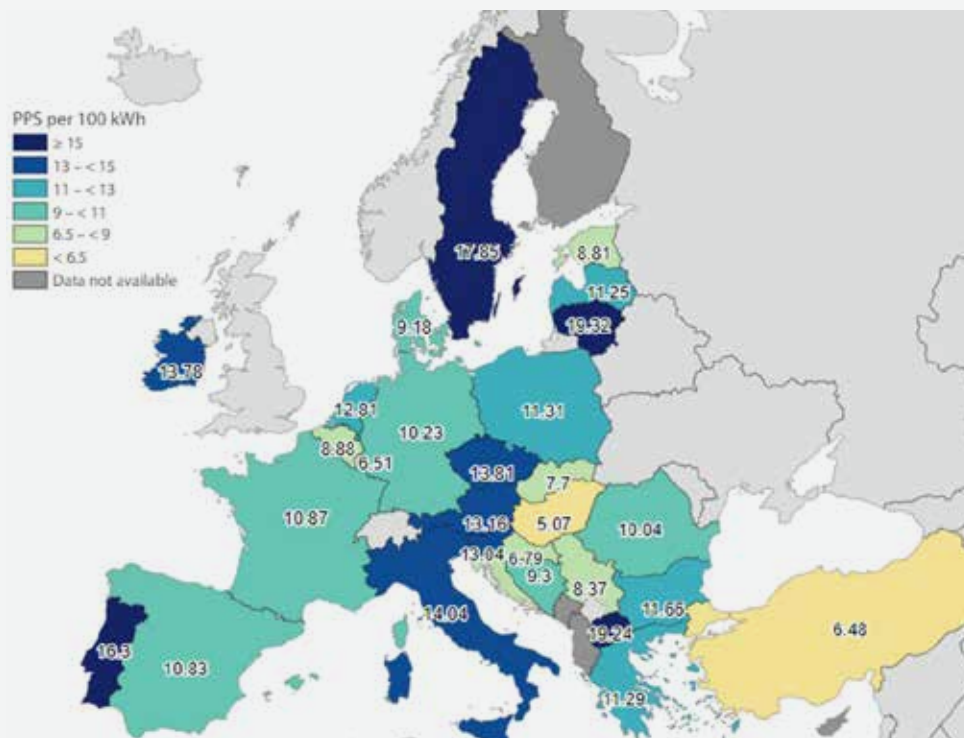
Διάγραμμα 66: Εξέλιξη τιμών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου για οικιακή κατανάλωση στην Ευρώπη, 2008 – 2023 (σε €/100 kWh)



Πηγή: Eurostat

Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές περιλαμβάνουν φόρους και εισφορές.

Χάρτης 12: Τιμές φυσικού αερίου για οικιακούς καταναλωτές, β' εξάμηνο 2023 (Μονάδες Αγοραστικής Δύναμης- Purchase Power Standards PPS ανά 100 kWh)



Πηγή: Eurostat

5.2.4 Λιανική Αγορά

Στην λιανική αγορά φυσικού αερίου, την διαχείριση των δικτύων διανομής της χώρας έχουν αναλάβει δύο διαχειριστές, η εταιρεία HENGAS καθώς και η εταιρεία ENAON EDA. Σε συνέχεια της συγχώνευσης με απορρόφηση της ΕΔΑ ΘΕΣΣ και της ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ στη ΔΕΔΑ, ιδρύθηκε η εταιρεία ENAON EDA, η οποία αντικατέστησε τους τρεις προηγούμενους Διαχειριστές Δικτύου Διανομής Αερίου και ανέλαβε τη διαχείριση των δικτύων της Αττικής, της Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας και των δικτύων της Λοιπής Ελλάδας (Πελοπόννησος, Στερεά Ελλάδα, Κεντρική Μακεδονία και Ανατολική Μακεδονία-Θράκη) [43].

Το δίκτυο διανομής της ENAON EDA για την Αττική τροφοδοτείται με φυσικό αέριο από το δίκτυο μεταφοράς του ΔΕΣΦΑ από πέντε (5) σημεία εισόδου στην Αττική. Η διακίνηση του φυσικού αερίου στην περιοχή της Αττικής πραγματοποιείται μέσα από τα δίκτυα μέσης και χαμηλής πίεσης [44].

Το δίκτυο μέσης πίεσης αριθμεί περίπου 343 χιλιόμετρα αγωγών μέσης πίεσης, χαλύβδινοι σωλήνες με ονομαστική πίεση λειτουργίας 19bar ή 10bar, στους οποίους συνδέονται μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές καθώς και οι σταθμοί διανομής που τροφοδοτούν τα δίκτυα χαμηλής πίεσης. Το δίκτυο χαμηλής πίεσης αριθμεί περίπου 3.632 χιλιόμετρα αγωγών χαμηλής πίεσης μέσω

του οποίου εξυπηρετούνται οικιακές, εμπορικές και βιομηχανικές χρήσεις. Το δίκτυο χαμηλής πίεσης αποτελείται από περίπου 3.112 χιλιόμετρα με ονομαστική πίεση λειτουργίας 4bar και υλικό κατασκευής πολυαιθυλένιο καθώς και από 520 χιλιόμετρα παλαιού δικτύου – με ονομαστική πίεση λειτουργίας 23 mbar και υλικό κατασκευής πολυαιθυλένιο ή χυτοσίδηρο – που συναντάται κυρίως στην περιοχή του κέντρου της Αθήνας και στο οποίο σταδιακά αντικαθίσταται.

Μέσω του δικτύου διανομής χαμηλής πίεσης της Αττικής, η ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ τροφοδότησε κατά τη διάρκεια του 2023, 194.545 σημεία παράδοσης (τελικά σημεία κατανάλωσης αερίου), εξυπηρετώντας συνολικά περισσότερους από 430.000 τελικούς πελάτες [44]:

- οικιακούς καταναλωτές (κεντρική θέρμανση ή αυτόνομη θέρμανση)
- εμπορικούς καταναλωτές (επαγγελματίες και μεγάλοι εμπορικοί πχ. νοσοκομεία, ξενοδοχεία)
- βιομηχανικούς πελάτες και
- πελάτες με κλιματισμό φυσικού αερίου

Πίνακας 13: Ενεργοί προμηθευτές φυσικού αερίου, Ιανουάριος 2024

A/A	ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗ
1.	ELPEDISON ΕΜΠΟΡΙΚΗ ΑΕ
2.	FULGOR ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ Α.Ε.
3.	GREENSTEEL – CEDALION COMMODITIES Α.Ε.
4.	NRG TRADING HOUSE S.A.
5.	SOVEL Α.Ε. ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑΣ ΧΑΛΥΒΟΣ
6.	VOLTERRA ΑΕ
7.	VOLTON ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ
8.	ΑΝΟΞΑΛ Α.Ε. ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΚΥΚΛΩΣΗΣ ΜΕΤΑΛΛΩΝ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ
9.	ΔΕΗ Α.Ε.
10.	ΔΕΠΑ Α.Ε.
11.	ΕΛΒΑΛΧΑΛΚΟΡ ΑΕ
12.	ΕΛΙΝΟΙΛ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΩΝ Α.Ε.
13.	ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ - ΟΜΙΛΟΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ Α.Ε.
14.	ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε.
15.	ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ-ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ Α.Ε.
16.	ΕΦΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ Α.Ε.
17.	ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.
18.	ΜΟΤΟΡΟΪΛ ΕΛΛΑΣ ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ Α.Ε.
19.	ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ GAS Α.Ε.
20.	ΣΙΔΕΝΟΡ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΧΑΛΥΒΑ Α.Ε.

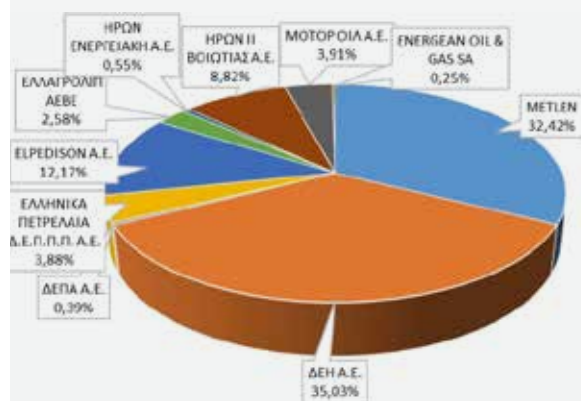
Πηγή: ΡΑΑΕΥ

Η συνολική διανεμηθείσα ποσότητα φυσικού αερίου στο δίκτυο διανομής της Αττικής για το 2023 ανήλθε στις 3.649.991 MWh. Κατά τον μήνα Ιανουάριο 2024, στη λιανική αγορά φυσικού αερίου δραστηριοποιήθηκαν συνολικά 20 Προμηθευτές, οι οποίοι εκπροσώπησαν τουλάχιστον ένα σημείο παράδοσης, σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΑΕΥ [43].

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ [45], η ΔΕΗ κατείχε το μεγαλύτερο ποσοστό της καταναλωθείσας ενέργειας στην αγορά φυσικού αερίου για το 2023 με ποσοστό 35,03%, ακολουθούμενη πολύ κοντά από την εταιρεία Metlen με ποσοστό 32,42% και στη συνέχεια από την Eipredison με 12,17%, ενώ άλλες εταιρείες με μικρότερα ποσοστά συμπληρώνουν τη λίστα (Διάγραμμα 67).

Όσον αφορά το μερίδιο των προμηθευτών το 2023 βάσει του αριθμού των ενεργών σημείων σύνδεσης στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, η Metlen ηγείται με ποσοστό 23,81% ακολουθούμενη από τη ΔΕΗ Α.Ε. με μερίδιο 19,05%.

Διάγραμμα 67: Μεριδία αγοράς φυσικού αερίου ανά χρήστη μεταφοράς 2023, % καταναλωθείσας ενέργειας (μέσος όρος τριμήνων)



Σημείωση: τα μερίδια αγοράς αφορούν μόνο καταναλωτές που συνδέονται απευθείας με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου
Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 68: Μεριδία αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει ενεργών σημείων σύνδεσης, 2023



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Για το έτος 2023, το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης στη μέση πίεση (ΜΠ) και στη χαμηλή πίεση (ΧΜ) αποδίδεται στην βιομηχανική χρήση με ποσοστό 43,6% και στην οικιακή χρήση με ποσοστό 41,6%. Η κατανάλωση για οικιακούς και εμπορικούς πελάτες σημείωσε μείωση σε σχέση με το προηγούμενο έτος, σε αντίθεση με την κατανάλωση των βιομηχανικών πελατών και CNG. Συνολικά, καταγράφηκε μείωση 8,8% στην συνολική κατανάλωση στην λιανική αγορά. (Πίνακας 14) [46].

Πίνακας 14: Κατανάλωση στη ΜΠ και ΧΠ (MWh ανά κατηγορία χρήσης), Σύνολο Αγοράς, 2022 και 2023

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΧΡΗΣΗΣ	2023	2022	ΜΕΤΑΒΟΛΗ
ΟΙΚΙΑΚΟΣ	4.658.045	5.612.918	-20,50%
ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ	1.584.025	1.883.677	-18,90%
CNG	73.952	66.955	9,50%
ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΣ	4.879.499	4.620.155	5,30%
ΓΕΝΙΚΟ ΑΘΡΟΙΣΜΑ	11.195.521	12.183.705	-8,80%

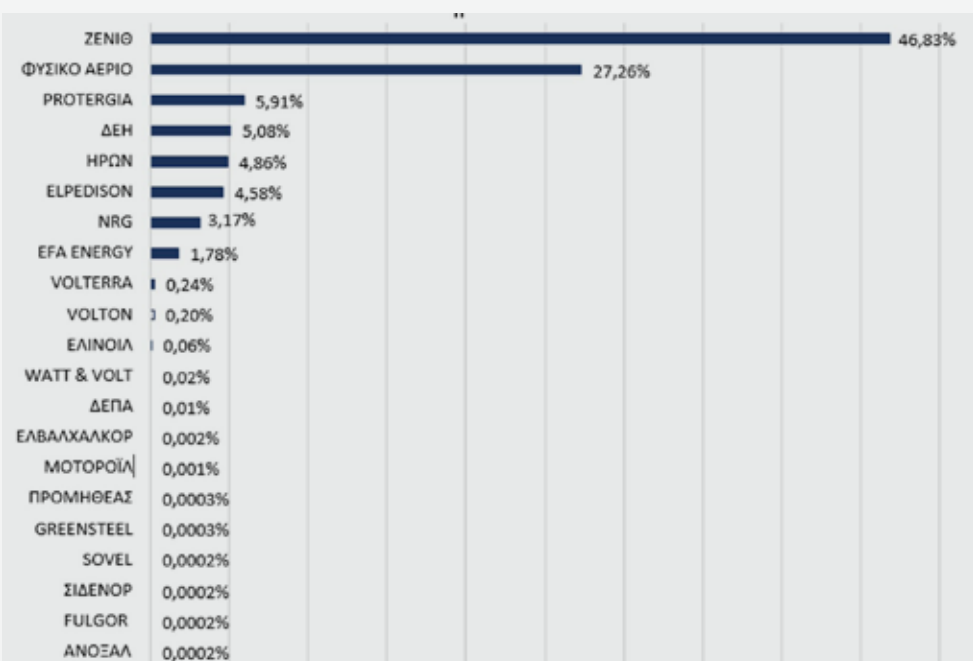
Πηγή: ΡΑΑΕΥ

Πίνακας 15: Κατανάλωση στη ΜΠ και ΧΠ (MWh) ανά Δίκτυο Διανομής και ανά μήνα, 2023

Μήνας	ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ	ΕΔΑ ΘΕΣΣ	ΔΕΔΑ	ΗΕΝΓΑΣ	ΣΥΝΟΛΟ
Ιανουάριος	590.877	775.267	231.581	745	1.598.471
Φεβρουάριος	702.979	821.236	270.645	938	1.795.798
Μάρτιος	447.152	566.987	292.394	655	1.307.189
Απρίλιος	269.565	356.703	254.894	513	881.675
Μάιος	188.644	211.857	247.157	176	647.835
Ιούνιος	152.082	162.075	228.304	43	542.504
Ιούλιος	140.516	139.171	208.110	29	487.825
Αύγουστος	114.114	114.718	180.539	23	409.395
Σεπτέμβριος	144.503	124.505	234.044	17	503.068
Οκτώβριος	156.342	156.850	254.556	32	567.780
Νοέμβριος	234.777	405.875	269.215	1.171	911.038
Δεκέμβριος	508.425	776.398	254.650	3.470	1.542.944
Σύνολο	3.649.976	4.611.642	2.926.091	7.812	11.195.521

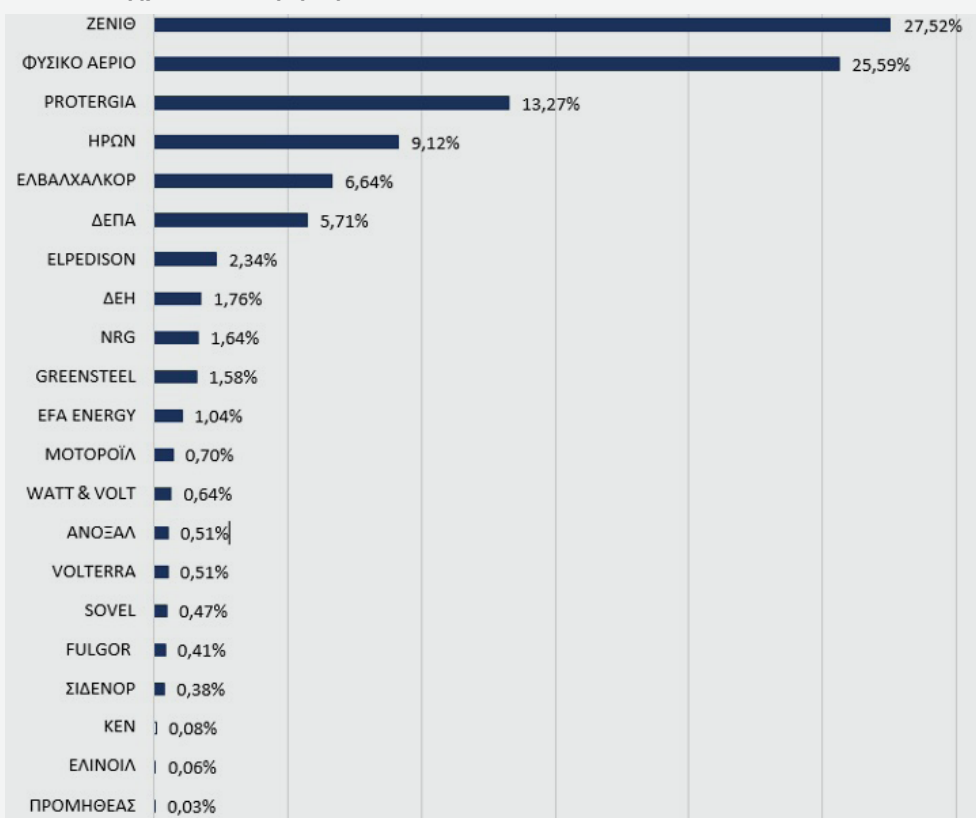
Πηγή: ΡΑΑΕΥ

Διάγραμμα 69: Μέρη των Προμηθευτών στην λιανική αγορά φυσικού αερίου (βάσει πλήθους σημείων παράδοσης), Σύνολο αγοράς, ΜΠ & ΧΠ, 2023



Πηγή: ΡΑΑΕΥ

Διάγραμμα 70: Μερίδια των Προμηθευτών στην λιανική αγορά φυσικού αερίου (βάσει κατανάλωσης), Σύνολο αγοράς, ΜΠ & ΧΠ, 2023



5.2.5 Μεταφορά Φυσικού Αερίου Μέσω Αγωγών

Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ)

Σύμφωνα με τα στοιχεία του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ ΑΕ), το συνολικό μήκος των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου ανήλθε σε 1.466 χιλιόμετρα. Ειδικότερα, 512 χιλιόμετρα αφορούσαν στον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης και 954 χιλιόμετρα στους αγωγούς τροφοδοσίας των διαφόρων περιοχών της Χώρας. Το μήκος του δικτύου δεν παρουσίασε μεταβολή σε σχέση με το 2022 (Πίνακας 16) [47].

Οι δαπάνες συντήρησης των υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου ανήλθαν το 2023 σε 4.857.000 ευρώ, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 29,6% σε σχέση με το 2022, όπου οι αντίστοιχες δαπάνες ανήλθαν σε 3.747.000 ευρώ. Οι επενδύσεις σε νέες υποδομές ανήλθαν σε 179.393.000 ευρώ το 2023, παρουσιάζοντας αύξηση 47,6% σε σύγκριση με τις αντίστοιχες επενδύσεις του 2022, οι οποίες ανήλθαν σε 121.563.000 ευρώ (Διάγραμμα 71) [47].

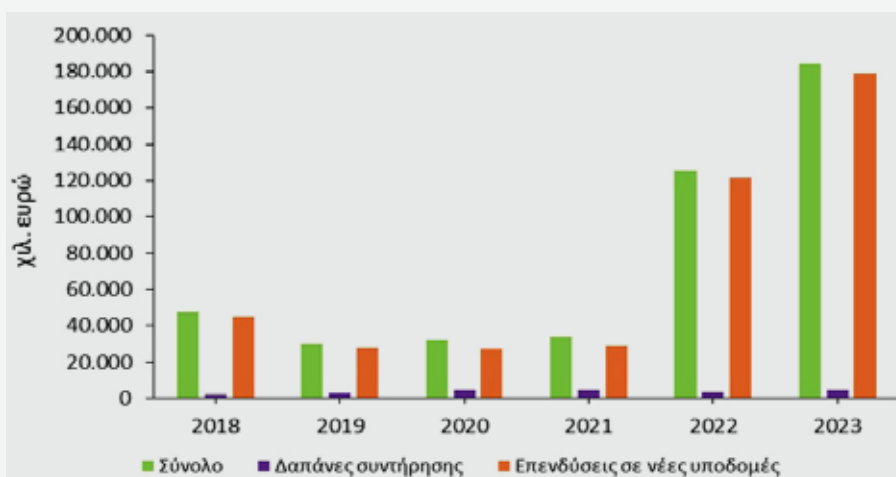
Στον πίνακα 16 παρουσιάζεται η διακίνηση του φυσικού αερίου στην Ελληνική επικράτεια. Αναφορικά με τις συνολικές εισαχθείσες ποσότητες (παραλαβές) φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), κατά το έτος 2023 παρατηρήθηκε μείωση 21,4% σε σχέση με το 2022. Ομοίως, μείωση κατά 21,5% παρουσίασαν οι συνολικές εξαχθείσες ποσότητες (παραδόσεις) φυσικού αερίου από τα σημεία εξόδου του ΕΣΦΑ, το 2023 σε σύγκριση με το 2022.

Πίνακας 16: Μήκος των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου (χλμ)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Κεντρικός αγωγός μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης	512	512	512	512	512	512
Αγωγοί τροφοδοσίας των περιοχών της Χώρας	952	954	954	954	954	954
Σύνολο	1.464	1.466	1.466	1.466	1.466	1.466

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Διάγραμμα 71: Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς φυσικού αερίου, 2018-2023



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Πίνακας 17: Διακίνηση φυσικού αερίου στο ΕΣΦΑ (MWh), 2019 -2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Εισαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου (MWh)	65.202.881	70.649.066	77.736.918	86.157.785	67.723.344
Εξαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου από τα σημεία εξόδου (MWh)	65.109.198	70.474.183	77.562.806	86.176.038	67.606.113
σε εθνικές μεταφορές	57.407.326	63.104.605	69.960.612	56.639.902	50.914.754
σε διεθνείς μεταφορές	7.701.872	7.369.578	7.602.194	29.546.136	16.691.359

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ)

Σύμφωνα με τα στοιχεία του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ ΑΕ), το συνολικό Εκτός από το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) υφίσταται και το Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου το οποίο αποτελείται από τον διασυνδεδημένο αγωγό TAP (Trans Adriatic Pipeline) και από τον διασυνδεδημένο αγωγό Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB). Μέσω του αγωγού TAP μεταφέρεται φυσικό αέριο από την περιοχή της Κασπίας στην Ευρώπη και το μήκος του στην Ελληνική επικράτεια ανέρχεται σε 550,8 χιλιόμετρα. Η λειτουργία του αγωγού TAP ξεκίνησε τον Δεκέμβριο του 2020. Ο διασυνδεδημένος αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB) έχει μήκος στην Ελληνική επικράτεια 31,6 χιλιόμετρα και η λειτουργία του αγωγού ξεκίνησε τον Οκτώβριο του 2022.

Στον Πίνακα 18 παρουσιάζονται οι εισαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου μέσω TAP και οι παραδόσεις φυσικού αερίου από τον TAP στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) και στον διασυνδεδημένο αγωγό Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB).

Πίνακας 18: Μεταφορά φυσικού αερίου μέσω του TAP, 2021 - 2023

	2021	2022	2023	Μεταβολή % 2023/2022
Εισαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου στην Ελλάδα (MWh)	90.483.085	126.239.076	127.902.146	1,3%
Εξαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου από την Ελλάδα (MWh)	76.311.953	108.161.587	104.643.609	-3,3%
Παραδόσεις στο ΕΣΦΑ στη Νέα Μεσημβρία (MWh)	13.617.600	12.596.353	7.436.839	-41,0%
Παραδόσεις στον IGB στην Κομοτηνή (MWh)		4.872.894	15.422.089	216,5%
Μεταφορικό έργο (Mtkm)	3.118	4.272	4.086	-4,4%

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Στον Πίνακα 19 παρουσιάζονται οι εισαχθείσες και εξαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου μέσω του αγωγού IGB από τον Οκτώβριο του 2022 που ξεκίνησε η λειτουργία του καθώς και η τεχνική δυναμικότητα στα σημεία εισόδου και εξόδου σύμφωνα με στοιχεία του έτους 2023, το 42,2% των εισαγωγών φυσικού αερίου έγινε ως LNG μέσω της Ρεβουθούσας, το 37,0% μέσω της σύνδεσης με τη Βουλγαρία (ρωσικό αέριο μέσω Turk Stream), το 17,6% μέσω του TAP (Αζερικό αέριο) και το 3,2% μέσω Τουρκίας (επίσης Αζερικό αέριο) [48].

Πίνακας 19: Μεταφορά φυσικού αερίου μέσω IGB και τεχνική δυναμικότητα σημείων εισόδου και εξόδου, 2022-2023

	2022	2023
Εισαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου στην Ελλάδα (MWh)	18.495	0
Εξαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου από την Ελλάδα (MWh)	4.875.908	15.540.771
Παραδόσεις στο ΕΣΦΑ (MWh)	0	0
Μεταφορικό έργο (Mtkm)	10	32
Τεχνική δυναμικότητα σημείου εισόδου στην Ελλάδα (MWh/ημέρα)	124.762	124.762
Τεχνική δυναμικότητα σημείου εξόδου από την Ελλάδα (MWh/ημέρα)	124.762	124.762

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ

Στις 21 Σεπτεμβρίου 2023 δημοσιεύτηκε στο ΦΕΚ 5595B, μετά από έγκριση της ΡΑΑΕΥ (αριθ. Ε-68/2023), η απόφαση «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) για την περίοδο 2023-2032». Το νέο Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ περιλαμβάνει έργα με προβλεπόμενο προϋπολογισμό ύψους 1,32 δισεκατομμυρίων ευρώ, από τα οποία το ποσό των 476 εκατομμυρίων αντιστοιχεί σε νέα έργα, ενώ τα υπόλοιπα αντιστοιχούν σε εκείνα που έχουν ήδη εγκριθεί στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2022- 2031 ή συμπεριλαμβάνονται στον Κατάλογο Μικρών Έργων, επικαιροποιημένα ως προς το χρονοδιάγραμμα και τον προϋπολογισμό.

Από τα νέα αυτά έργα, 13 εκατομμύρια ευρώ αντιστοιχούν σε βελτιώσεις, εκσυγχρονισμό και συντήρηση του ΕΣΦΑ, ενώ 430 εκατομμύρια ευρώ αντιστοιχούν σε νέα έργα που δημιουργούν νέα δυναμικότητα στο σύστημα.

Πιο συγκεκριμένα, τα σημαντικότερα νέα έργα είναι:

- ο «Διπλασιασμός του κλάδου υψηλής πίεσης Καρπερή-Κομοτηνή» (290 εκατ. €), ένα έργο που στοχεύει στην παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας από το Εικονικό Σημείο Συναλλαγών (ΕΣΣ) σε όλα τα Σημεία Εξόδου του συγκεκριμένου κλάδου και από όλα τα Βορειοανατολικά Σημεία Εισόδου σε όλα τα Σημεία Εξόδου του κλάδου
- ο «Διπλασιασμός του κλάδου υψηλής πίεσης Πάτημα – Λιβαδειά» (140 εκατ. €) το οποίο αποσκοπεί κυρίως στην παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας στους χρήστες του Πλωτού Σταθμού Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU) της Διώρυγα Gas και, ως εκ τούτου, θα πρέπει να υλοποιηθεί υπό την προϋπόθεση της Τελικής Επενδυτικής Απόφασης της Διώρυγα

Επίσης, το Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης περιλαμβάνει καινοτόμα έργα που αφορούν την ενεργειακή μετάβαση και την απανθρακοποίηση μέσω των κατάλληλων επενδύσεων ύψους 15 εκατομμυρίων ευρώ. Τα έργα αυτά αφορούν ένα πιλοτικό έργο πυρόλυσης και τη σύνδεση του δικτύου του ΔΕΣΦΑ με τη σχεδιαζόμενη κοιλίδα H2 στη Δυτική Μακεδονία, για την έγχυση πράσινου υδρογόνου στο υφιστάμενο δίκτυο και συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό με τη μείωση των εκπομπών μεθανίου στο ΕΣΜΦΑ.

Τέλος, 18 εκατομμύρια ευρώ αφορούν δύο νέα έργα σύνδεσης.

Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου – Διαχειριστές Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου

Οι Διαχειριστές των δικτύων διανομής οφείλουν να κατασκευάζουν το δίκτυο διανομής σύμφωνα με το εγκεκριμένο από τη ΡΑΕ Πρόγραμμα Ανάπτυξης με βάση το χρονοδιάγραμμα ανάπτυξης, που περιλαμβάνεται στην Άδεια Διανομής. Στο τέλος κάθε ημερολογιακού εξαμήνου, οι Διαχειριστές ενημερώνουν τη ΡΑΕ για την πρόοδο των εργασιών κατασκευής του δικτύου στην περιοχή της άδειάς τους [49].

Τα δίκτυα διανομής της χώρας, ανάλογα με την πίεση λειτουργίας τους διακρίνονται σε:

- Δίκτυο μέσης πίεσης (με ονομαστική πίεση 19,0 bar)
- Δίκτυο χαμηλής πίεσης (με ονομαστική πίεση 0,025 - 4,0 bar)

Την διεύθυνση των καταναλωτών φυσικού αερίου με την ένταξη 13 νέων πόλεων στο δίκτυο διανομής μέσα στο 2024 σχεδιάζει η πρώην ΔΕΔΑ και νυν «ΕΝΑΟΝ Eda», όπως ονομάζεται πλέον ο ενιαίος διαχειριστής των δικτύων διανομής υπό την σκέπη του Ιταλικού ενεργειακού Ομίλου Italgas.

Οι 13 νέες πόλεις που θα προστεθούν στο δίκτυο διανομής αερίου είναι οι εξής: Γρεβενά, η Λιβαδειά, τα Γιαννιτσά, η Βέροια, η Φλώρινα, η Καστοριά, το Άργος Ορεστικό, η Άμφισσα, η Αλεξάνδρεια, το Καρπενήσι, η Ορεστιάδα, η Πάτρα και τα Ιωάννινα.

Στο κομμάτι της επέκτασης του δικτύου, τα σχέδια της Itaglas για το 2024 προβλέπουν έργα για πάνω από 650 χιλιόμετρα δικτύου χαμηλής πίεσης και περίπου 50 χιλιόμετρα μέσης πίεσης, ενώ συγκεκριμένα για την Αττική, θα προστεθούν 30 χιλιόμετρα νέου δικτύου κατά το 2024.

Επιπρόσθετα, η ψηφιοποίηση του δικτύου με την ενσωμάτωση «έξυπνων μετρητών» και προηγμένων τεχνολογικών συστημάτων για την κυβερνοασφάλεια καταλαμβάνουν κεντρική θέση στα άμεσα σχέδια της εταιρείας.

Ο Πίνακας 20 αποτυπώνει το πλήθος των σημείων παράδοσης που ο κάθε χρήστης εκπροσωπεί και την μηνιαία διανεμηθείσα ποσότητα φυσικού αερίου (kWh) ανά κατηγορία τιμολογίου διανομής, με βάση τα στοιχεία από την Ελληνική Εταιρεία Διανομής Αερίου (ENAON Eda).

Πίνακας 20: Πλήθος Σημείων Παράδοσης και μηνιαία διανεμηθείσα ποσότητα φυσικού αερίου ανά κατηγορία τιμολογίου διανομής, Ιανουάριος 2024

ΤΥΠΟΣ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΠΕΡΙΛΗΨΗ		ΠΕΡΙΛΗΨΗ		ΑΤΤΙΚΗ		ΣΤΡΑΤΙΣΣΑ		ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΤΕΛΩΝΑ		ΚΑΤΑΤΗ ΚΑΤΕΛΩΝΑ ΠΡΑΞ		ΔΥΤΙΚΗ ΚΑΤΕΛΩΝΑ		ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ		ΚΡΕΤΑ		ΤΕΣΣΑΡΟΝΙΚΟΣ		ΣΥΝΟΛΟ (ENAON Eda)								
	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	ΣΗΜΕΙΑ ΠΑΡΑΔΟΣΗΣ						
ΣΥΝΟΛΟ	275.133	0	513.874.962	127.762	0	259.479.294	288.133	0	588.625.473	1.137	0	1.945.940	2.433	0	4.839.470	1.024	0	1.395.475	0	0	0	0	0	0	581.442	0	1.276.922.108		
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ	5.494	0	71.229.276	2.295	0	32.829.625	7.537	0	365.196.742	52	0	1.945.402	40	0	1.125.234	26	0	8.888.729	0	0	0	0	0	0	0	0	23.907	0	276.965.103
ΟΔΕ	4	0	1.182.844	4	0	1.159.428	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΒΟΥΛΓΑΡΙΚΟ	26	0	46.661.227	46	0	59.225.026	89	0	67.634.887	82	0	122.988.629	22	0	48.720.460	26	0	29.887.249	0	0	0	0	0	0	0	0	4.108.212	297	2.428.966.157
ΕΣΠΑ/ΕΥΡΩΠΕΪΚΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗ	0	0	0	0	0	0	0	0	1.793.022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.793.022
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΝΟΛΟ	281.173	0	626.124.082	129.842	0	397.245.026	305.864	0	750.421.406	1.221	0	2.138.362.421	2.547	0	67.280.169	1.122	0	12.081.962	0	0	0	0	0	0	0	4.108.212	597.676	2.122.946.428	

Πηγή: ENAON Eda

5.2.6 Έργα Υποδομών Φυσικού Αερίου

5.2.6.1 Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας

Ο Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας. Ο σταθμός είναι στρατηγικά τοποθετημένος κοντά σε περιοχές με μεγάλη κατανάλωση φυσικού αερίου, όπως η Αττική και η Βοιωτία, ώστε να μπορεί να προμηθεύσει φυσικό αέριο τόσο στην ελληνική αγορά όσο και στις αγορές γειτονικών χωρών, μέσω της υφιστάμενης διασύνδεσης με τη Βουλγαρία και της μελλοντικής διασύνδεσης με τη Βόρεια Μακεδονία.

Συγκαταλέγεται στους είκοσι οκτώ αντίστοιχους σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου, που λειτουργούν σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης και είναι μοναδικός στην Ελλάδα για την υποδοχή δεξαμενοπλοίων ΥΦΑ, παραλαβή, αποθήκευση, αεριοποίηση ΥΦΑ και για την τροφοδοσία με φυσικό αέριο του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ (ΕΣΜΦΑ).

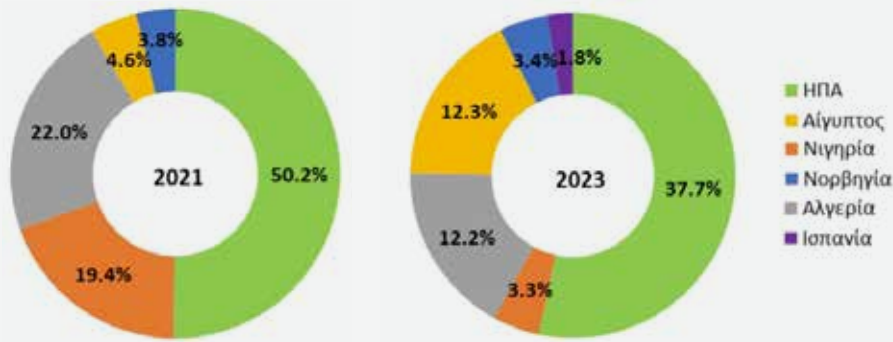
Έχει αποθηκευτική ικανότητα 225.000 m³ ΥΦΑ, αποτελούμενος από δύο δεξαμενές των 65.000 m³ η κάθε μία και μία μεγαλύτερη, χωρητικότητας 95.000 m³ και ωριαία δυναμικότητα αεριοποίησης 1250 m³ LNG σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας [50]

Η αποβάθρα της Ρεβυθούσας μπορεί να φιλοξενήσει πλοία από 25.000 έως 266.000 m³ ΥΦΑ, μέγεθος που αντιστοιχεί στα μεγαλύτερα πλοία μεταφοράς ΥΦΑ στον κόσμο, με μήκος περίπου 355 μέτρων.

Αποτελεί μια κρίσιμη υποδομή για την Ελλάδα, καθώς εγγυάται την ασφάλεια εφοδιασμού και επιτρέπει τη διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας με φυσικό αέριο, παρέχοντας λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς, καθώς και αυξημένη ικανότητα κάλυψης της μέγιστης ζήτησης φυσικού αερίου. Είναι το μοναδικό Σημείο Εισόδου του δικτύου που εγχύει φυσικό αέριο στο Νότιο τμήμα της χώρας.

Ο ΔΕΣΦΑ προχώρησε στην προσθήκη Πλωτής Μονάδας Αποθήκευσης (FSU) στον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας αυξάνοντας τη συνολική διαθέσιμη χωρητικότητα αποθήκευσης από 225.000 m³ σε περισσότερα από 380.000 m³. Παράλληλα, ο ΔΕΣΦΑ αναμένεται να προχωρήσει στην ενίσχυση της δυνατότητας επαναεριοποίησης του τερματικού σταθμού κατά 12%. Το 2021, ο σταθμός της Ρεβυθούσας κάλυψε σχεδόν το 31,8% των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου στην Ελλάδα, ενώ το πρώτο τρίμηνο του 2022 η Ρεβυθούσα έγινε η κύρια πύλη εισόδου φυσικού αερίου στη χώρα, καλύπτοντας το 43,23% των εισαγωγών. Στο Διάγραμμα 72 παρουσιάζεται η προέλευση των φορτίων ΥΦΑ που εκφορτώθηκαν στη Ρεβυθούσα το 2021 (35 φορτία από 5 χώρες) καθώς και το 2023 με την παραλαβή 41 φορτίων ΥΦΑ από 7 χώρες.

Διάγραμμα 72: Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ το 2021 και 2023



Τον Απρίλιο 2022 εντάχθηκε η νέα προβλήτα Small Scale LNG στον τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας στο Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020». Το συγκεκριμένο έργο προβλέπει τη δημιουργία μιας νέας προβλήτας, παράλληλης προς την βορειοανατολική ακτή της Ρεβυθούσας, που θα έχει συνολικό μήκος περίπου 20m και βάθος θαλάσσης περίπου 12,00m στο μήκος αυτό. Το ελάχιστο πλάτος της προβλήτας θα είναι 30m. Η προβλήτα αυτή θα εξυπηρετήσει τον ελλιμενισμό πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ μικρής χωρητικότητας, μεταξύ 1.000 και 30.000 m³ ΥΦΑ. Το συνολικό κόστος της Πράξης ανέρχεται σε €18.070.120, με την ιδιωτική συμμετοχή να ανέρχεται σε €9.185.060 και τη συνολική δημόσια δαπάνη που προτείνεται για εγγραφή στο Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων να ανέρχεται σε €8.885.060.

5.2.6.2 FSRU Αλεξανδρούπολης

Την 1η Οκτωβρίου 2024 τέθηκε σε λειτουργία ο τερματικός σταθμός υγροποιημένου αερίου στην Αλεξανδρούπολη. Σύμφωνα με το αρχικό χρονοδιάγραμμα, ο τερματικός σταθμός έπρεπε να τεθεί σε λειτουργία τον Απρίλιο του 2024. Μετά την έναρξη των δραστηριοτήτων σύνδεσης της πλατφόρμας υγροποιημένου αερίου με τον αγωγό φυσικού αερίου, διαπιστώθηκε ένα τεχνικό ελάττωμα – δηλαδή η παρουσία νερού στο γραμμή σωλήνων. Η δυσλειτουργία επιδιορθώθηκε με τη λεγόμενη «μη παρεμβατική μέθοδο», με ελεγχόμενη παροχή φυσικού αερίου από την πλατφόρμα επαναεριοποίησης στο σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου της Ελλάδας [51].

Χάρτης 13: Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης



Πηγή: Gastrade

Η πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ περιλαμβάνει τα εξής βασικά μέρη [52]:

- Συστήματα πρόσδεσης δεξαμενοπλοίων και μεταγίγισης ΥΦΑ.
- Τέσσερις δεξαμενές αποθήκευσης ΥΦΑ συνολικής χωρητικότητας έως 153.500 κυβικά μέτρα.
- Τρεις μονάδες αεριοποίησης δυναμικότητας 315.000 κυβικών μέτρων (275 mmscfd) φυσικού αερίου / ώρα (έκαστη).
- Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής για την εξυπηρέτηση των αναγκών της πλωτής μονάδας σε ηλεκτρική ενέργεια
- Μετρητική μονάδα για την μέτρηση των ποσοτήτων φυσικού αερίου που αεριοποιούνται.
- Χώρους διαμονής, ενδιαίτησης πληρώματος.

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο μεταγίγεται από τα δεξαμενόπλοια μεταφοράς στις κρουγενικές δεξαμενές της πλωτής μονάδας και στη συνέχεια οδηγείται για αεριοποίηση στις τρεις μονάδες αεριοποίησης. Η δυναμικότητα αεριοποίησης κάθε μονάδας είναι 315.000 κυβικών μέτρων (275 mmscfd) ΦΑ/ώρα.

Το FSRU είναι ύψους 380 εκατ. ευρώ και ξεκίνησε να κατασκευάζεται στις αρχές του 2022, προσθέτοντας ένα σημαντικό κρίκο στη αλυσίδα των έργων που προωθούν την ανεξάρτηση της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης από το φυσικό αέριο της Ρωσίας. Μέτοχοι του FSRU που ανήκει στην εταιρεία Gastrade είναι η κυρία Ελμίνα Κοπελούζου (20%), η Gaslog (20%), η ΔΕΠΑ Εμπορίας (20%), ο ΔΕΣΦΑ (20%) και η Bulgartransgaz (Διαχειριστής Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Βουλγαρίας) (20%).

Χάρτης 14: FSRU Αλεξανδρούπολης – Νέα πύλη ενεργειακού εφοδιασμού για την Ελλάδα και την ευρύτερη περιοχή



Πηγή: Gastrade

5.2.6.3 FSRU Διώρυγα Gas

Η εταιρεία ΔΙΩΡΥΓΑ GAS Α.Ε. έχει λάβει Άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου από τη ΡΑΕ (Απόφαση ΡΑΕ 1321/2018). Το έργο αφορά στην κατασκευή και λειτουργία Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) που περιλαμβάνει Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης Φυσικού Αερίου (Floating Storage Regasification Unit – FSRU) χωρητικότητας έως και 210.000 m³ ΥΦΑ και διασύνδεση αυτού με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου. Το έργο περιλαμβάνει:

Α.Υπεράκτιο Πλωτό Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ ο οποίος περιλαμβάνει:

- Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU).
- Πλωτό Αγκυροβόλιο πολλαπλών σημείων πρόσδεσης / πλωτών ναύδετων (buoys) για την πρόσδεση του FSRU στην πρύμνη και την πλώρη.

Β. Υποθαλάσσιο και Χερσαίο αγωγό φυσικού αερίου για τη διοχέτευση του φυσικού αερίου στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) μέσω νέου Μετρητικού Σταθμού.

Το ΥΦΑ θα εισάγεται μέσω ειδικών πλοίων ΥΦΑ και θα αποθηκεύεται στις ειδικά σχεδιασμένες κρουγενικές δεξαμενές του Διώρυγα Gas FSRU και είτε θα επαναεριοποιείται για την τροφοδότηση του ΕΣΜΦΑ με φυσικό αέριο είτε θα μεταβιβάζεται σε πλοία ΥΦΑ μικρότερης χωρητικότητας ή σε βυτιοφόρα φορτηγά για τον ανεφοδιασμό πλοίων ή απομονωμένων πελατών [53].

Το FSRU θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένος σε σταθερό σημείο επί πλωτής εξέδρας και θα απέχει απόσταση περίπου 1,5 χλμ νοτιοδυτικά από την υφιστάμενη προβλήτα παραλαβής πετρελαϊκών προϊόντων του Διυλιστηρίου της «ΜΟΤΟΡ ΟΙΛ (ΕΛΛΑΣ) ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ Α.Ε.» στην περιοχή των Αγίων Θεοδώρων Κορινθίας. Η ελάχιστη απόσταση από την ακτή υπολογίζεται στα 500 μέτρα σε ισοβαθείς των 50 μέτρων. Η διατήρηση της σταθερής απόστασης του FSRU από την ακτή θα εξασφαλιστεί με πρόσδεση σε πλωτή εξέδρα [49].

Η μέγιστη αδειοδοτημένη δυνατότητα παροχής φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ μέσω του έργου ΔΙΩΡΥΓΑ GAS εκτιμάται σε 4,3 bcm/ έτος, επιτρέποντας την επαναεριοποίηση έως και 11,76 εκατομμυρίων Nm³ ΦΑ ανά ημέρα [53]. Το έργο θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, θα αποτελέσει νέο Σημείο Εισόδου του ΕΣΦΑ και με τις απαιτούμενες διασυνδέσεις του ΕΣΦΑ με τα γειτονικά συστήματα φυσικού αερίου, θα εξασφαλίσει πρόσβαση στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

Χάρτης 15: Χωροθέτηση FSRU Διώρυγα Gas



Πηγή: Motor Oil Hellas

Με απόφαση του ΥΠΕΝ το Μάρτιο 2024 δόθηκε η δυνατότητα για την κατασκευή του χερσαίου αγωγού φυσικού αερίου που θα συνδέσει το τερματικό LNG Διώρυγα Gas της Μότορ Όιλ με το εθνικό σύστημα φυσικού αερίου. Έτσι ορίστηκε η διαδρομή και εγκατάσταση του χερσαίου αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης του έργου «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) στη θέση Σουσάκι του Δήμου Λουτρακίου – Περαχώρας Αγ. Θεοδώρων Περιφερειακής Ενότητας Κορινθίας της εταιρείας ΔΙΩΡΥΓΑ GAS Α.Ε.», στο τμήμα από την Παραλία στη θέση Σουσάκι μέχρι το Νέο Μετρητικό/Ρυθμιστικό Σταθμό για τη σύνδεση του νέου ΑΣΦΑ με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου στην Περιφερειακή Ενότητα Κορινθίας της Περιφέρειας Πελοποννήσου.

Ο αγωγός υψηλής πίεσης θα κατασκευαστεί με δυνατότητα πρόσμιξης υδρογόνου έως και 100% για τη διοχέτευση του καυσίμου στο ΕΣΜΦΑ μέσω νέου μετρητικού σταθμού, καθώς και μια εγκατάσταση φόρτωσης βυτιοφόρων φορτηγών μεταφοράς ΥΦΑ [54].

5.2.6.4 FSRU Θεσσαλονίκης & Βόλου

Θετικά γνωμοδότησε η ΠΑΑΕΥ αναφορικά με την εγκατάσταση του FSRU στον Παγασητικό Κόλπο «ΑΡΓΩ FSRU», έπειτα από σχετικό αίτημα της Mediterranean Gas για μεταβολή της περιοχής εγκατάστασης, καθώς και του χρονοδιαγράμματος υλοποίησης του έργου. Ειδικότερα, όπως προβλέπει σχετική απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. Ε-134/2023 η πλωτή δεξαμενή θα εγκατασταθεί σε νέα θέση, ενώ το χρονοδιάγραμμα έναρξης εμπορικής λειτουργίας μεταβάλλεται από τον Ιανουάριο του 2023 στο πρώτο τρίμηνο του 2025 [55]. Σημειώνεται όμως ότι ο Υπουργός Περιβάλλοντος απαντώντας σε ερωτήσεις βουλευτών σχετικά με τη γνωμοδότηση της ΠΑΑΕΥ για την εγκατάσταση FSRU στον Παγασητικό, τόνισε ότι η Ελλάδα δεν

έχει ανάγκη από νέους σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου καθώς υπερκαλύπτει τις ανάγκες της από τη Ρεβυθούσα και το νέο τερματικό της Αλεξανδρούπολης. Έτσι, ο υπουργός ανέφερε ότι το εν λόγω έργο δεν έχει προοπτικές υλοποίησης, καθώς καθίσταται μη βιώσιμο [56].

5.2.6.5 Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) Νότιας Καβάλας

Το έργο προϋπολογισμού €300-400 εκατ. συνίσταται στην αξιοποίηση του σχεδόν υπό εξάντληση υποθαλάσσιου κοιτάσματος φυσικού αερίου της Νοτίου Καβάλας (σε χρήση από την εταιρεία Energean – εκτιμώμενο απόθεμα αερίου 0,073 bcm) ως Υπόγειας Αποθήκης Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ-UGS). Βρίσκεται στον κόλπο της Καβάλας, 11 χλμ. νότια του πετρελαϊκού κοιτάσματος του Πρίνου, σε βάθος 1.700 μέτρων. Την παράταση έως το 2039 των αδειών εκμετάλλευσης των κοιτασμάτων Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και Έψιλον προβλέπει, μεταξύ άλλων, η 7η τροποποίηση της από 23 Νοεμβρίου 1999 Σύμβασης για την εκμετάλλευση υδρογονανθράκων στη θαλάσσια περιοχή του Θρακικού Πελάγους που έχει καταρτιστεί μεταξύ του Ελληνικού Δημοσίου και της Energean Oil & Gas, θυγατρικής του ομίλου Energean plc [57].

Με την τροποποίηση της σύμβασης, παρατάθηκε ως τις 23 Νοεμβρίου 2024 η άδεια εκμετάλλευσης του, εξαντλημένου, πλέον, κοιτάσματος φυσικού αερίου στη Νότια Καβάλα. Τον Μάρτιο του 2023 έληξε άδοξα ο διαγωνισμός που είχε προκηρύξει το ΤΑΙΠΕΔ καθώς κατά τη φάση υποβολής των δεσμευτικών προσφορών από τους δυο ενδιαφερόμενους, δηλαδή την κοινοπραξία ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ– ΔΕΣΦΑ και την Energean, δεν υποβλήθηκε καμία προσφορά. Το ενδιαφέρον των επενδυτών ατόνησε λόγω της απόφασης της ΠΑΑΕΥ για κοινωνικοποίηση του 50% του έργου (το ποσοστό της επένδυσης που θα καλυφθεί από τους χρήστες του δικτύου) αλλά

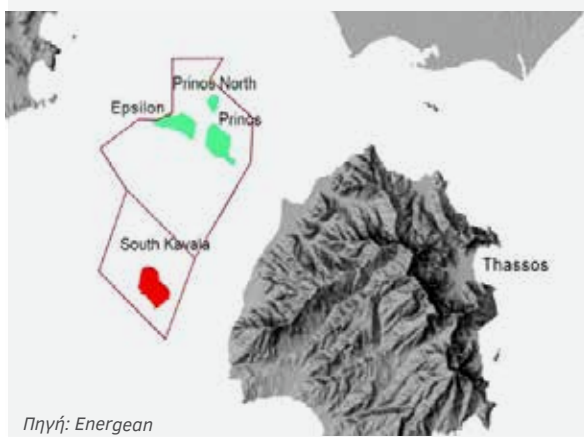
και για το ποσοστό ανάκτησης της επένδυσης. Η Ελλάδα είναι από τις ελάχιστες χώρες στην ΕΕ που δεν έχει υπόγειες αποθήκες αερίου παρά το γεγονός ότι διαθέτει πλέον ένα εκτεταμένο σύστημα κυρίως αγωγών, κλάδων και δικτύων αερίου (υπολογίζεται σε περισσότερα από 5000 χλμ).

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου στην ΕΕ μπορούν να αποθηκεύσουν έως και 100 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (bcm) φυσικού αερίου, έναντι της ετήσιας ζήτησης του μπλοκ που ανέρχεται σε 350-500 bcm. Οι εκτεταμένες όμως Ρωσικές επιθέσεις στην Ουκρανία το καλοκαίρι ανάγκασαν τον Ευρωπαϊκό να αναζητήσουν νέες «αποθήκες ενέργειας». Η Ουκρανία διαθέτει τις μεγαλύτερες υπόγειες αποθήκες φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Ωστόσο, μετά από ρωσική επίθεση την άνοιξη του 2023 που στόχευε την ενεργειακή υποδομή της χώρας, οι ευρωπαϊκοί όγκοι τον Ιούνιο και τον Ιούλιο μειώθηκαν στο ένα δέκατο των ποσοτήτων που είχαν αποθηκευτεί την ίδια περίοδο το 2023 [58].

Τα περισσότερα κράτη μέλη της ΕΕ διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου στο έδαφός τους. Η δυναμικότητα αποθήκευσης πέντε χωρών (Γερμανία, Ιταλία, Γαλλία, Κάτω Χώρες και Αυστρία) αντιπροσωπεύει τα δύο τρίτα της συνολικής δυναμικότητας της ΕΕ.

Σύμφωνα με τον κανονισμό για την αποθήκευση αερίου, οι χώρες που δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα πρέπει να αποθηκεύουν το 15 % της ετήσιας εγχώριας κατανάλωσης αερίου σε δεξαμενές που βρίσκονται σε άλλα κράτη μέλη και, συνεπώς, έχουν πρόσβαση σε αποθέματα αερίου που είναι αποθηκευμένα σε άλλα κράτη μέλη. Αυτός ο μηχανισμός ενισχύει την ασφάλεια του εφοδιασμού της ΕΕ σε αέριο και εξασφαλίζει επιμερισμένη οικονομική επιβάρυνση όσον αφορά την πλήρωση της δυναμικότητας αποθήκευσης της ΕΕ. Τα κράτη μέλη με μικρότερες δυνατότητες αποθήκευσης συνεργάζονται με τα κράτη μέλη που διαθέτουν μεγαλύτερες εγκαταστάσεις, προκειμένου να εξασφαλίζουν τα αποθέματά τους. [59].

Χάρτης 16: Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα



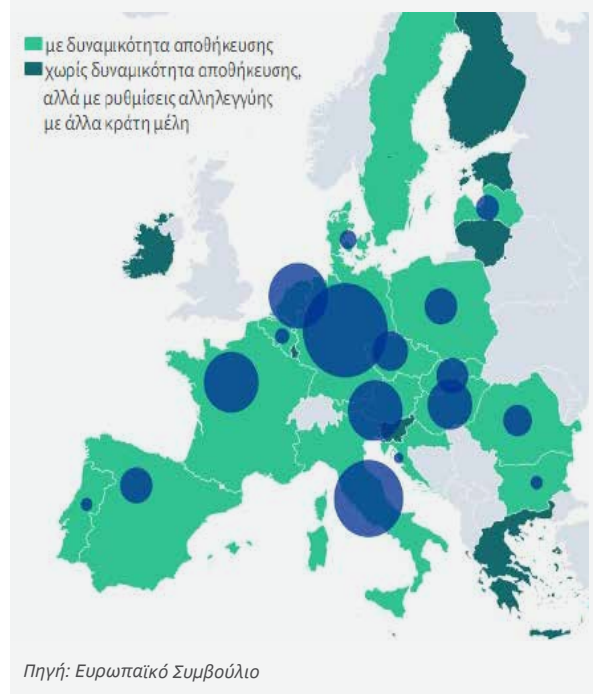
Η ύπαρξη υπόγειας αποθήκης φυσικού αερίου θεωρείται στρατηγικής σημασίας για την Ελλάδα, καθώς σε περιόδους ενεργειακής κρίσεως, όπως αυτή που βιώνει η Ευρώπη λόγω του πολέμου Ρωσίας – Ουκρανίας, προσφέρει περαιτέρω ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, ενώ παίζει και ρόλο στην εξισορρόπηση των τιμών.

Σημειώνεται ότι τόσο για την παραχώρηση του Πρίνου (Πρίνος, Βόρειος Πρίνος, Έψιλον) όσο και για τη Νότια Καβάλα, οι ερευνητικές άδειες ισχύουν ως τον Μάρτιο του 2025. Από το 1981 που ξεκίνησε η παραγωγή των κοιτασμάτων του κόλπου της Καβάλας, έχουν παραχθεί περί τα 130 εκατ. βαρέλια ισοδύναμου πετρελαίου. Τα βεβαιωμένα (2P) αποθέματα είναι της τάξης των 35 εκατ. βαρελιών πετρελαίου, ωστόσο η εξόρυξή τους είναι κοστοβόρα, τόσο λόγω των χαμηλών πιέσεων εξαιτίας της γήρανσης, όσο και λόγω της μεγάλης περιεκτικότητας δε υδροθείου.

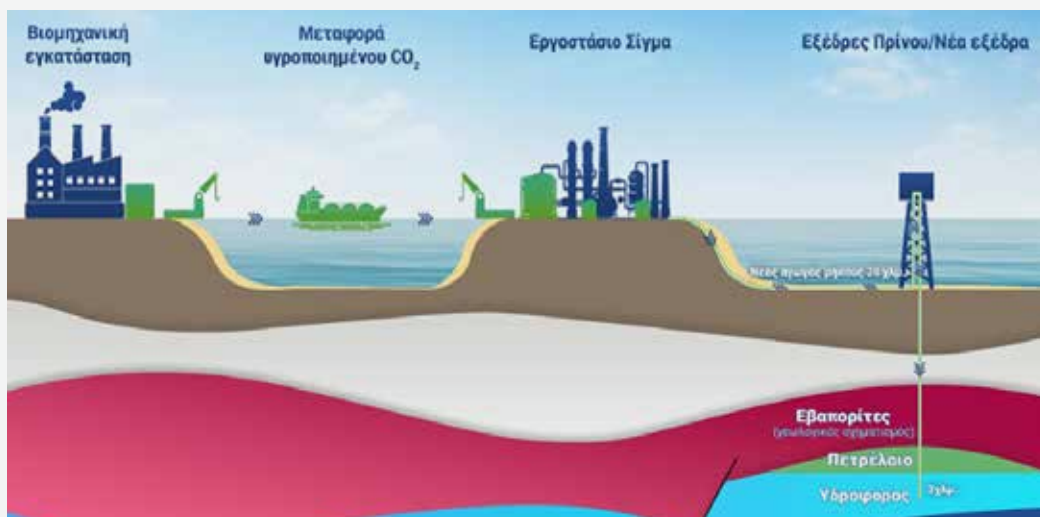
Εν τω μεταξύ από πλευράς της Energean προχωρά με γρήγορους ρυθμούς ο σχεδιασμός για το project αποθήκευσης CO₂ στον Πρίνο. Το project της αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CO₂ στον Πρίνο) είναι το μοναδικό του είδους του όχι μόνο στην Ελλάδα, αλλά συνολικά στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο. Έχει ήδη ενταχθεί στα Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest – PCI) της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ο στόχος είναι να έχει αποκτήσει άδεια λειτουργίας το 2026.

Το project αναπτύσσεται από την EnEarth, θυγατρική της Energean, στον χώρο της παραχώρησης των κοιτασμάτων του Πρίνου. Η EnEarth έχει ήδη υπογράψει 10 μη δεσμευτικά Μνημόνια Κατανόησης με βιομηχανίες που εκπέμπουν CO₂ [60].

Χάρτης 17: Δυναμικότητα αποθήκευσης αερίου και επίπεδο πλήρωσης στα κράτη μέλη της ΕΕ (31 Ιανουαρίου 2024)



Διάγραμμα 73: Το project CO₂ Αποθήκευσης στον Πρίνο



Πηγή: Energean

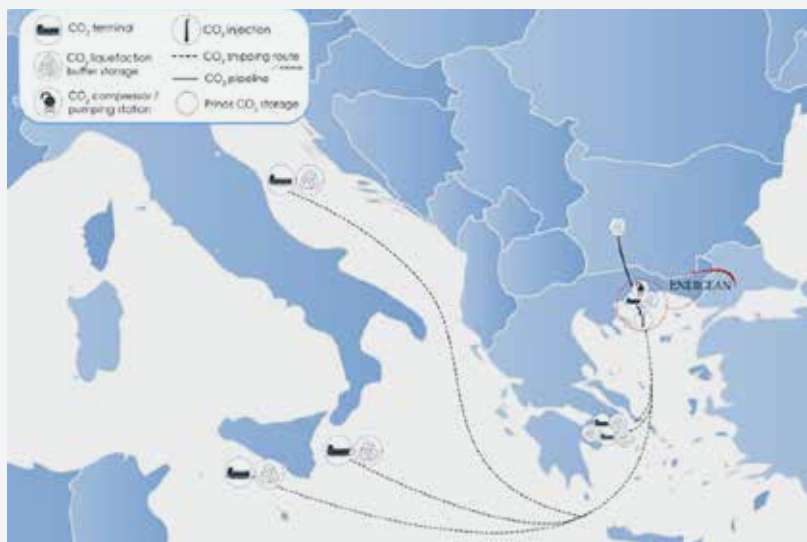
Μελέτες που διεξήχθησαν από την Energean καθώς και από άλλες εξειδικευμένες εταιρείες έδειξαν ότι το πεδίο μπορεί να λειτουργήσει σε πρώτη φάση με αποθηκευτική δυναμικότητα 1 εκατ. τόνους CO₂, ενώ υπάρχει η προοπτική αναβάθμισης για αποθήκευση έως 3 εκατ. τόνους CO₂ ετησίως επί 25 έτη. Αρχικά, προβλέπεται δυναμικότητα αποθήκευσης 1 εκατομμυρίων τόνων CO₂ ετησίως σε συμπιεσμένη μορφή. Η EnEarth υπέβαλε τον Ιούνιο 2024 προς την Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων (ΕΔΕΥΕΠ) αίτηση για την απόκτηση άδειας αποθήκευσης, η οποία τελεί υπό αξιολόγηση. Η απόκτηση της άδειας λειτουργίας τοποθετείται στο 2026. Σε επόμενη φάση, από το 2028, οι εγκαταστάσεις θα υποδεχθούν CO₂ σε υγρή μορφή, το οποίο θα μεταφέρεται με πλοία. Το CO₂ θα το προμηθεύουν βιομηχανίες που δεν είναι δυνατό να μειώσουν τις εκπομπές CO₂ μέσω υποκατάστασης του καυσίμου που χρησιμοποιούν (hard-to-abate industries) από την Ελλάδα και γειτονικές χώρες,

ενώ υπάρχει και η προοπτική απευθείας δέσμευσης CO₂ από την ατμόσφαιρα (Direct Air Capture). Σε δεύτερη φάση ο σχεδιασμός προβλέπει την επέκταση της δυναμικότητας στα 3 εκατομμύρια τόνους ετησίως και, σχετικά, είναι σε εξέλιξη οι απαραίτητες τεχνικές και γεωφυσικές μελέτες που θα επιβεβαιώσουν αυτήν την δυνατότητα [60].

Η πρώτη φάση της αποθήκευσης συμπιεσμένου CO₂ υποστηρίζεται με επιδότηση ύψους 150 εκατομμυρίων ευρώ από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (RRF). Η συνολική επένδυση θα υπερβεί το 1 δισεκατομμύριο ευρώ.

Η ανάπτυξη του project γίνεται σε πλήρη εφαρμογή με τις προβλέψεις της Οδηγίας 2009/31/EC και πρόκειται να έχει σημαντική συνεισφορά στην προσπάθεια να αντιμετωπιστούν οι συνέπειες της κλιματικής αλλαγής και να καταστεί η Ευρώπη η πρώτη ουδέτερη κλιματικά χώρα, με επίκεντρο το σχέδιο Net Zero Industry Act.

Χάρτης 18: Σχηματική απεικόνιση μεταφοράς CO₂ προς το κοίτασμα Πρίνος



Πηγή: Energean

5.2.6.6 Διαδριατικός Αγωγός (TAP) – Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου

Ο Διαδριατικός Αγωγός Φυσικού Αερίου (TAP) μεταφέρει φυσικό αέριο από το γιγαντιαίο κοιτάσμα Shah Deniz II του αζέρικου τμήματος της Κασπίας Θάλασσας προς την Ευρώπη. Ο μήκους περίπου 878 χλμ. αγωγός συνδέεται με τον αγωγό Trans Anatolian Pipeline (TANAP) στους Κήπους στα ελληνοτουρκικά σύνορα, και διασχίζει την Ελλάδα, την Αλβανία και την Αδριατική θάλασσα, προτού εξέλθει στην ξηρά στη Νότια Ιταλία.

Ο TAP διευκολύνει την προμήθεια φυσικού αερίου σε χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης μέσω διασυνδέσεων. Συγκεκριμένα, ο TAP συνδέεται με το Διασυνδεδημένο Αγωγό Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), ο οποίος ξεκίνησε την εμπορική λειτουργία του τον Οκτώβριο του 2022, μεταφέροντας αέριο από την Κασπία στην Βουλγαρία, ενισχύοντας έτσι την ενεργειακή ασφάλεια σε ακόμα μια Ευρωπαϊκή χώρα. Τα σημεία εξόδου του TAP στην Ελλάδα και την Αλβανία και η προσγειώλωση του αγωγού στις ακτές της Ιταλίας παρέχουν πολλαπλές δυνατότητες για περαιτέρω μεταφορά αζέρικου αερίου στις ευρύτερες ευρωπαϊκές αγορές.

Ως βασικό τμήμα του Νότιου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου, ο TAP αποτελεί έργο στρατηγικής και οικονομικής σημασίας για την Ευρώπη, προσφέροντας αξιόπιστη πρόσβαση σε μία νέα πηγή φυσικού αερίου. Επίσης, διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας στην Ευρώπη, στη διαφοροποίηση του ενεργειακού της ανεφοδιασμού και στη μετάβαση προς την από-ανθρακοποίηση.

Στο μετοχικό κεφάλαιο του TAP μετέχουν οι εταιρίες: bp (20%), SOCAR (20%), Snam (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) και Achor (5%). αερίου [61].

Ο TAP ξεκινάει από τους Κήπους, όπου βρίσκεται και ο ελληνικός Σταθμός Συμπίεσης, κοντά στα

ελληνοτουρκικά σύνορα. Ακολουθώντας μια διαδρομή 550χλμ., με ένα σταθμό συμπίεσης και 22 βαλβιδοστάσια, ο αγωγός διασχίζει τη βόρεια Ελλάδα ως τα ελληνοαλβανικά σύνορα, νοτιοδυτικά της Ιεροπηγής Καστοριάς.

Στην Αλβανία η διαδρομή του αγωγού ξεκινά από το δήμο Devoll, στην περιοχή της Κορυτσάς και διανύει περίπου 215 χιλιόμετρα στο αλβανικό έδαφος, προτού εισέλθει στην Αδριατική Θάλασσα. Στην Αλβανία, ο TAP λειτουργεί ένα μετρητικό σταθμό στη Βίγλιστα (Bilisht), κοντά στα ελληνοαλβανικά σύνορα, οκτώ βαλβιδοστάσια και ένα σταθμό προσγειώλωσης. Ο αγωγός φτάνει ως τις ακτές της Αδριατικής, 17 χιλιόμετρα βορειοδυτικά της αλβανικής πόλης Fier, όπου λειτουργεί ο σταθμός συμπίεσης

Το υποθαλάσσιο τμήμα του TAP διατρέχει το βυθό της Αδριατικής Θάλασσας στο στενό του Οτράντο για περίπου 105 χλμ και σε βάθος έως περίπου 810 μέτρα. Σε βάθος που ξεπερνά τα 300 μέτρα, οι σωληναγωγοί είναι επικαλυμμένοι με σκυρόδεμα, για επιπλέον μηχανική προστασία και σταθερότητα. Ο TAP εξέρχεται στη στεριά στις ιταλικές ακτές βόρεια της San Foca μέσω μικρο-τούνελ μήκους 1,5 χιλιομέτρου και βάθους πάνω από 15 μέτρα κάτω από την επιφάνεια του εδάφους της ακτής. Το χερσαίο ιταλικό τμήμα εκτείνεται σε 8 χιλιόμετρα και καταλήγει στον Τερματικό Σταθμό Παραλαβής στο δήμο του Melendugno, όπου βρίσκεται το κέντρο ελέγχου λειτουργίας του αγωγού.

Βάσει εθνικών και διεθνών προτύπων ασφάλειας και λειτουργίας, ο TAP λειτουργεί ως Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) και Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς (ΙΤΟ), παρέχοντας μεταφορική δυναμικότητα (capacity) σε εταιρίες που θέλουν να μεταφέρουν φυσικό αέριο μέσω του αγωγού TAP (shippers) με ασφαλή, αξιόπιστο και αποτελεσματικό τρόπο.

Χάρτης 19: Όδευση Αγωγού TAP



Πηγή: TAP AG

Ο Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου διασχίζει επτά χώρες και με μήκος 3.500 χλμ. αποτελεί μία από τις πιο σύνθετες αλυσίδες αξίας φυσικού αερίου που αναπτύχθηκαν ποτέ. Με τη συμμετοχή δώδεκα και πλέον κορυφαίων εταιρειών ενέργειας. Ο Νότιος Διάδρομος απαρτίζεται από επιμέρους ενεργειακά έργα και συγκεκριμένα, περιλαμβάνει:

- τη δεύτερη φάση ανάπτυξης του κοιτάσματος Shah Deniz που αφορά σε γεωτρήσεις και υπεράκτιες εγκαταστάσεις άντλησης αερίου στην Κασπία Θάλασσα
- την επέκταση των εγκαταστάσεων επεξεργασίας φυσικού αερίου στον τερματικό σταθμό του Sangachal στις αζερικές ακτές της Κασπίας
- την επέκταση του ιταλικού δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου
- δυνατότητες περαιτέρω σύνδεσης με δίκτυα φυσικού αερίου της Νοτιοανατολικής, Κεντρικής και Δυτικής Ευρώπης
- τρία έργα κατασκευής αγωγών:
 - Αγωγός Νότιου Καυκάσου (SCPX) – Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία
 - Αγωγός Φυσικού Αερίου Ανατολίας (Trans Anatolian Pipeline – TANAP) – Τουρκία
 - Διαδριατικός Αγωγός Φυσικού Αερίου (TAP) – Ελλάδα, Αλβανία, Ιταλία

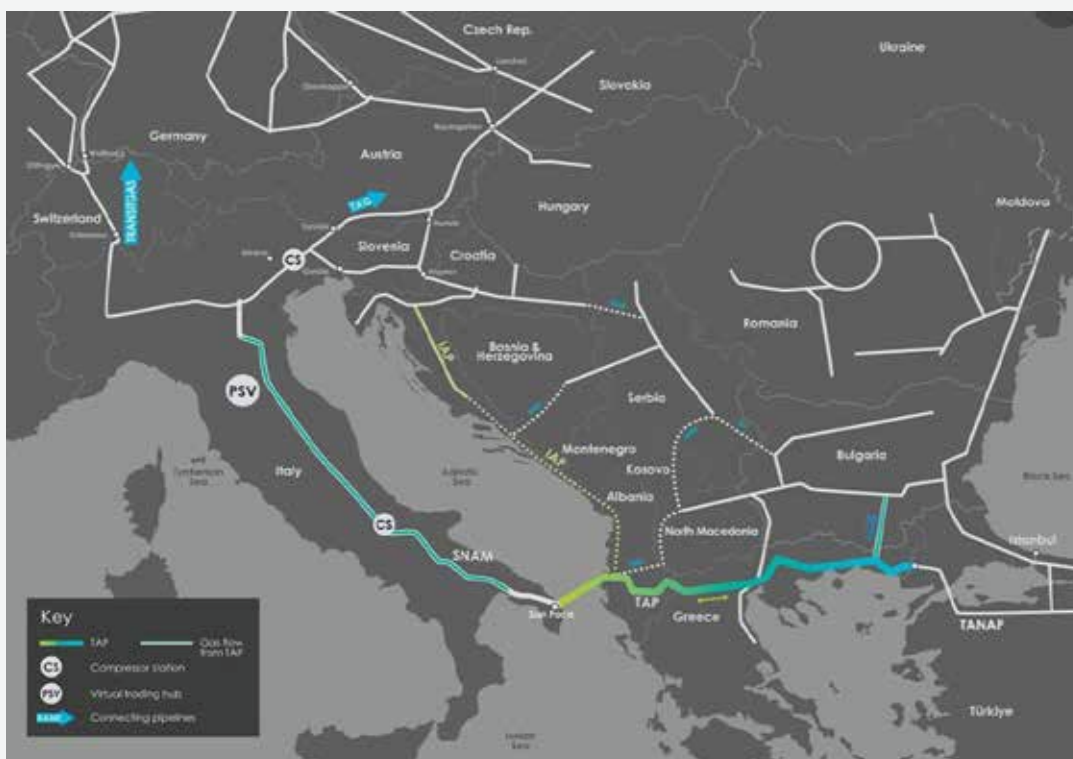
5.2.6.7 Αγωγός Ιονίου – Αδριατικής (IAP)

Το έργο IAP (Ionic Adriatic Pipeline) βασίζεται στην ιδέα της σύνδεσης του υπάρχοντος συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου της Κροατίας μέσω του Μαυροβουνίου και της Δημοκρατίας της Αλβανίας με το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου TAP (βλέπε Χάρτη 19).

Το συνολικό μήκος του αγωγού φυσικού αερίου από το Σπλιτ στο Αλβανικό Φιέρι είναι 511 km, η ονομαστική διάμετρος του αγωγού φυσικού αερίου 800 mm και η πίεση λειτουργίας 85/75 bar και συνολική χωρητικότητα 5 bcm/a [62].

Η υλοποίηση ολόκληρου του έργου IAP προβλέπει το άνοιγμα του ενός νέου ενεργειακού διαδρόμου για την περιοχή των Δυτικών Βαλκανίων εντός του Νότιου (τέταρτου) Διαδρόμου Φυσικού Αερίου – SGC), με σκοπό τη δημιουργία μιας νέας οδού παροχής φυσικού αερίου από τη Μέση Ανατολή και την περιοχή της Κασπίας. Από τη Δημοκρατία της Κροατίας, θα είναι δυνατός ο εφοδιασμός της κεντρικής και ανατολικής Ευρώπης με φυσικό αέριο από τον Νότιο Διάδρομο. Ο IAP θα έχει τη δυνατότητα αμφίδρομης ροής αερίου, με αποτέλεσμα να καθιστά το έργο LNG στο νησί Krk της Κροατίας εξαιρετικής σημασίας, καθώς θα αποτελέσει πηγή φυσικού αερίου για το IAP [62].

Χάρτης 20: Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου



Πηγή: Trans Adriatic Pipeline

5.2.6.8 Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Τα έργα κατασκευής του διασυνδετήριου αγωγού Ελλάδας-Βουλγαρίας (Interconnector Greece-Bulgaria, IGB) ξεκίνησαν το Μάιο 2019. Επί ελληνικού εδάφους, η κατασκευή ξεκίνησε τον Ιούλιο 2019, μετά την έκδοση από τη ΡΑΕ της Άδειας ΑΣΦΑ, με την Απόφαση 671/27.06.2019, κατά τα οριζόμενα στον Κανονισμό Αδειών Φυσικού Αερίου. Το έργο του ελληνοβουλγαρικού διασυνδετήριου αγωγού αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή. Ο αγωγός καταλήγει στη Stara Zagora, συνδέοντας τα δίκτυα φυσικού αερίου Ελλάδας και Βουλγαρίας, ενώ υπάρχει δυνατότητα αντίστροφης ροής (reverse flow).

Το έργο έχει ενταχθεί στην τελευταία λίστα του 5ου καταλόγου Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) στον τομέα της ενέργειας που εγκρίθηκε στις 19.11.2021. Επίσης, ο ελληνοβουλγαρικός διασυνδετήριος αγωγός περιλαμβάνεται στον κατάλογο των έργων προτεραιότητας της πρωτοβουλίας για την Ενεργειακή Διασύνδεση των χωρών της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity – CESEC). Μέσω του IGB αυξάνεται η διαμετακόμιση αερίου στις αγορές της Βουλγαρίας και της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Ο Διαχειριστής του αγωγού ICBG επεσήμανε ότι με τον IGB να αποτελεί μέρος του Νότιου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου χάρη στην άμεση σύνδεσή του με τον TAP, θα είναι επίσης στρατηγικής σημασίας η διερεύνηση των δυνατοτήτων και η περαιτέρω ενίσχυση της χωρητικότητας της υφιστάμενης υποδομής ώστε να καταστεί δυνατή η αύξηση των προμηθειών μέσω του TAP και του TANAP σε συνέργεια με τον διαβαλκανικό αγωγό.

Ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) αναμένεται να λειτουργήσει με διευρυμένη χωρητικότητα από το τέταρτο τρίμηνο του 2025 για τον IP στη Στάρα Ζαγόρα και από το τέταρτο τρίμηνο του 2026 για τον IP στην Κομοτηνή, με αύξηση της χωρητικότητας από 3 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως σε 5 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως [63].



5.2.6.9 Κάθετος Διάδρομος Φυσικού Αερίου

Οι πρώτες συζητήσεις για τη δημιουργία του Κάθετου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου (Vertical Corridor) ξεκίνησαν το 2014, μέσω κοινής πρωτοβουλίας Ελλάδας-Βουλγαρίας-Ρουμανίας. Να σημειωθεί ότι την πρώτη μελέτη για τη δημιουργία του Κάθετου Διαδρόμου εκπόνησε το IENE το 2015 με τίτλο «The Vertical Corridor from the Aegean to the Baltic» [64]. Έκτοτε το εγχείρημα έχει περάσει από πολλές αναταράξεις, ενώ ο ελληνοβουλγαρικός διασυνδετήριος αγωγός IGB, μήκους 182 χλμ., που εγκαινιάστηκε το 2022, θεωρείται ένα συγκριτικά μικρό αλλά κομβικό μέρος του έργου. Ο πιο ένθερμος υποστηρικτής του Κάθετου Διαδρόμου είναι η Βουλγαρία, μέσω της Bulgartransgaz. Η κρατική εταιρεία φιλοδοξεί ότι ο Διάδρομος θα αντικαταστήσει την τρέχουσα διαδρομή του ρωσικού φυσικού αερίου προς τη Δυτική Ευρώπη μέσω της Ουκρανίας και θα μεταφέρει το φυσικό αέριο που παρέχεται από εναλλακτικές προμήθειες από τις ΗΠΑ, το Κατάρ, την Αίγυπτο και άλλες χώρες μέσω του βουλγαρικού εδάφους [65].

Στα τέλη του 2022 ανακοινώθηκε η υπογραφή μνημονίου συνεργασίας μεταξύ Ελλάδας, Βουλγαρίας, Ρουμανίας και Ουγγαρίας για την κατασκευή του Κάθετου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου.

Περαιτέρω, οι διαχειριστές υποδομών φυσικού αερίου που συμμετείχαν στην πρωτοβουλία του Κάθετου Διαδρόμου προχώρησαν στην υπογραφή Μνημονίου Συνεργασίας για την ένταξη της Σλοβακίας, της Μολδαβίας και της Ουκρανίας στο περιθώριο της Υπουργική Διάσκεψη των κρατών που συμμετείχαν στη Διασύνδεση στην Κεντρική και Νοτιοανατολική Ευρώπη (Central East South East Connectivity, CESEC) που πραγματοποιήθηκε το διήμερο 18-19 Ιανουαρίου 2024 στην Αθήνα.

Ο Κάθετος Διάδρομος (Vertical Gas Corridor), ο οποίος θα καλύπτει πάνω από 1.000 χιλιόμετρα, θα επιτρέπει την αμφίδρομη ροή φυσικού αερίου από τον Νότο προς τον Βορρά, με στόχο την ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της Νοτιοανατολικής και Κεντρικής Ευρώπης. Η νέα υποδομή θα διασυνδέσει τους αγωγούς της Ελλάδας με εκείνους προς τα βόρεια σύνορα της χώρας και θα μεταφέρει φυσικό αέριο το οποίο θα φτάνει στην Ελλάδα είτε μέσω των αγωγών, είτε θα παραδίδεται στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς (ΕΣΜΦΑ) μέσω του τερματικού σταθμού της Ρεβυθούσας ή της νέας πλωτής μονάδας, αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου (FSRU) της Gastrade στην Αλεξανδρούπολη.

Από το ΕΣΜΦΑ, το αέριο θα φτάνει στη Βουλγαρία, τη Ρουμανία, τη Βόρεια Μακεδονία, τη Σερβία και περαιτέρω στα ανατολικά στη Μολδαβία και την Ουκρανία και στα δυτικά στην Ουγγαρία και τη Σλοβακία. Έτσι η Ελλάδα θα καταστεί κόμβος διαμετακόμισης αερίου [65].

Χάρτης 22: Κάθετος Διάδρομος Φυσικού Αερίου



Πηγή: Euractiv

Από την Ελλάδα συμμετέχουν η ΔΕΣΦΑ Α.Ε. (Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου) και η Gastrade, που θα μεταφέρει υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) από τον πλωτό σταθμό αποθήκευσης και επαναεριοποίησης FSRU της Αλεξανδρούπολης. Από τη Βουλγαρία συμμετέχει η κοινοπραξία IGB, που διαχειρίζεται τον ελληνοβουλγαρικό αγωγό μεταφοράς φυσικού αερίου IGB και στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η κρατική εταιρεία φυσικού αερίου της Βουλγαρίας (BEH) και η συνεργασία της ΔΕΠΑ με την ιταλική Edison. Από τη Βουλγαρία συμμετέχει επίσης ο κρατικός διαχειριστής μεταφοράς φυσικού αερίου Bulgartransgaz. Επιπλέον, συμμετέχουν οι διαχειριστές από τη Ρουμανία (Transgaz), την Ουγγαρία (FGSZ), τη Σλοβακία (EUStream), τη Μολδαβία (Vestmoldtransgaz) και την Ουκρανία (GTSOU) [66].

Αξίζει να σημειωθεί ότι το IENE τον Ιανουάριο 2015 δημοσίευσε τη μελέτη «Ο Κάθετος Διάδρομος: από το Αιγαίο ως την Βαλτική»²³ επισημαίνοντας την κομβική σημασία του Κάθετου Διαδρόμου για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας.

5.2.6.10 Διασυνδετήριος Αγωγός Τουρκίας – Ελλάδας – Ιταλίας (ITGI) – Poseidon

Ο Συνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Τουρκίας - Ελλάδας - Ιταλίας (Interconnector Turkey-Greece-Italy (ITGI)) είναι αγωγός μεταφοράς φυσικού αερίου, που προτάθηκε στα πλαίσια του Νότιου Διαδρόμου Μεταφοράς. Προτάθηκε για τη μεταφορά φυσικού αερίου από το πεδίο Σαχ Ντενίζ του Αζερμπαϊτζάν στις αγορές της Ευρώπης μέσω Ελλάδας και Ιταλίας.

Ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας – Ιταλίας Poseidon αποτελείται από δύο τμήματα: (α) το χερσαίο τμήμα μήκους περίπου 760 χλμ. που ξεκινά από τα ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους και διασχίζοντας τις Περιφέρειες Ανατολικής

Μακεδονίας και Θράκης, Κεντρικής Μακεδονίας, Δυτικής Μακεδονίας, Θεσσαλίας και Ηπείρου καταλήγει στις ακτές της Θεσπρωτίας και (β) το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, με μήκος περίπου 210 χλμ., το οποίο συνδέει τις Θεσπρωτικές ακτές με το Ότραντο της Ιταλίας

Το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου (Ελλάδα – Ιταλία) έχει ενταχθεί στην τελευταία λίστα Έργων PCI της 30ης Οκτωβρίου του 2019. Στην Μελέτη Ανάπτυξης 2020-2029, που έχει συντάξει ο ΔΕΣΦΑ, η τελική επενδυτική απόφαση θα ληφθεί μετά την διεξαγωγή market test. Σύμφωνα με την από 26 Μαρτίου 2020 απόφαση²⁴, καθορίζεται η εγκατάσταση και διαδρομή του χερσαίου τμήματος μήκους 8,2 χλμ. του ελληνικού τμήματος του αγωγού από τις εγκαταστάσεις Μέτρησης και Συμπίεσης στην Θεσπρωτία μέχρι το σημείο προσαιγιάλωσης της θαλάσσιας όδευσης στην Ήπειρο.

Χάρτης 23: Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI



Πηγή: ΔΕΠΑ

5.2.6.11 Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας – Βόρειας Μακεδονίας (IGNM)

Εν εξελίξει βρίσκεται η κατασκευή του διασυνδετήριου αγωγού Ελλάδας – Βόρειας Μακεδονίας. Ο αγωγός θα ξεκινά από τη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης και θα καταλήγει στο Νεγκότινο της γειτονικής χώρας μέσω του σημείου Ευζώνων/Γευγελής. Ο αγωγός προβλέπεται να έχει συνολικό μήκος 123 χιλιομέτρων και θα εκτείνεται από τη Νέα Μεσημβρία προς το Νεγκότινο μέσω Ευζώνων/Γευγελής συνδέοντας τα εθνικά συστήματα μεταφοράς φυσικού αερίου της Ελλάδας και της Βόρειας Μακεδονίας, διαχειριστές των οποίων είναι ο ΔΕΣΦΑ και η Nomagas, αντίστοιχα. Το ελληνικό τμήμα του αγωγού, μήκους 55 χλμ., θα ξεκινά από την περιοχή της Νέας Μεσημβρίας Θεσσαλονίκης και θα καταλήγει στην περιοχή των Ευζώνων/Γευγελής. Από εκεί θα ξεκινά το τμήμα του αγωγού στην επικράτεια της Βόρειας Μακεδονίας, μήκους 68 χλμ., το οποίο θα καταλήγει στην περιοχή του Νεγκοτίνο. Η αρχική χωρητικότητα του αγωγού θα

²³ <https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%202020.pdf>

²⁴ <https://diavgeia.gov.gr/doc/%CE%A8%CE%9B%CE%A5%CE%A84653%CE%A08-%CE%983%CE%A7?inline=true>

είναι 1,5 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, με δυνατότητα όμως επέκτασης στα 3 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, ενώ έχουν πραγματοποιηθεί μελέτες ώστε ο αγωγός να υιοθετήσει τις κατάλληλες προδιαγραφές για τη μεταφορά πράσινου υδρογόνου. Στα τέλη του 2023 ο ΔΕΣΦΑ ανέθεσε στα Σωληνοουργεία Κορίνθου (θυγατρική της Cenergy Holdings), σύμβαση αξίας άνω των 27 εκατ. ευρώ για την κατασκευή και προμήθεια περίπου 56 χλμ. σωλήνων χάλυβα που αφορούν στο ελληνικό σκέλος της διασύνδεσης [67].

Σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2024 – 2033 του ΔΕΣΦΑ, ο αγωγός της Βόρειας Μακεδονίας στο ελληνικό σκέλος, αναμένεται να είναι έτοιμος τον Δεκέμβριο του 2025. Υπενθυμίζεται ότι το 2023, ΔΕΣΦΑ και Nomagas (η κρατική εταιρεία μεταφοράς φυσικού αερίου της Βόρειας Μακεδονίας) υπέγραψαν σύμβαση για την επίβλεψη της κατασκευής του έργου στο τμήμα της γειτονικής χώρας. Η ΔΕΣΦΑ είχε αναδειχθεί σε ανάδοχο της σχετικής σύμβασης μετά από ανοιχτή διαγωνιστική διαδικασία της Nomagas, στην οποία συμμετείχαν 4 εταιρείες. Η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων, χρηματοδότησε το έργο με επιχορήγηση 2,475 εκατ. ευρώ μέσω του επενδυτικού πλαισίου Δυτικών Βαλκανίων (WBI), και επέβλεψε τη σχετική διαδικασία.

Το έργο θα αναβαθμίσει περαιτέρω τον ρόλο της Ελλάδας ως κόμβου φυσικού αερίου, ενισχύοντας τη θέση της χώρας ως ενεργειακό σταυροδρόμι, με τη μεταφορά φυσικού αερίου από το ΕΣΦΑ στη Βόρεια Μακεδονία και ευρύτερα. Ταυτόχρονα, το έργο αυτό προωθεί την περιφερειακή ανάπτυξη της αγοράς φυσικού αερίου και την δραστηριοποίηση περισσότερων χρηστών συμβάλλοντας στην ανάπτυξη του ελληνικού κόμβου φυσικού αερίου, πράγμα που με τη σειρά του θα έχει ως αποτέλεσμα ευνοϊκότερες τιμές φυσικού αερίου και στην ελληνική αγορά. Επίσης, θα συμβάλει στην αύξηση του βαθμού χρήσης των ελληνικών υποδομών, όπως της Ρεβυθούσας, με στόχο τη μείωση των τελών χρήσης του Συστήματος μακροπρόθεσμα.

Χάρτης 24: Όδευση Αγωγού IGNM



5.2.6.12 Αγωγός Turkish Stream

Ο αγωγός Turkish Stream είναι αγωγός φυσικού αερίου μήκους 930 χιλιομέτρων που συνδέει την Ρωσία με την Τουρκία κατά μήκος της Μαύρης Θάλασσας. Ο Turk Stream, ο οποίος αποτελείται από δύο παράλληλους υποθαλάσσιους αγωγούς, ξεκινά από τον σταθμό συμπίεσης Russkaya που βρίσκεται στην παραθαλάσσια ρωσική πόλη Αναπα. Το υπεράκτιο τμήμα του αγωγού εκτείνεται σε μήκος 230 χιλιομέτρων στα ρωσικά ύδατα, ενώ τα υπόλοιπα 700 χιλιόμετρα διέρχονται από την τουρκική αποκλειστική οικονομική ζώνη της Μαύρης Θάλασσας. Ο αγωγός φθάνει στην ανατολική Θράκη και συνεχίζει στην ξηρά για 180 χιλιόμετρα από την τουρκική ακτή της Μαύρης Θάλασσας μέχρι τα σύνορα Τουρκίας-Ελλάδας [68]. Η Gazprom επεξεργάζεται την προοπτική αναβάθμισης της δυναμικότητας του αγωγού Turkish Stream στη Ρωσία, με στόχο να αντισταθμίσει μερικώς την απώλεια εξαγωγών προς την Ευρώπη από το 2022. Καθώς δεν λειτουργούν οι αγωγοί Nord Stream και Yamal, ενώ στα τέλη του 2024 θα διακοπεί και η διέλευση του ρωσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας, με αποτέλεσμα από τις αρχές του 2025 ο Turkish Stream να είναι ο μόνος διαθέσιμος αγωγός που θα μεταφέρει το ρωσικό αέριο στην Ευρώπη.

Χάρτης 25: Όδευση Αγωγού Turkish Stream



5.2.6.13 Ο αγωγός East Med-Poseidon

Ο Αγωγός EastMed-Poseidon είναι ένας αμφίδρομος ενεργειακός διασυνδετήριος αγωγός με σκοπό την άμεση σύνδεση των ενεργειακών πόρων της Ανατολικής Μεσογείου με τις ευρωπαϊκές αγορές, μέσω της Κύπρου, της Ελλάδας και της Ιταλίας, διαφοροποιώντας τις πηγές και τις οδεύσεις εφοδιασμού και παρέχοντας νέα όρια τιμών για το φυσικό αέριο. Η συνολική δυναμικότητα του αγωγού EastMed-Poseidon έχει σχεδιαστεί για την παροχή ποσοτήτων προς την Κύπρο, την Ελλάδα, την Ιταλία και τις λοιπές ευρωπαϊκές αγορές έως 12 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, με δυνατότητα επέκτασης σε μέγιστη ροή 20 δισ. κυβικών μέτρων ετησίως, με βάση το χρονοδιάγραμμα της διαθεσιμότητας των πηγών [69].

Το Έργο έχει σχεδιαστεί για να είναι πλήρως συμβατό με το υδρογόνο, παρέχοντας ένα διάδρομο προς την ΕΕ για υδρογόνο που θα παράγεται στο Ισραήλ, την Κύπρο και τη Νοτιοανατολική Ευρώπη, καθώς και για υδρογόνο που θα εισάγεται από τη Μέση Ανατολή και τη Βόρεια Αφρική.

Το 2020, Ελλάδα, Κύπρος και Ισραήλ υπέγραψαν συμφωνία για την κατασκευή υποθαλάσσιου αγωγού μήκους 2.000 χλμ για τη μεταφορά φυσικού αερίου από την ανατ. Μεσόγειο στην Ευρώπη, όμως το κόστος και οι γεωπολιτικές εντάσεις έχουν παγώσει το project.

Σύμφωνα με την απόφαση των τριών Ρυθμιστικών Αρχών, το κόστος του έργου ανέρχεται σε 6,039 δισ. ευρώ (με ένα αποδεκτό εύρος διακύμανσης συν-πλην 15%) και θα επιβαρύνει αποκλειστικά τον φορέα υλοποίησης, χωρίς καμία δαπάνη για τις τρεις εμπλεκόμενες χώρες, Ελλάδα, Κύπρος και Ιταλία, ούτε μεταφορά στα εθνικά τιμολόγια φυσικού αερίου. Η ανάκτηση του κόστους προβλέπεται να γίνει μέσω ρυθμιζόμενων ταριφών και η χρηματοδότησή του θα επιδιωχθεί να καλυφθεί, εκτός από ίδια κεφάλαια, από κοινοτικά κονδύλια (Connecting Europe Facility) και τραπεζικό δανεισμό.

Το project έχει εξασφαλίσει καθεστώς PCI (Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος). Θα περιλαμβάνει 1.300 χλμ. υποθαλάσσιο αγωγό που θα κατασκευαστεί, όπως υπογραμμίζεται με σημασία, εντός των ευρωπαϊκών υδάτων της Ελλάδος και της Κύπρου, καθώς και 500 χλμ. υπόγειο αγωγό από την Πελοπόννησο ως το Φλωροβούνι Θεσπρωτίας, για να συνδεθεί από εκεί με τον υποθαλάσσιο αγωγό Poseidon Pipeline προς την Ιταλία.

Ο φορέας υλοποίησης έχει πραγματοποιήσει ένα αρχικό market test με πάνω από 10 εταιρίες της παγκόσμιας αγοράς φυσικού αερίου, που κατέδειξε το δυνητικό ενδιαφέρον της αγοράς για την προμήθεια, στο διάστημα 2027-2047, 7,2 bcm αερίου ετησίως στην Ιταλία, 2,7 bcm στην Ελλάδα και 0,45 bcm στην Κύπρο.

Ωστόσο, θα ακολουθήσει μέσα στο 2024 μη δεσμευτική εκδήλωση ενδιαφέροντος και αμέσως μετά δεσμευτική φάση, για την κατανομή προϊόντων δυναμικότητας μεταφοράς, με συμφωνίες μεταφοράς, παράλληλα με το κλείσιμο συμφωνιών πώλησης και αγοράς φυσικού αερίου μεταξύ των ενδιαφερόμενων μερών που δραστηριοποιούνται στις ευρωπαϊκές αγορές και την Ανατολική Μεσόγειο.

Ο αγωγός εκτιμάται ότι μπορεί να τεθεί σε λειτουργία το 2028. Ειδικότερα, σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα που παρατίθεται, το 2024 προβλέπεται να γίνουν οι απαραίτητες θαλάσσιες έρευνες και να ξεκινήσουν οι διαδικασίες για την έναρξη κατασκευής του υπόγειου αγωγού. Στο πρώτο τρίμηνο του 2027 τοποθετείται η ολοκλήρωση κατασκευής και του υποθαλάσσιου και του υπόγειου αγωγού, για να τεθούν σε δοκιμαστική λειτουργία τον ίδιο χρόνο και να ακολουθήσει η εμπορική λειτουργία το 2028 [70].

Το Αίτημα Επένδυσης συνοδεύθηκε από τρεις κρίσιμες μελέτες: κόστους-οφέλους (CBA), διασυνοριακή κατανομή κόστους (CBCA) και βασικό σχεδιασμό σε προχωρημένο στάδιο (FEED). Όπως προκύπτει, μεταξύ άλλων, το όφελος από την υποκατάσταση καυσίμων υπολογίζεται σε 1,665 δισ. ευρώ, από το οποίο τα 514 εκατ. ευρώ αφορούν στην Ελλάδα και τα υπόλοιπα στην Κύπρο.

Χάρτης 26: Όδευση Αγωγού East Med



Πηγή: IGI Poseidon

5.2.6.14 Αγωγός Δυτικής Μακεδονίας

Ένα εμβληματικό έργο για την απολιγνιτοποίηση της Δυτικής Μακεδονίας είναι ο αγωγός Δυτικής Μακεδονίας. Με μήκος 160 περίπου χιλιομέτρων, ο νέος αγωγός θα προσφέρει σημαντικά οφέλη σε 9 Δήμους της Κεντρικής και Δυτικής Μακεδονίας, δημιουργώντας υποδομές για την ανάπτυξη και την οικονομική βιωσιμότητά τους. Το έργο έχει μήκος 157 χλμ και προϋπολογισμό 163 εκατ. ευρώ και θα εξασφαλίσει την ομαλή μετάβαση των Περιφερειών Κεντρικής και Δυτικής Μακεδονίας, παρέχοντας πρόσβαση στο φυσικό αέριο σε πλήθος νέων περιοχών και χρηστών.

Αναλυτικότερα, αποτελείται από 157 χλμ αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης από τα οποία τα [71]:

- 93,4 χλμ./αγωγό 30" ΥΠ ξεκινά από την περιοχή του υφιστάμενου βανοστασίου στα Τρίκαλα Ημαθίας και θα καταλήγει βόρεια της Πτολεμαΐδας (νέο βανοστάσιο Κομνηνά)
- 29,8 χλμ./ αγωγό 14" ΥΠ κλάδος για την σύνδεση με το Μ Καρδιάς
- 3,4 χλμ./ αγωγό 10" ΥΠ κλάδος για την σύνδεση με το Μ/Ρ Ασπρου Σκύδρας
- 9,1 χλμ./ αγωγό 10" ΥΠ κλάδος για την σύνδεση με το Μ/Ρ Περγίκα Εορδέας
- 21,3 χλμ./ αγωγό 10" ΥΠ κλάδος για την τροφοδοσία των περιοχών Βέροια/Νάουσα συμπεριλαμβανομένων όλων των απαιτούμενων συνοδών εγκαταστάσεων και βανοστασίων για την ορθή λειτουργία του έργου, καθώς και προβλέψεις μελλοντικών επεκτάσεων.

Αναφορικά με τη διαδρομή, ο αγωγός και οι κλάδοι του θα διασχίζουν τις Περιφέρειες Κεντρικής (Π.Ε. Ημαθίας, Πέλλας) και Δυτικής Μακεδονίας (Π.Ε. Κοζάνης, Φλώρινας), ξεκινώντας από τα Τρίκαλα Ημαθίας και καταλήγοντας στην Καρδιά Κοζάνης, καθιστώντας εφικτή την προμήθεια φυσικού αερίου σε νέες περιοχές και διασφαλίζοντας την πιθανή πρόσβαση νέων χρηστών (βιομηχανικών, βιοτεχνικών, αγροτικών & οικιακών καταναλώσεων) στην ευρύτερη περιοχή.

Ο αγωγός θα είναι 100% συμβατός με τη μεταφορά υδρογόνου και θα υποστηρίζει πλήρως τη διακίνηση ανανεώσιμων αερίων. Σε αυτό το πλαίσιο, θα αποτελέσει μία σημαντική υποδομή που θα πλαισιώσει τα επενδυτικά πρότζεκτ που προωθούνται ώστε Δυτική Μακεδονία να παραμείνει ένα από τα σημαντικότερα ενεργειακά κέντρα της χώρας και μετά το «σβήσιμο» των λιγνιτικών μονάδων, πλέον με την παραγωγή ΑΠΕ και «πράσινου» υδρογόνου.

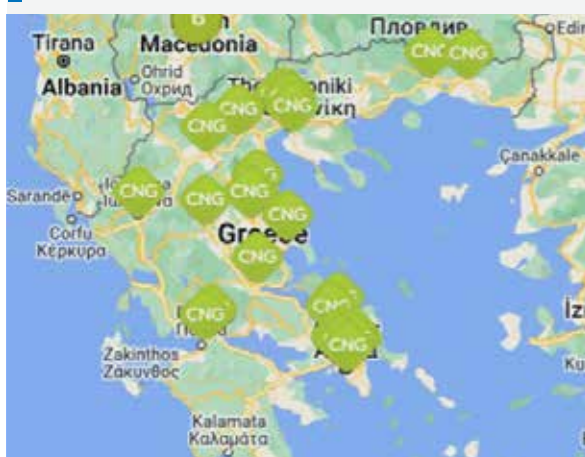
5.2.6.15 Απομακρυσμένα Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου/Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο (CNG)

Με το ΦΕΚ Β' 3334/10.08.2018 εγκρίθηκε το Πλαίσιο Ανάπτυξης Απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής με Χρήση Συμπιεσμένου/ Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου, στο οποίο προβλέπεται η δυνατότητα των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής να αναπτύσσουν εικονικούς αγωγούς CNG/LNG. Σε εφαρμογή της εν λόγω Απόφασης, εκδόθηκε το ΦΕΚ Β'4298/27.09.2018 με τους όρους και τα κριτήρια διαγωνισμού για υπηρεσίες Εικονικού Αγωγού με CNG ,απόφαση η οποία τροποποιήθηκε με το ΦΕΚ Β'2945/16.07.2019.

Με το ΦΕΚ Β' 5661/17.12.2018, έγινε ο καθορισμός τεχνικών προδιαγραφών αρμόδιων οργάνων, όρων και προϋποθέσεων ίδρυσης και λειτουργίας πρατηρίων με εγκατάσταση διατάξεων παροχής πεπιεσμένου φυσικού αερίου (CNG) σε τροχοφόρα οχήματα). Στη συνέχεια με το ΦΕΚ Β' 4271/16.09.2021 τροποποιήθηκε το Πλαίσιο Ανάπτυξης Απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής με Χρήση Συμπιεσμένου/ Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου, προκειμένου μεταξύ των άλλων, να διευρυνθεί η έννοια του Εικονικού Αγωγού με την υιοθέτηση της Εικονικής Διασύνδεσης, ήτοι την τροφοδότηση Απομακρυσμένου Δικτύου Διανομής από άλλα δίκτυα διανομής ή μεταφοράς [72].

Το CNG (Συμπιεσμένο φυσικό αέριο) αποτελεί την λύση εφοδιασμού με φυσικό αέριο των απομακρυσμένων από τα δίκτυα φυσικού αερίου καταναλωτών (όπως και το LNG - Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο). Το CNG λειτουργεί ως προπομπός των δικτύων φυσικού αερίου είτε ως αντικαταστάτης τους, σε περίπτωση που αυτά δεν μπορούν να αναπτυχθούν. Έως το 2023 είχαν τεθεί σε λειτουργία 32 πρατήρια ανεφοδιασμού οχημάτων με CNG, όπως φαίνεται στον ακόλουθο χάρτη [73].

Χάρτης 27: Δίκτυο Πρατηρίων CNG



Πηγή: eurogas

Σύμφωνα με τη CNG Europe το φυσικό αέριο είναι κατά μέσο όρο 40 – 60% πιο φθινό απ’ ό,τι το πετρέλαιο ή τη βενζίνη, ανάλογα με τις εγχώριες αγορές. Το Διάγραμμα 74 παρουσιάζει την εξέλιξη των τιμών συμπιεσμένου φυσικού αερίου στην Ελλάδα από τον Ιούλιο 2022 έως τον Ιούλιο 2024, όπου παρατηρείται μείωση των τιμών με τάση σταθεροποίησης [74].

Το IENE ολοκλήρωσε το Νοέμβριο 2021 ειδική μελέτη «Μελέτη Κόστους – Οφέλους για την Επέκταση του Δικτύου Μεταφοράς ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα (Περιφέρεια Ηπείρου και Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας)» [75], κατ’ ανάθεση της ΠΑΕ, που επικεντρώθηκε στην διερεύνηση της σκοπιμότητας επέκτασης του εθνικού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου προς τη Δυτική Ελλάδα, εστιάζοντας στις Περιφέρειες Ηπείρου και Δυτικής Ελλάδας, έναντι της τροφοδότησης της περιοχής μέσω φορτηγών LNG ή CNG.

Η συγκεκριμένη μελέτη έχει μεγάλη βαρύτητα, διότι το φυσικό αέριο, ως καύσιμο-γέφυρα, θα υποστηρίξει την ενεργειακή μετάβαση της Ελλάδας σε μία οικονομία μηδενικών ρύπων, ενώ τα υφιστάμενα δίκτυα μεταφοράς που αναμένεται να επεκταθούν θα μπορούν να διανείμουν αέρια καύσιμα από ΑΠΕ, όπως το βιομεθάνιο και το υδρογόνο. Επομένως, πρόκειται για υποδομές που θα αποτελέσουν το μέσο για την περαιτέρω διείσδυση νέων πηγών, φιλικών προς το περιβάλλον, στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα.

Η εν λόγω μελέτη κατέληξε σε ορισμένα βασικά συμπεράσματα, όπως ότι η μεταφορά φυσικού αερίου είτε με αγωγούς είτε με βυτιοφόρα ή/και πλοία (LNG) παρουσιάζει πλεονεκτήματα, αλλά και μειονεκτήματα. Αναμφίβολα, η καλύτερη επιλογή είναι ο συνδυασμός των μεθόδων, ώστε να υπερτερούν τα πλεονεκτήματα και των δύο και να αντιμετωπίζονται τα όποια εμπόδια ή/και μειονεκτήματα της μιας ή της άλλης λύσης.

Αναφορικά με τα τεχνολογικά κριτήρια, τίθενται διάφορες προκλήσεις, όπως για παράδειγμα

πώς θα κατασκευαστεί μια εγκατάσταση LNG και ένας σταθμός επαναεριοποίησης εντός ή πλησίον των πόλεων, κλπ. Όμως, αξίζει να αναφερθεί ότι υπάρχουν και ήδη εφαρμόζονται τέτοιου είδους καλές πρακτικές στην Ευρώπη, ενώ δεν αναμένονται σημαντικές και δομικές αλλαγές στα συστήματα ανεφοδιασμού με LNG τα επόμενα χρόνια. Κεφαλαιώδους σημασίας θεωρείται η συνεχής και αποτελεσματική εκπαίδευση του προσωπικού, που θα χειρίζονται τις εγκαταστάσεις στις πόλεις των δύο Περιφερειών με σκοπό την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία των.

Βασικό ρόλο στην πρόοδο μιας τέτοιας επένδυσης έχουν οι αυξητικές ή μη τιμές των καυσίμων και ειδικότερα του LNG, αλλά και του φυσικού αερίου που πωλείται στον τελικό καταναλωτή. Παράλληλα, άλλες σημαντικές παράμετροι που ελήφθησαν υπόψη είναι η οικονομική κατάσταση της χώρας, οι μακροπρόθεσμες προοπτικές της οικονομίας και του εμπορίου, ο ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης, το επίπεδο των ενεργειακών τιμών στις ανεπτυγμένες και αναπτυσσόμενες αγορές, αφού αυτές καθορίζουν την κατανάλωση καυσίμων από τον τελικό καταναλωτή και βοηθούν στην ανάπτυξη του εμπορίου και της οικονομίας γενικότερα, κ.ά.

5.2.6.16 Μικρής Κλίμακας εφαρμογές LNG/ Ναυτιλία

Την διείσδυση του φυσικού αερίου σε νέες περιοχές της χώρας προωθεί ο ΔΕΣΦΑ με την ανάπτυξη υποδομών LNG μικρής κλίμακας.

Μια τέτοια περίπτωση αποτελεί η εγκατάσταση που εγκαινιάστηκε την Παρασκευή 12 Ιουλίου στο Άσπρο Σκύδρας. Η εν λόγω υποδομή που αποτελεί «συνέχεια» της υποδομής «LNG Truck Loading» στη Ρεβυθούσα επιτρέπει την αξιοποίηση του φυσικού αερίου από χρήστες και περιοχές που δεν διαθέτουν πρόσβαση στο δίκτυο. Ο προϋπολογισμός του έργου ανήλθε στα 2 εκατ. ευρώ και ξεχωρίζει ακριβώς γιατί πρόκειται για ευέλικτες υποδομές που μεταφέρονται εύκολα και επομένως κατάλληλες για περιοχές που παραμένουν αποκλεισμένες από το δίκτυο.

Διάγραμμα 74: CNG τιμές στην Ελλάδα €/kg, 31/07/2023 – 28/07/2024



Πηγή: Fuelo

Ο Σταθμός LNG θα ωφελήσει την περιοχή μέχρι να τεθεί σε λειτουργία ο Αγωγός Δυτικής Μακεδονίας, το εμβληματικό έργο του ΔΕΣΦΑ που θα εξασφαλίσει την ομαλή μετάβαση των Περιφερειών Κεντρικής και Δυτικής Μακεδονίας στην εποχή μετά τον λιγνίτη, παρέχοντας πρόσβαση αρχικά στο φυσικό αέριο και στη συνέχεια σε υδρογόνο και άλλα ανανεώσιμα αέρια.

Συγκεκριμένα, το δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2023-2032 του ΔΕΣΦΑ προβλέπει την ανάπτυξη μιας ανάλογης υποδομής στη περιοχή της Νάουσας. Το έργο αποτελείται από τις απαραίτητες εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας ΥΦΑ για την προμήθεια της περιοχής της Νάουσας προσωρινά μέχρι να τροφοδοτηθεί από τον Αγωγό Υψηλής Πίεσης της Δυτικής Μακεδονίας [76].

5.2.6.16 Μικρής Κλίμακας εφαρμογές LNG/5.2.6.17 Μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο

Ο Όμιλος ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ από κοινού με τον Όμιλο Motor Oil αναπτύσσει στην Κομοτηνή μία νέα πρότυπη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο ισχύος 877 MW, μια επένδυση 375 εκατ. ευρώ. Η Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής, εταιρεία στην οποία συμμετέχουν από κοινού με ποσοστό 50% η Motor Oil Renewable Energy (MORE) και η ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ, έχει αναθέσει την κατασκευή του Σταθμού στην ΤΕΡΝΑ Α.Ε [77].

Τον Αύγουστο 2024 για πρώτη φορά καταγράφηκε χρήση φυσικού αερίου στον νέο σταθμό ηλεκτροπαραγωγής Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής ισχύος 877MW που αναπτύχθηκε από τη ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ και τον όμιλο της Motor Oil Hellas. Συγκεκριμένα στη νέα μονάδα διοχετεύτηκε πολύ μικρή ποσότητα της τάξης των 587 KWh σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ, που σηματοδοτούν ωστόσο την έναρξη της δοκιμαστικής λειτουργίας του νέου εργοστασίου φυσικού αερίου, το οποίο έρχεται να προστεθεί στο ηλεκτροπαραγωγικό δυναμικό της χώρας [78].

Η νέα μονάδα, συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο κατασκευάζεται στη βιομηχανική περιοχή της Κομοτηνής σε ιδιόκτητο οικόπεδο έκτασης 181 στρεμμάτων με εγκατεστημένη ισχύ 840 MW και ετήσια παραγωγή 5 TWh. Ως καύσιμο θα χρησιμοποιηθεί το φυσικό αέριο, ωστόσο ο νέος σταθμός παραγωγής θα έχει τη δυνατότητα για καύση υδρογόνου αλλά και μεικτή λειτουργία, κάτι που τον καθιστά συμβατό και απολύτως υποστηρικτικό με τον εθνικό και ευρωπαϊκό σχεδιασμό για τη σταδιακή μετάβαση στην πράσινη ενέργεια [79].

«Καρδιά» της νέας μονάδας αποτελεί ο αεριοστρόβιλος της Siemens HL-class gas turbine, SGT5-9000HL. Η τεχνολογία αυτή προβλέπεται ότι θα μειώσει τις εκπομπές CO₂ έως και 3,7 εκατομμύρια τόνους ετησίως σε σύγκριση με έναν σταθμό παραγωγής ενέργειας από άνθρακα, με τα επίπεδα απόδοσης να φτάνουν ακόμη και άνω του 64% [79].

Πέραν αυτού, η νέα μονάδα περιλαμβάνει, μεταξύ άλλων [78]:

- Μία Γεννήτρια Siemens παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύος 715MVA
- Έναν Εναλλάκτη ανάκτησης θερμότητας καυσαερίων Κάθετης Διάταξης, παραγωγής ατμού 3 βαθμίδων πίεσεως (υψηλής, μέσης και χαμηλής)
- Έναν Ατμοστρόβιλο Siemens ισχύος περίπου 289 MW, 3 βαθμίδων πίεσεως (υψηλής, μέσης και χαμηλής)
- Μία Γεννήτρια Siemens παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύος 350MVA
- Σύστημα διαχείρισης ατμοηλεκτρικού κύκλου
- Κεντρικό σύστημα ελέγχου της εγκατάστασης Siemens
- Μ/Σ ανύψωσης τριών τυλιγμάτων 400KV /18,5KV/20KV για τη διασύνδεση των γεννητριών του αεριοστρόβιλου και του ατμοστρόβιλου με το ΚΥΤ 400KV, ισχύος περίπου 1100MVA
- ΚΥΤ 400KV 6 πυλών
- Δεξαμενές νερού χρήσης και παραγωγής απιονισμένου νερού
- Κτηριακές εγκαταστάσεις για την εγκατάσταση του εξοπλισμού, τη λειτουργία και τη διοίκηση του σταθμού καθώς και για την αποθήκευση υλικών και εξοπλισμού

Ο νέος αεριοστρόβιλος σταθμός συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το φυσικό αέριο αποτελεί έργο πνοής για την ανάπτυξη της περιοχής, αλλά και για την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας. Η νέα μονάδα έρχεται να καλύψει τις αυξημένες ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια στη χώρα μας, οι οποίες θα δημιουργηθούν εξαιτίας της σταδιακής απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής. Λαμβάνοντας υπόψη και την γεωγραφική τοποθεσία του σταθμού στο βόρειο τμήμα της χώρας και επομένως κοντά στα σημεία διασύνδεσης του ΕΣΜΗΕ με τις γείτονες διασυνδεδεμένες χώρες, όπως η Τουρκία, η Βουλγαρία και η Βόρεια Μακεδονία δυτικότερα, ο σταθμός αποκτά πρόσθετη στρατηγική σημασία για το εθνικό σύστημα μεταφοράς υψηλής τάσης. Αξίζει να σημειωθεί ακόμη ότι η Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής είναι η δεύτερη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο που κατασκευάζεται τα τελευταία χρόνια, μετά την μονάδα που κατασκευάστηκε από τη Mytilineos στη Βοιωτία.

5.3 Ηλεκτρισμός

Στην Ελλάδα, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί με βάση το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (Target Model) που βασίζεται στις κατευθυντήριες γραμμές-πλαίσια (Framework Guidelines) που έχουν εκδοθεί από τον ACER και στους κώδικες δικτύου (Network Codes) που εκδίδονται από τον Ευρωπαϊκό Δίκτυο των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-E) και εγκρίνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με σκοπό να υφίστανται εναρμονισμένοι κανόνες για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και για τη λειτουργία των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας [80].

Στην Ελλάδα το Target Model ολοκληρώθηκε με την έναρξη λειτουργίας του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας την 1 Νοεμβρίου 2020. Η Ελλάδα αποτέλεσε το τελευταίο Κράτος Μέλος της ΕΕ που υιοθέτησε το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο (Target Model) στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει του 3ου Ενεργειακού Πακέτου μέτρων (σε ισχύ τον Ιούλιο 2009). Η ενσωμάτωση του 3ου Ενεργειακού Πακέτου στο εθνικό νομοθετικό πλαίσιο έγινε με τον Νόμο 4001/2011, που αφορά τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου. Βασική υποδομή για την εφαρμογή του ευρωπαϊκού μοντέλου είναι το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό δίκτυο, μια σπουδαία πράγματι Ευρωπαϊκή κατάκτηση, που επιτρέπει τις συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας σε γειτονικές χώρες. Το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί με διασυνδεδετικές γραμμές μεταφοράς 400 kV με τα συστήματα Αλβανίας, Βουλγαρίας, Βόρειας Μακεδονίας, Τουρκίας και Ιταλίας και ο ΑΔΜΗΕ, διαχειριστής του εθνικού δικτύου, έχει δρομολογήσει σημαντικές επεκτάσεις. Ο σχηματισμός της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρισμού έχει ως στόχο την αύξηση του ανταγωνισμού και της ρευστότητας των αγορών, με αποτέλεσμα τη μείωση των τιμών σε ευρωπαϊκό επίπεδο περιορίζοντας έτσι το συνολικό κόστος ενέργειας για τους τελικούς καταναλωτές. Σημαντικό ρόλο προς αυτή την κατεύθυνση έχουν επίσης τα έργα υποδομών και οι διασυνδέσεις, στοχεύοντας στην χωρίς περιορισμούς ροή ηλεκτρικής ενέργειας από περιοχές με χαμηλές τιμές σε περιοχές με υψηλότερες τιμές, συμβάλλοντας έτσι στη μείωση του κόστους ενέργειας μέσω της σύγκλισης τιμών [81]. Όμως, με την εισαγωγή του μοντέλου στόχου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η εφαρμογή του δεν έφερε την αναμενόμενη μείωση τιμής, γεγονός που αποδίδεται στο ότι η Ελληνική αγορά χονδρικής δεν είναι πλήρως ανταγωνιστική. Σύμφωνα με απόψεις ειδικών [82], η εφαρμογή του Ευρωπαϊκού μοντέλου χαρακτηρίζεται από τρεις βασικές και ασύμμετρες επιλογές:

- τις μεγάλες ελευθερίες κινήσεων των παραγωγών,
- τον ισχυρό κεντρικό έλεγχο από τις Βρυξέλλες και την αγκύλωση στη υιοθέτηση διορθωτικών μεταβολών,

- τη τυφλή εμπιστοσύνη στην ανταγωνιστική λειτουργία και αυτορρύθμιση της αγοράς και την απουσία ελεγκτικών μηχανισμών.

Παρά τον αυστηρά νόμιμο μετασχηματισμό της αγοράς, ευθυγραμμισμένο με το Ευρωπαϊκό μοντέλο, δεν ελήφθησαν υπόψη τα δομικά χαρακτηριστικά της ελληνικής αγοράς, όπως περιορισμένες διασυνδέσεις με άλλες χώρες, περιοχές με κεκορεσμένα δίκτυα μεταφοράς και ανεπαρκής ανταγωνισμός.

Ένας άλλος κανόνας του Ευρωπαϊκού Μοντέλου που οδηγεί σε στρεβλώσεις της αγοράς ενέργειας είναι η ρύθμιση της προημερησίας τιμής στο οριακό κόστος, στο επίπεδο δηλαδή της τελευταίας αποδεκτής προσφοράς, για όλους όσους προσέφεραν, οι οποίοι αμείβονται έτσι σε επίπεδο πάνω από την προσφορά τους. Και το ίδιο ισχύει και για την Αγορά εξισορρόπησης. Προς διόρθωση των ανωτέρω στρεβλώσεων, η ΡΑΑΕΥ προέβη στην έκδοση Υπουργικής Απόφασης για τη θέσπιση Προσωρινού Μηχανισμού Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας ο οποίος εφαρμόστηκε από τον Ιούλιο 2022 έως την 1η Ιουνίου 2023.

Στο μηχανισμό αυτό προβλεπόταν μεθοδολογία και μαθηματικός τύπος για τον υπολογισμό σε μηνιαία βάση της διοικητικά καθοριζόμενης μοναδιαίας τιμής για κάθε κατηγορία μονάδων παραγωγής και για τα χαρτοφυλάκια ΑΠΕ και επιστροφή μέρους εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερησίας Αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας,

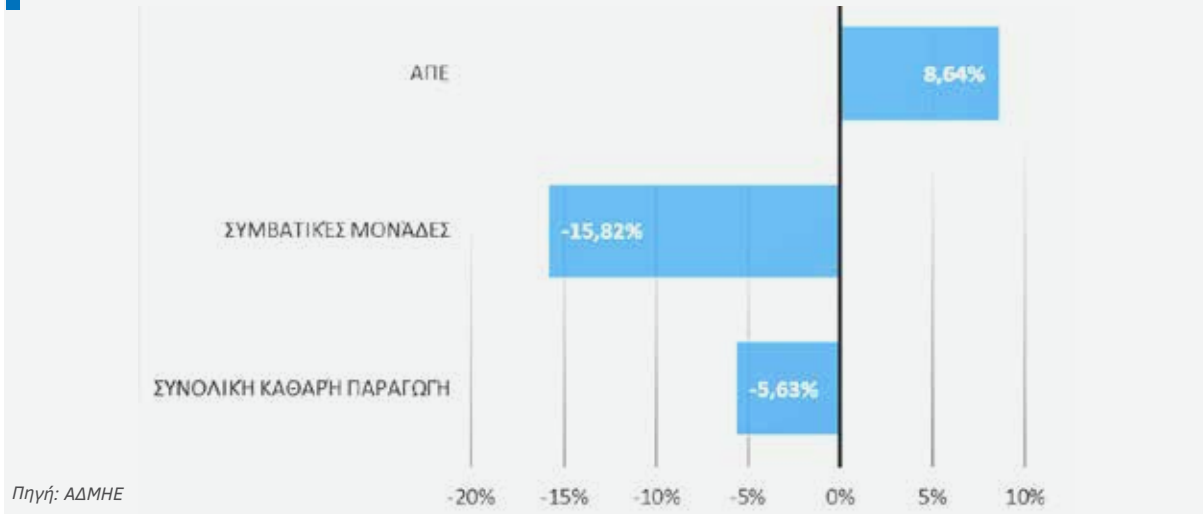
5.3.1 Προσφορά και Ζήτηση

Οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτισαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κάλυψαν το 20% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο το 2019, ενώ το 2023 το ποσοστό τους έπεσε στο 10%. Η κυριαρχία τους έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως της αιολικής και ηλιακής ενέργειας.

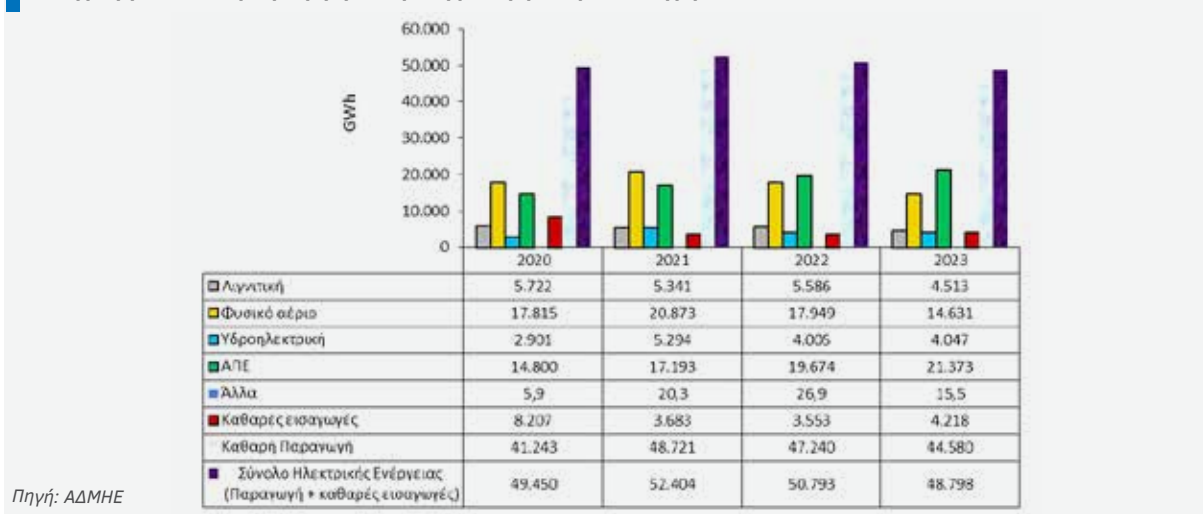
Ηλεκτροπαραγωγή

Σύμφωνα με το μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ [83], το 2023 η Ελλάδα παράγαγε 44,6 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, σημειώνοντας μία μείωση της τάξεως του -5.63% σε σχέση με το 2022. Οι ΑΠΕ ήταν η μεγαλύτερη πηγή ενέργειας όσον αφορά την εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή με 21,4 TWh το 2023 και ποσοστό στο εγχώριο μείγμα 43,8%, ξεπερνώντας το φυσικό αέριο, το οποίο ακολούθησε με 14.6 TWh και ποσοστό 30,0%. Αξιοσημείωτη είναι η συρρίκνωση της συνεισφοράς του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή την τελευταία τριετία, από τις 5,7 TWh το 2020 στις 4,5 TWh το 2023 (Διαγράμματα 76, 77, 78). Για την περίοδο Ιανουάριος 2023 – Δεκέμβριος 2023 το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε τις 48.798 GWh, παρουσιάζονται μείωση κατά -3,9% σε σχέση με το 2022 [83].

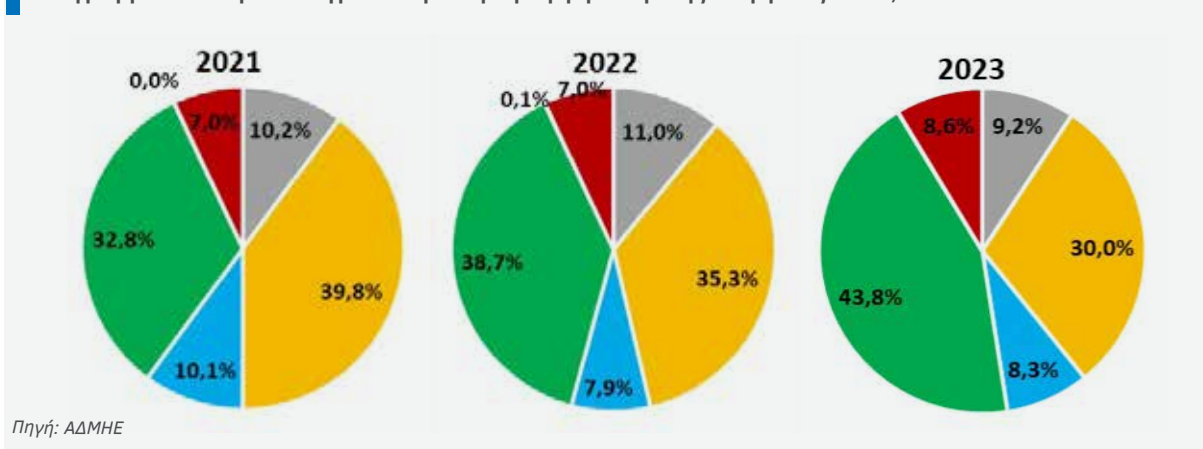
Διάγραμμα 75: Μεταβολή καθαρής παραγωγής (GWh) 2023/2022



Διάγραμμα 76: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή, 2020-2023



Διάγραμμα 77: Μερίδιο πηγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2021, 2022 και 2023



Η συμβολή των διαφόρων πηγών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διαφοροποιήθηκε τα τελευταία τρία χρόνια, όπως φαίνεται από τα παρακάτω Διαγράμματα. Το 2023 οι ΑΠΕ κυριάρχησαν στο μείγμα με ποσοστό 43,8% εκτοπίζοντας το φυσικό αέριο στη δεύτερη θέση με ποσοστό 30,0%. Παρατηρείται επίσης μείωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από υδροηλεκτρικούς σταθμούς σε σχέση με το 2021 καθώς και μείωση της παραγωγής από λιγνίτη και οι καθαρές εισαγωγές μειώθηκαν κατά 1,8 ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με το 2021.

Σχετικά με το μερίδιο των διάφορων μορφών ενέργειας στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή το 2023 παρατηρείται μείωση του ποσοστού του φυσικού αερίου κατά 10 μονάδες σε σχέση με το 2021, υποχωρώντας στο 32,8%, ενώ επιταχύνθηκε η διείσδυση των ΑΠΕ από 35,3% το 2021 στο 47,9% το 2023. Περαιτέρω, ο λιγνίτης μείωσε το ποσοστό του στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής κατά 1,7 ποσοστιαία μονάδα, φτάνοντας στο 10,1% το 2023.

Διάγραμμα 78: Μερίδιο πηγών στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2021, 2022 και 2023

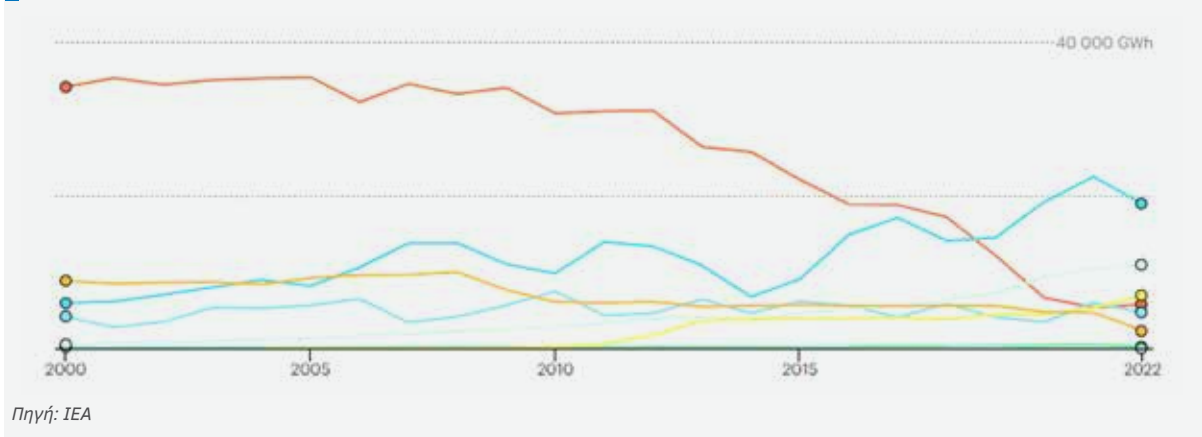


Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, το 2022 αποτέλεσε ορόσημο καθώς ανατράπηκε η εικόνα των προηγούμενων χρόνων, όπου το μεγαλύτερο μερίδιο στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή καταλάμβανε το φυσικό αέριο και προηγούμενα ο λιγνίτης. Η τάση αυτή συνεχίστηκε και το 2023 με τις ΑΠΕ να ηγούνται στο ηλεκτρικό μίγμα, με μερίδιο 47,9% και παραγωγή 21,4 TWh.

Αθροιστικά το 2023 το μερίδιο των ΑΠΕ και των υδροηλεκτρικών έφτασε το 57,0% συνολικά, ξεπερνώντας το άθροισμα της συμμετοχής όλων των ορυκτών καυσίμων, το οποίο διαμορφώθηκε στο 42,1%, γεγονός που καθιστά «καθαρές» τις περισσότερες κιλοβατώρες που παρήχθησαν το 2023.

Σε υψηλά επίπεδα παρέμεινε η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το πρώτο εξάμηνο του 2024. Ειδικότερα, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για την παραγωγή ρεύματος στο διάστημα Ιανουαρίου - Ιουνίου οι ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά και υδροηλεκτρικά) κάλυψαν το 58,1 % της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενώ το υπόλοιπο καλύφθηκε από τις μονάδες φυσικού αερίου με ποσοστό 35,6 % και λιγνίτη με ποσοστό 6,2 %. Η επίδοση αυτή κινείται κοντά στα επίπεδα του 2023, όταν οι ΑΠΕ αντιστοιχούσαν στο 57,0 % της παραγωγής, παρά το γεγονός ότι εν τω μεταξύ έχουν προστεθεί στο παραγωγικό δυναμικό της χώρας δεκάδες μεγαβάτ νέων ΑΠΕ, κυρίως φωτοβολταϊκών. Πηγές από τον κλάδο των ανανεώσιμων πηγών αποδίδουν την εξέλιξη στο γεγονός ότι η αύξηση του παραγωγικού δυναμικού δεν συνοδεύεται από αντίστοιχη αύξηση της ζήτησης ρεύματος, ιδίως κατά τις ώρες που μεγιστοποιείται η παραγωγή των ΑΠΕ. Έτσι οι διαχειριστές των δικτύων προχώρησαν για λόγους ευστάθειας του συστήματος σε περικοπές της παραγωγής ΑΠΕ.

Διάγραμμα 79: Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα GWh, 2000-2022



Εγκατεστημένη Ισχύς

Το 2023, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανήλθε στα 23.958 MW, σημειώνοντας μία άνοδο της τάξεως του 16,7% από τα επίπεδα του 2022 (20.514 MW). Σύμφωνα με Δελτίο του ΔΑΠΕΕΠ Δεκεμβρίου 2023 [84], οι ΑΠΕ σημείωσαν τη μεγαλύτερη αύξηση στην εγχώρια εγκατεστημένη ισχύ στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2023 σε σύγκριση με το 2022, καταγράφοντας νέα εγκατεστημένη ισχύ 1.997 MW και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 11,9 GW. Παρομοίως, αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ παρουσίασαν οι μονάδες φυσικού αερίου και οι λιγνιτικοί σταθμοί κατά 15,9% και 17,3% αντίστοιχα.

Διάγραμμα 80: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο 2020-2023



Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας

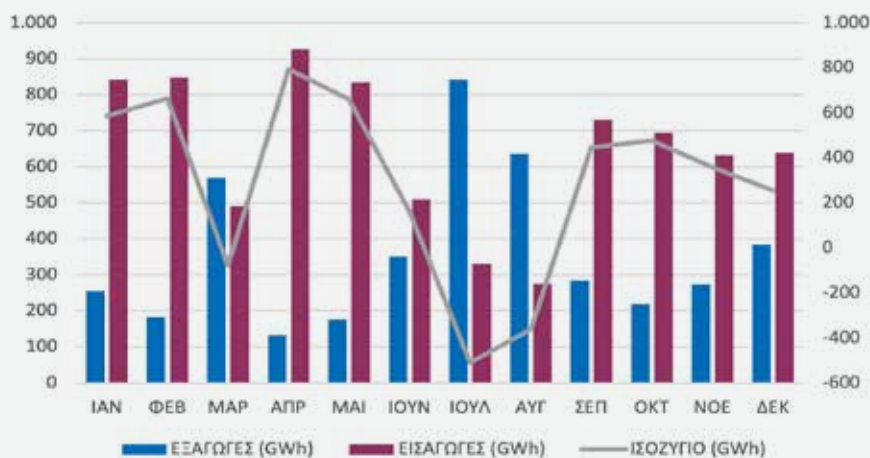
Η Ελλάδα είναι συνδεδεμένη με τις γειτονικές χώρες και εκτός από την εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δραστηριοποιείται όλο και περισσότερο στο εμπόριο αυτής. Σύμφωνα με το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ 2024-2033 [85], το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, με την ολοκλήρωση της 2ης διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Βουλγαρίας που τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούνιο του 2023 και ολοκλήρωση διασυνδετικών έργων των γειτονικών χωρών έως το τέλος του 2023, πληροί το στόχο του 15% και πριν από το 2025, δηλαδή νωρίτερα από το έτος - στόχο 2030 με την πλήρη αξιοποίηση των διασυνδέσεων αυτών. Για το έτος 2030 το ποσοστό διασυνδεσιμότητας διαμορφώνεται σε 16,8%.

Οι εισαγωγές φυσικής ροής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (Διαγράμματα 81, 82) ανήλθαν σε 9,2 TWh το 2023, αυξημένες κατά 5,2% σε σχέση με το 2022, κυρίως από τη Βουλγαρία, την Αλβανία και τη Βόρεια Μακεδονία. Αντίστοιχα, οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από την Ελλάδα το 2023 ανήλθαν σε 3,24 TWh, μειωμένες κατά 32,8% σε σχέση με το 2022, κυρίως προς την Ιταλία, την Αλβανία και την Βόρεια Μακεδονία. Η Ελλάδα ήταν καθαρός εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για όλους τους μήνες του 2023, εκτός από τον Σεπτέμβριο και Οκτώβριο [83].

Διάγραμμα 81: Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2023



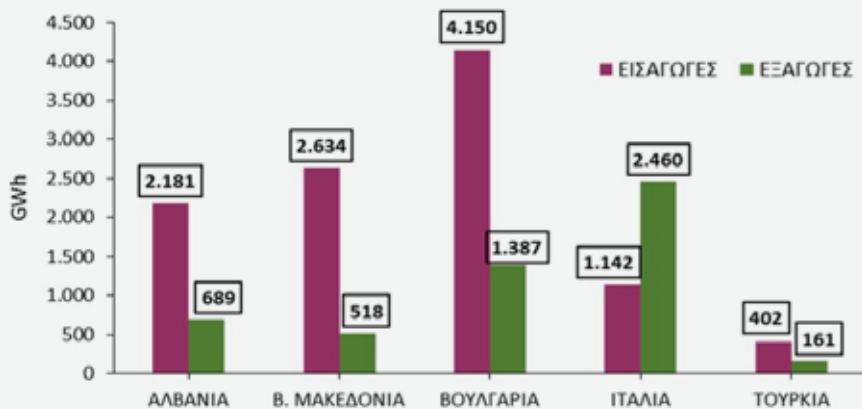
Διάγραμμα 82: Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Όσον αφορά τα εμπορικά προγράμματα εισαγωγών- εξαγωγών, η Βουλγαρία ήταν η χώρα από την οποία η Ελλάδα έλαβε τη μεγαλύτερη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας το 2023 (4.150 GWh), ενώ στην Ιταλία εξάχθηκε η μεγαλύτερη ποσότητα (2.460 GWh). Η ελληνική αγορά παρέμεινε εισαγωγική το 2023, αλλά οι συνθήκες που διαμορφώθηκαν κατά το πρώτο τρίμηνο του 2024 οδήγησαν σε σημαντική μείωση του ελλείμματος στο ισοζύγιο ενώ υπήρξαν διαστήματα κατά τα οποία η Ελλάδα ήταν εξαγωγέας ενέργειας. Η αύξηση της παραγωγικής βάσης των ΑΠΕ σε συνδυασμό με τις ευνοϊκές καιρικές συνθήκες και τη στασιμότητα της ζήτησης ήταν οι βασικές αιτίες που οδήγησαν στην αύξηση των εξαγωγών. Σε βάθος χρόνου η επέκταση των διασυνοριακών διασυνδέσεων και η προσθήκη μονάδων αποθήκευσης είναι δυνατόν να καταστήσουν την Ελλάδα εξαγωγέα ενέργειας για την ευρύτερη περιοχή και για την Κεντρική Ευρώπη.

Διάγραμμα 83: Εμπορικά προγράμματα εισαγωγών-εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας ανά διασύνδεση της Ελλάδας το 2023 (GWh)

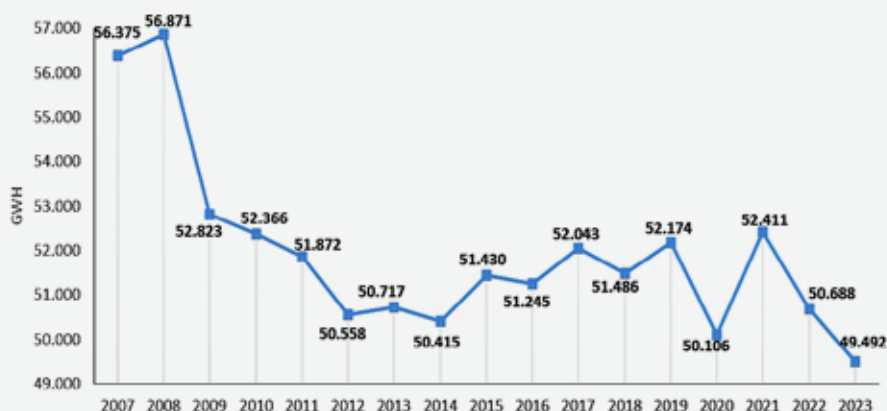


Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

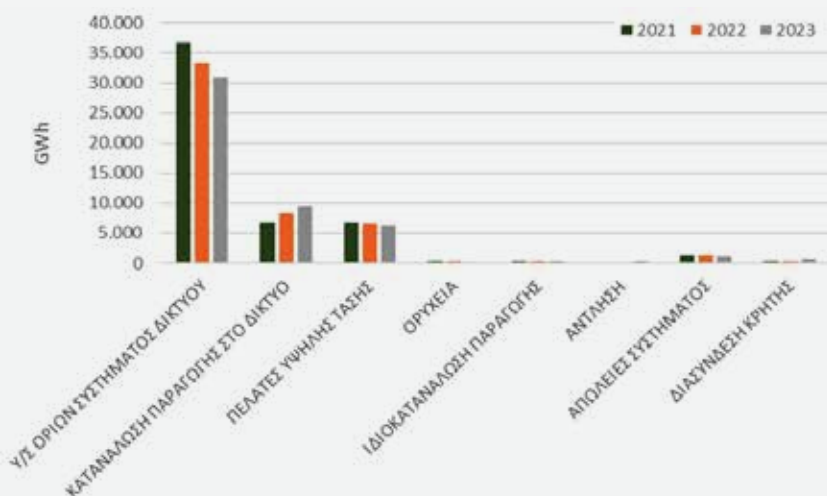
Σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σταθερά μέχρι το ανώτατο επίπεδο των 56,9 TWh το 2008, ακολουθούμενη από εξαετή περίοδο μείωσης, από το 2009 έως το 2014, ως συνέπεια της οικονομικής κρίσης. Το 2020, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε αισθητή μείωση κατά 4,0% σε σχέση με το 2019 κυρίως λόγω της πανδημίας COVID-19 και των περιοριστικών μέτρων που εφαρμόστηκαν. Το 2021 η ζήτηση ανέκαμψε και η Ελλάδα κατανάλωσε 52,4 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το 2022 και 2023 παρατηρείται πτωτική τάση κυρίως λόγω των ήπιων καιρικών συνθηκών που περιορίσαν τις ανάγκες θέρμανσης το χειμώνα και ψύξης το καλοκαίρι (Διάγραμμα 84) [83]. Όπως προκύπτει από τα Διαγράμματα 85 και 86 η κατανάλωση στο Σύστημα έβαινε μειούμενη από το 2021 στο 2023, ενώ η αντίθετη τάση παρατηρήθηκε για την κατανάλωση στο Δίκτυο. Όσον αφορά τον Δεκέμβριο 2023, σε απόλυτους αριθμούς η μεγαλύτερη μείωση σημειώθηκε στο δίκτυο διανομής, γεγονός που σημαίνει ότι μειώθηκε η κατανάλωση των νοικοκυριών και των μικρών – μικρομεσαίων επιχειρήσεων. Σημαντικός παράγοντας είναι η μείωση του ενεργειακού κόστους, η οποία στην περίπτωση των οικιακών καταναλωτών συνεπικουρήθηκε από τις σχετικές υψηλές θερμοκρασίες που επικράτησαν τον Νοέμβριο και Δεκέμβριο 2023.

Διάγραμμα 84: Εξέλιξη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 2007 – 2023 (GWh)



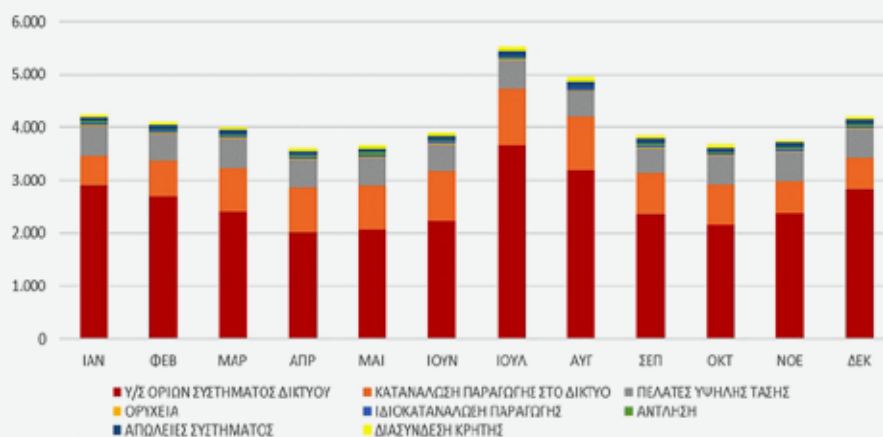
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 85: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) 2021- 2023



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

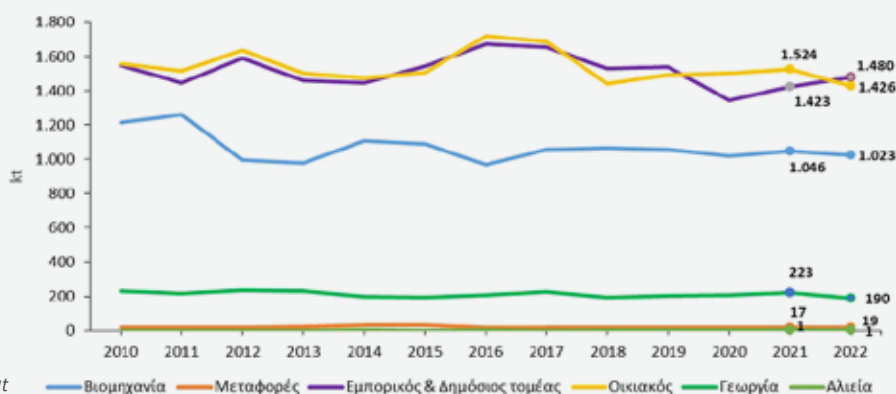
Διάγραμμα 86: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) και ανά μήνα, 2023



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat, ο εμπορικός και δημόσιος τομέας ήταν ο κλάδος που κατανάλωσε την περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 35,8% της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού το 2022 (Διάγραμμα 87). Ακολούθησε ο οικιακός τομέας με 34,5% και ο κλάδος της βιομηχανίας με 24,7%. Άλλοι τομείς, όπως οι μεταφορές και η γεωργία αντιπροσώπευαν μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Διάγραμμα 87: Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 2010-2022 (χιλιάδες τόνοι)



Πηγή: Eurostat

5.3.2 Η Δομή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το σημερινό μοντέλο της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμμορφώνεται πλήρως με το ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο (Target Model). Η απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύει στη βελτίωση των συνθηκών ανταγωνισμού και στη δημιουργία ενός σταθερού και προβλέψιμου μοντέλου αγοράς, με κίνητρα για είσοδο νέων συμμετεχόντων στην αγορά καθώς και προσέλκυση νέων επενδύσεων και πρωτίστως προς όφελος του Έλληνα καταναλωτή και της εθνικής οικονομίας. Η μεταρρύθμιση στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, με την εισαγωγή από την 1η Νοεμβρίου 2020 των αγορών που προβλέπονται από το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο (Target Model), αποτέλεσε κομβικό σημείο για την εξέλιξη και το μέλλον εν γένει της αγοράς ενέργειας της Ελλάδας.

Οι συμμετέχοντες στην εγχώρια χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχουν πλέον όλες τις δυνατότητες να δραστηριοποιηθούν σύμφωνα με τις βασικές αρχές του Ευρωπαϊκού Μοντέλου Στόχου. Μεταξύ των δυνατοτήτων αυτών είναι η δυνατότητα σύναψης διμερών συμβάσεων μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών, η δυνατότητα διόρθωσης των θέσεων τους και σε ενδοημερήσιο ορίζοντα, η εισαγωγή εργαλείων διαχείρισης ρίσκου και η δημιουργία αξιόπιστων οικονομικών σημάτων για αναγκαίες επενδύσεις.

Ο Νόμος 4512/2018 και συγκεκριμένα το Μέρος Γ «Χρηματιστήριο Ενέργειας», όρισε τις ακόλουθες αγορές:

- **Χονδρική αγορά προθεσμιακών προϊόντων (Forward Market):** Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να συνάπτουν συμβάσεις αγοράς και πώλησης η/ε, με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, όπως θα ορίζονται στον σχετικό κώδικα της αγοράς και να συναλλάσσονται ενεργειακά χρηματοπιστωτικά μέσα.

- **Αγορά επόμενης ημέρας (Day Ahead Market):** Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών η/ε με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη

ημέρα. Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται επίσης και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων, είτε εκτός αυτής. Παράλληλα, θα πραγματοποιείται έμμεση κατανομή (implicit allocation) της μεταφορικής ικανότητας στις διασυνδέσεις, μέσω σύζευξης των αγορών επόμενης ημέρας των Ευρωπαϊκών χωρών.

- **Ενδοημερήσια αγορά (Intra Day Market):** Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών για φυσική παράδοση την ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη τις ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας τις οποίες έχουν πραγματοποιήσει, τα αποτελέσματα της αγοράς επόμενης ημέρας, καθώς και τυχόν περιορισμούς που έχουν προκύψει από την αγορά εξισορρόπησης. Οι συμμετέχοντες δύνανται να προβαίνουν σε συναλλαγές προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν την απόκλιση της καθαρής θέσης τους που προκύπτει από τις συναλλαγές σε όλες τις αγορές, από τις πωλούμενες/αγορασθείσες ποσότητες σε πραγματικό χρόνο.

- **Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market):** Η αγορά εξισορρόπησης περιλαμβάνει την αγορά ισχύος εξισορρόπησης, την αγορά ενέργειας εξισορρόπησης, καθώς και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι Συμμετέχοντες έχουν υποχρέωση υποβολής προσφορών με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος τους, τόσο στην αγορά ενέργειας εξισορρόπησης όσο και στην αγορά ισχύος εξισορρόπησης.

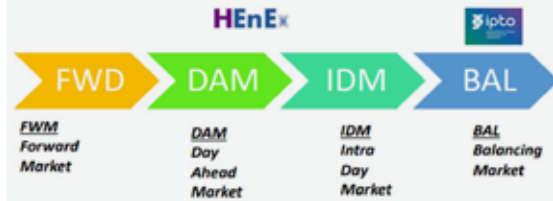
Η λειτουργία των τριών πρώτων αγορών έχει ανατεθεί στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, ενώ η Αγορά Εξισορρόπησης είναι αποκλειστική αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ [86].

Διάγραμμα 88: Ποσοστιαία κατανομή κλάδων στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2022



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 89: Ενεργειακές Αγορές βάσει Μοντέλου Στόχου

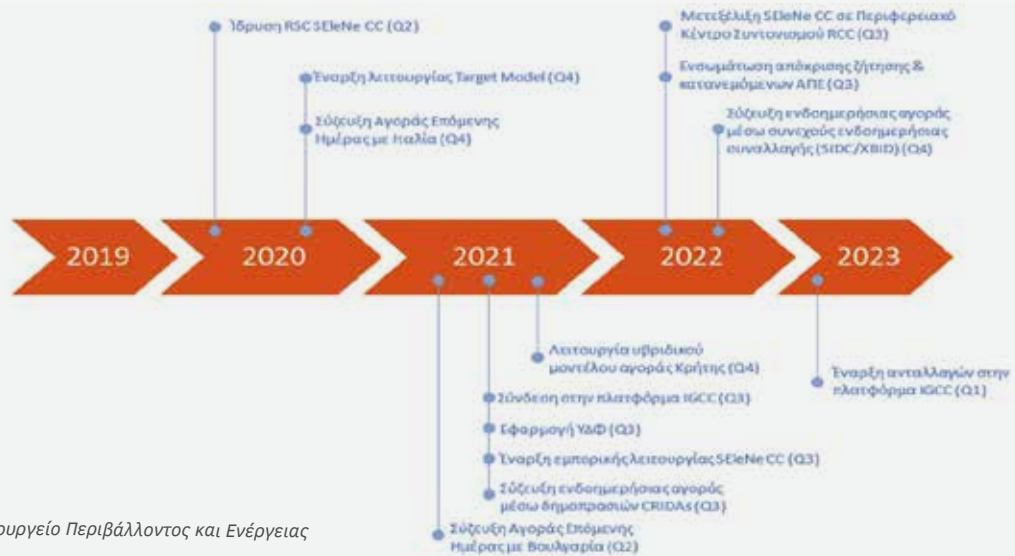


Διάγραμμα 90: Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας



Με την υιοθέτηση του “Μοντέλου Στόχου” (Target Model), η Ελλάδα έχει επιτύχει μια σημαντική μεταστροφή στον τομέα της ενέργειας σε ορισμένες περιόδους. Η χώρα έχει μετατραπεί σε καθαρό εξαγωγέα ηλεκτρικής ενέργειας (net exporter) σε περιόδους όπως οι καλοκαιρινοί μήνες με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ. Αυτή η εξέλιξη σημαίνει ότι παράγεται περισσότερη ενέργεια από όση καταναλώνεται, με θετικές επιπτώσεις στην ενεργειακή ανεξαρτησία και στο εμπορικό ισοζύγιο της χώρας [48].

Διάγραμμα 91: Εξέλιξη target model στην Ελλάδα



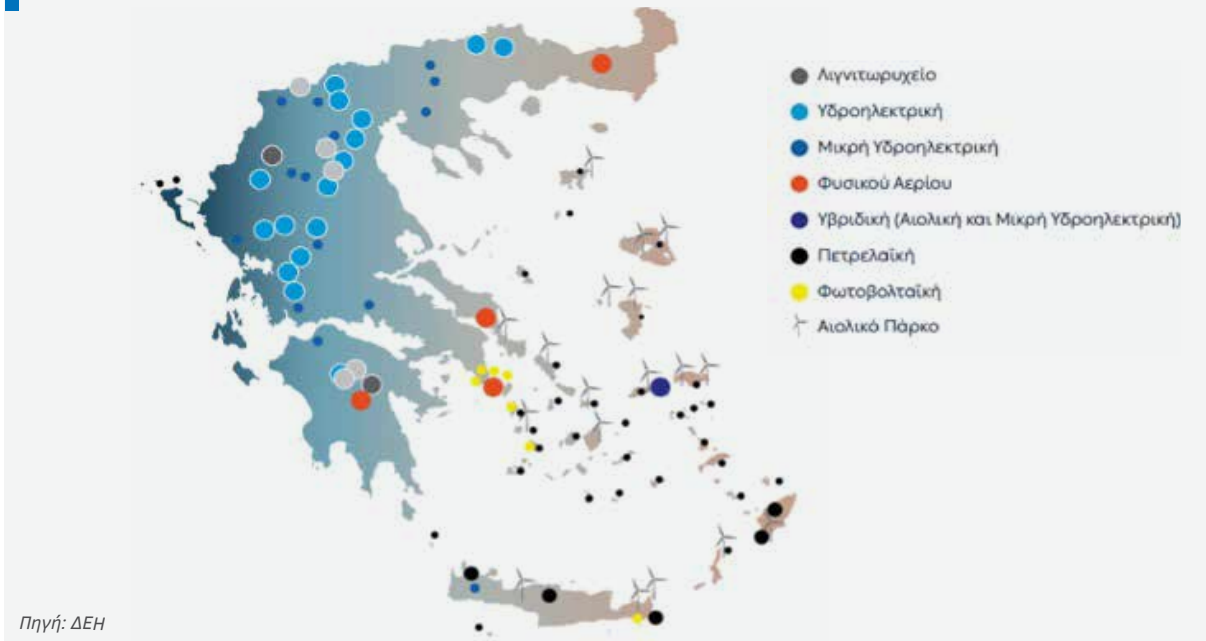
Πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας

Χονδρεμπορική Αγορά

Ο ΔΕΗ κυριάρχησε στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2023, με μερίδιο 56% στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, εξυπηρετώντας περίπου 5,6 εκατομμύρια πελάτες. Η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανερχόταν σε 10,1 GW το 2023, όπου τα 4 GW αφορούσαν σταθμούς ΑΠΕ. Το 2023, η ΔΕΗ παρήγαγε 19,3 TWh, με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια να προέρχεται από φυσικό αέριο (33%), ΑΠΕ (25%), λιγνίτη (23%) και πετρέλαιο (1%) και με μερίδιο 39% στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα [87].

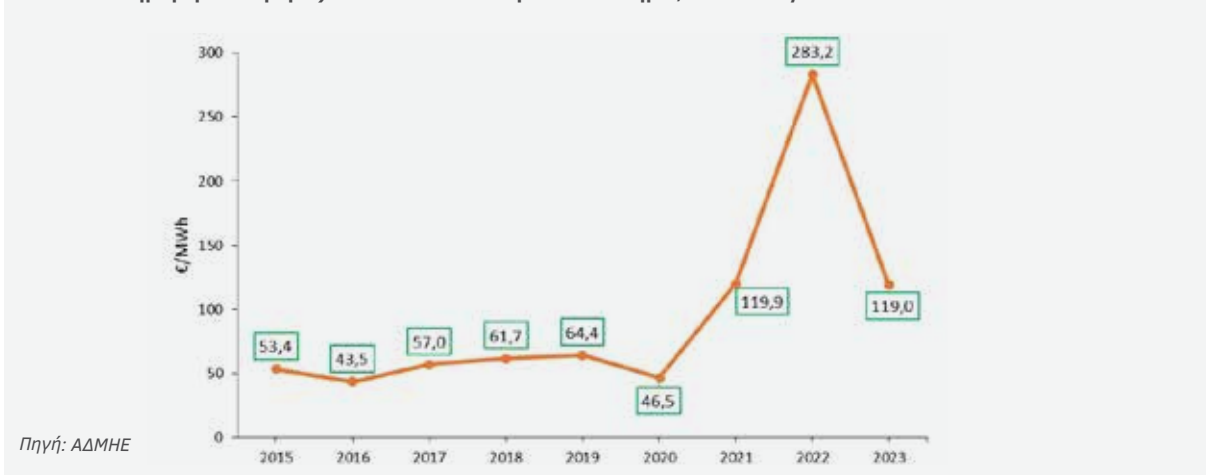
Το ενεργειακό μίγμα της ΔΕΗ περιλαμβάνει λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Επίσης, είναι κάτοχος του Δικτύου Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Μέσης & Χαμηλής Τάσης, μήκους περίπου 246.000 χιλιομέτρων και Υψηλής Τάσης μήκους περίπου 1.000 χιλιομέτρων), του οποίου Διαχειριστής είναι η κατά 100% θυγατρική της εταιρεία ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.

Χάρτης 28: Χαρτοφυλάκιο μονάδων της ΔΕΗ στην Ελλάδα



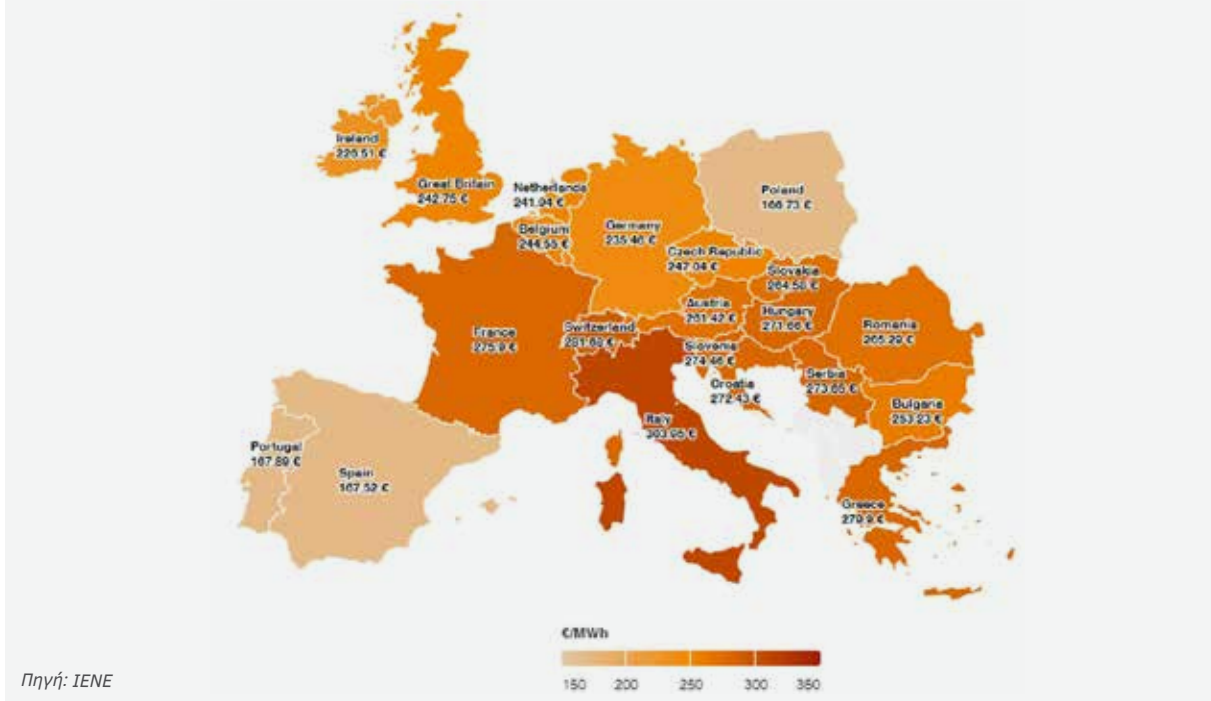
Όσον αφορά τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά, σύμφωνα με Δελτία του ΑΔΜΗΕ, οι τιμές στην αγορά επόμενης ημέρας και ενδοημερησία αγορά από 283,3 €/MWh το 2022 υποχώρησαν στο 119,01 €/MWh [88]. Στο Διάγραμμα 92 παρουσιάζεται η εξέλιξη των τιμών: μετά την άνοδο των τιμών το 2021 και την εκτόξευση τους το 2022, οι τιμές υποχώρησαν το 2023, αλλά παρέμειναν σε υψηλά επίπεδα συγκρινόμενες με τις τιμές την περίοδο 2015- 2020.

Διάγραμμα 92: Εξέλιξη μεσοσταθμικής τιμής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερησία Αγορά) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, 2015 έως 2023



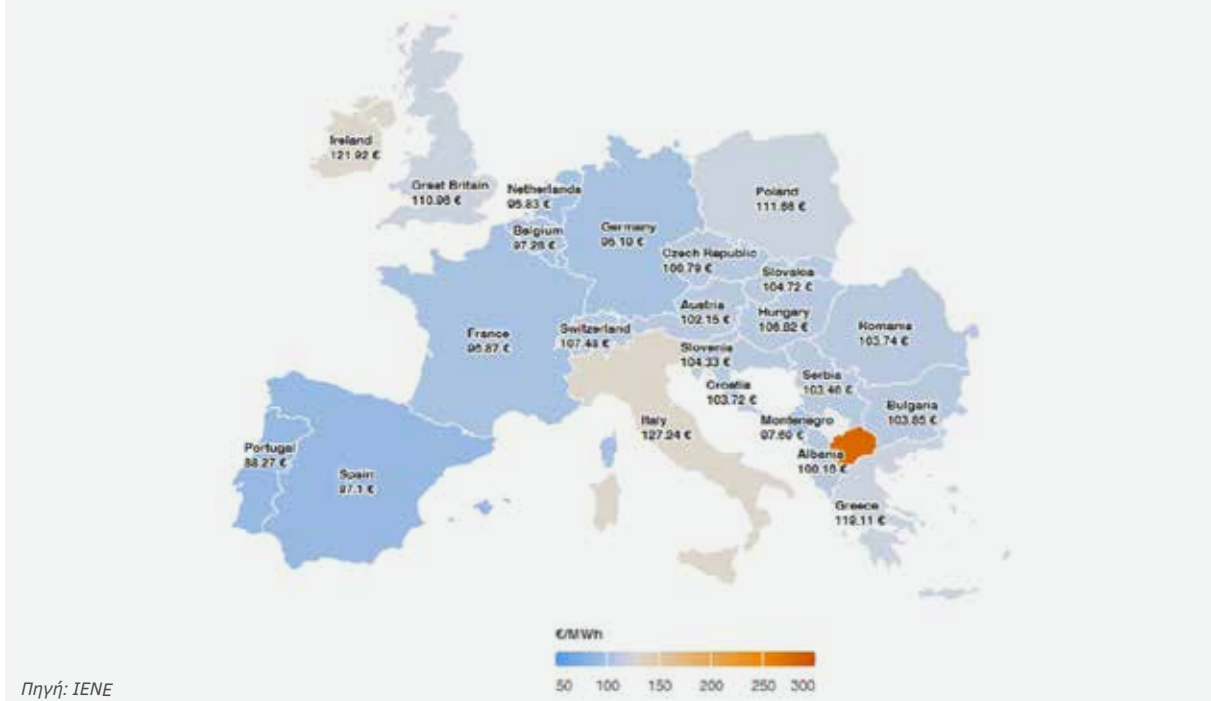
Όμως, η ελληνική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021 κατατασσόταν στις υψηλότερες στην Ευρώπη, στα 116,44 €/MWh, ενώ για το 2020, η αντίστοιχη τιμή ήταν στα 45,09 €/MWh (Χάρτες 17 και 18). Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία στις 24 Φεβρουαρίου 2022, σηματοδότησε την αρχή μιας περιόδου έντονης αστάθειας όσον αφορά τις τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες εκτοξεύτηκαν από την αρχή του πολέμου. Για το 2022 οι τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας ήταν ιδιαίτερα αυξημένες ως αποτέλεσμα των αυξήσεων των τιμών φυσικού αερίου λόγω του πολέμου στην Ουκρανία (Χάρτης 29).

Χάρτης 29: Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2022



Οι τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας αποκλιμακώθηκαν περαιτέρω το 2023, λόγω της υποτονικής ζήτησης φυσικού αερίου και των ήπιων κλιματικών συνθηκών (Χάρτης 30).

Χάρτης 30: Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2023

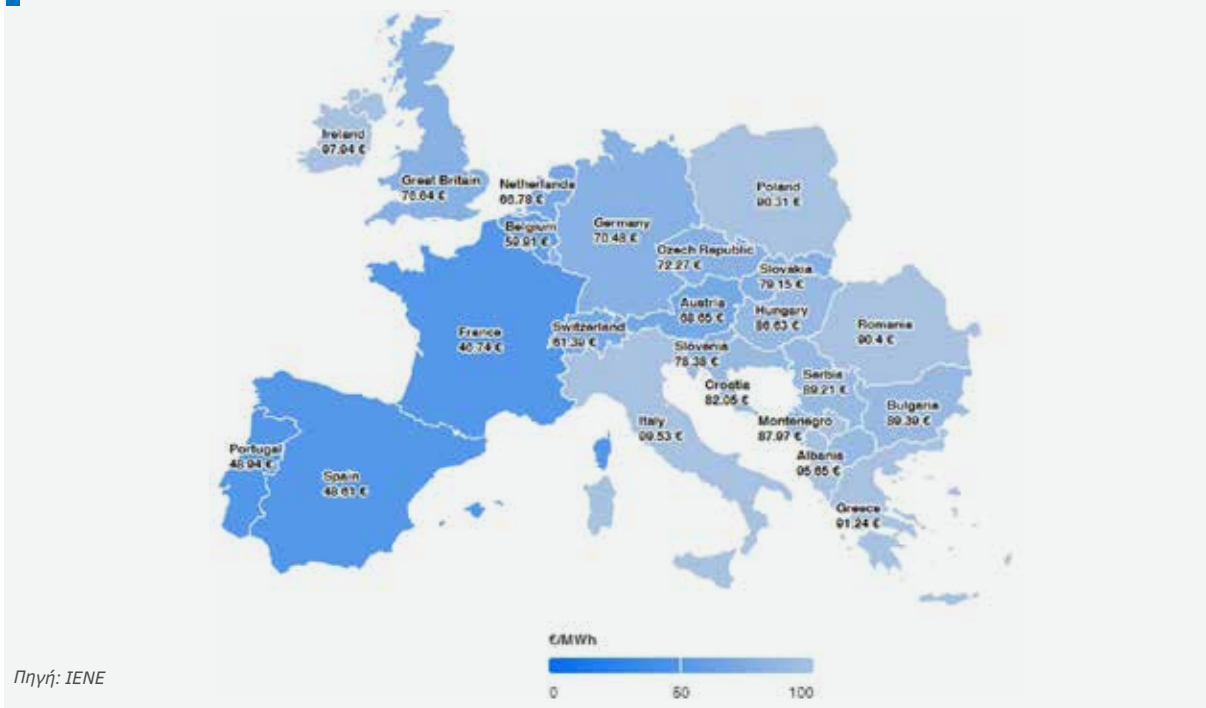


Το 2024 οι τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη έπεσαν κάτω από τα επίπεδα που είχαν καταγραφεί πριν από τον πόλεμο στην Ουκρανία. Ο ήπιος χειμώνας και η χαμηλότερη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου συνέβαλαν σε αυτήν την πτωτική τάση των τιμών της ενέργειας (Χάρτης 31).

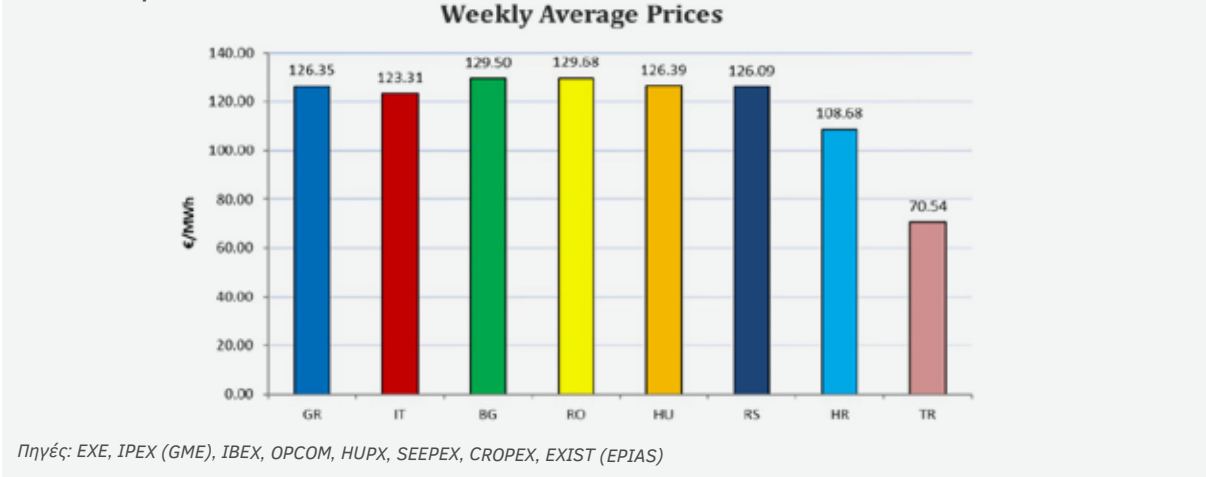
Όμως κατά τη διάρκεια του Ιουλίου 2024, το ηλεκτρικό δίκτυο της ΝΑ Ευρώπης επί της ουσίας αποκόπηκε από την υπόλοιπη ήπειρο για πολλές ημέρες με αποτέλεσμα να μην μπορεί να προμηθευτεί ποσότητες φθηνότερου ηλεκτρισμού από τη Δύση. Το γεγονός αυτό πυροδότησε την αναζήτηση ποσοτήτων από τις γειτονικές αγορές, εν μέσω καύσωνα και αυξημένης ζήτησης. Στη συνέχεια οι υψηλές τιμές χονδρικής μετακυλίστηκαν από τη μια αγορά στην άλλη, πλήττοντας τελικά και την Ελλάδα. Ενδεικτικό είναι ότι οι μέγιστες ωριαίες τιμές εκκαθάρισης της αγοράς έφτασαν ακόμα και τα 850 ευρώ/MWh, με τη μέση τιμή να κορυφώνεται στα 210 ευρώ στο Χρηματιστήριο Ενέργειας.

Στην Ελλάδα, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για μη οικιακούς καταναλωτές ανήλθε σε 0,1546 €/kWh (προ φόρων και εισφορών) το Β' εξάμηνο του 2023, μειωμένη²⁵ κατά 45,4% σε σχέση με το Β' εξάμηνο του 2022 (Διάγραμμα 94).

Χάρτης 31: Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 01/01/2024 έως 26/08/2024

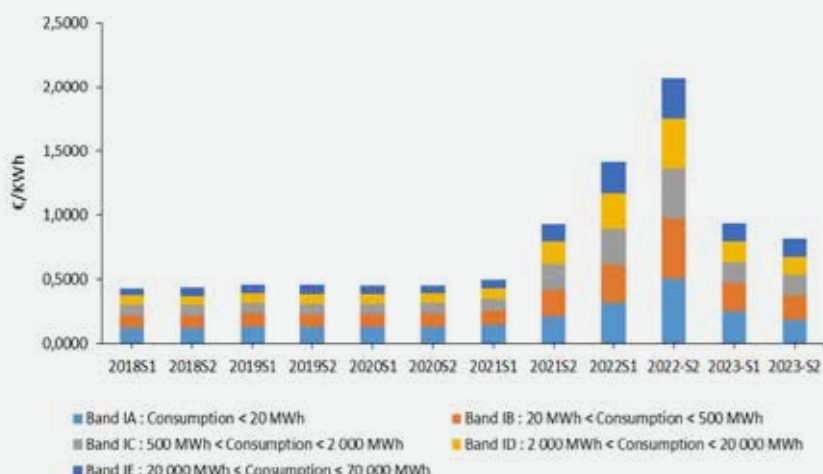


Διάγραμμα 93: Τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης, 19- 25 Αυγούστου 2024



²⁵ Αφορά καταναλώσεις μεταξύ 500 MWh και 2,000 MWh.

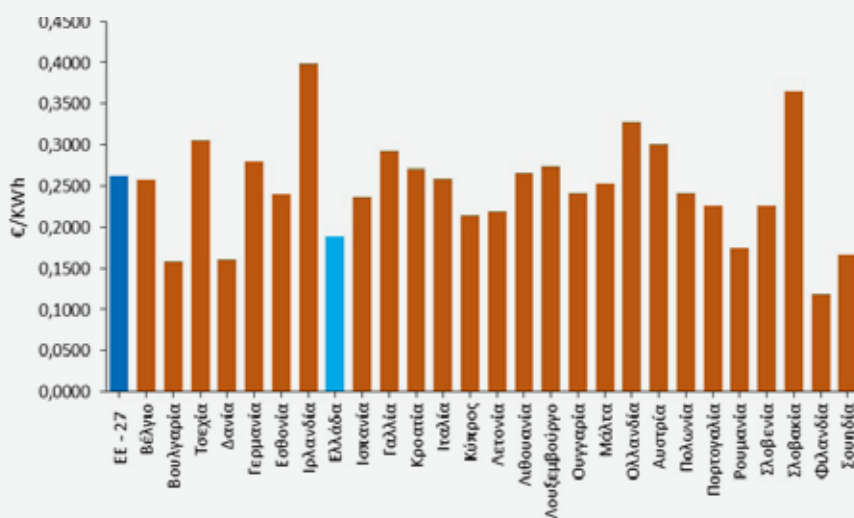
Διάγραμμα 94: Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ελλάδα, Α' Εξάμηνο 2018 – Β' Εξάμηνο 2023



Πηγή: Eurostat

Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι προ φόρων και εισφορών

Διάγραμμα 95: Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, β' εξάμηνο 2023



Πηγή: Eurostat

Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι προ φόρων και εισφορών.

Λιανική Αγορά

Η ΔΕΗ παρέμεινε και το 2023 ο βασικός προμηθευτής στη λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, εκπροσωπώντας το 87,02% του συνολικού αριθμού παροχών στην υψηλή τάση (ΥΤ), το 41,18% της μέσης τάσης (ΜΤ), το 65,98% της χαμηλής τάσης (ΧΤ) του Διασυνδεδεμένου Συστήματος και το 63,5% του συνόλου (Διαγράμματα 96 & 97) [89].

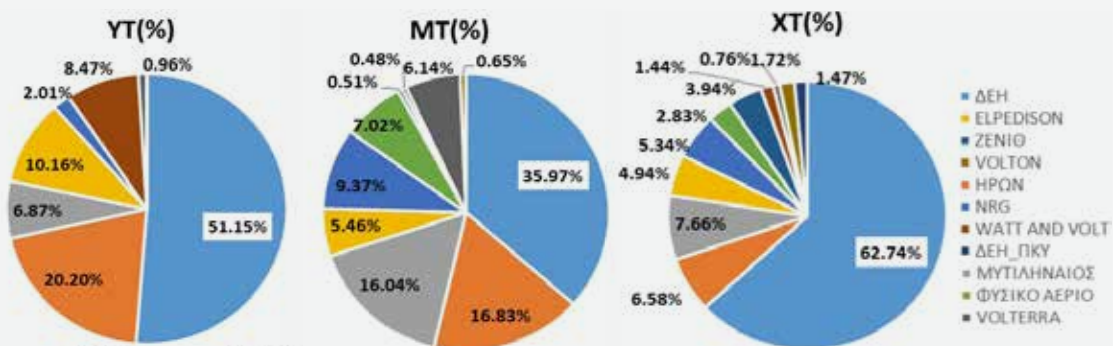
Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 98, η Ελλάδα είχε διαχρονικά τη χαμηλότερη λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας από τον Ευρωπαϊκό μέσο όρο για τα νοικοκυριά [90].

Διάγραμμα 96: Μεριδία προμηθευτών εκπροσώπων φορτίου, 2023



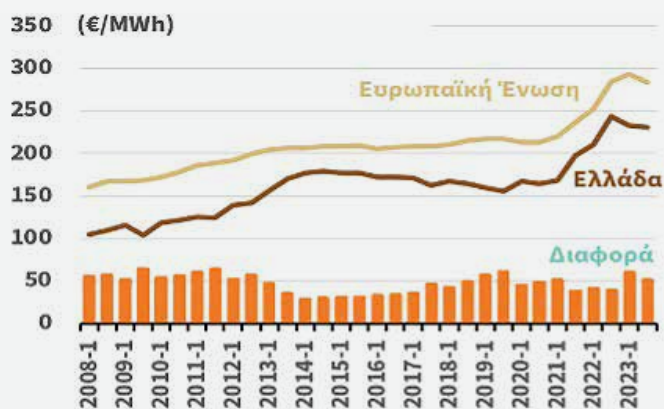
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 97: Μέρηδια εκπροσώπων φορτίου ανά επίπεδο τάσης (ΥΤ: υψηλή τάση, ΜΤ: μέση τάση, ΧΤ: χαμηλή τάση), 2023



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

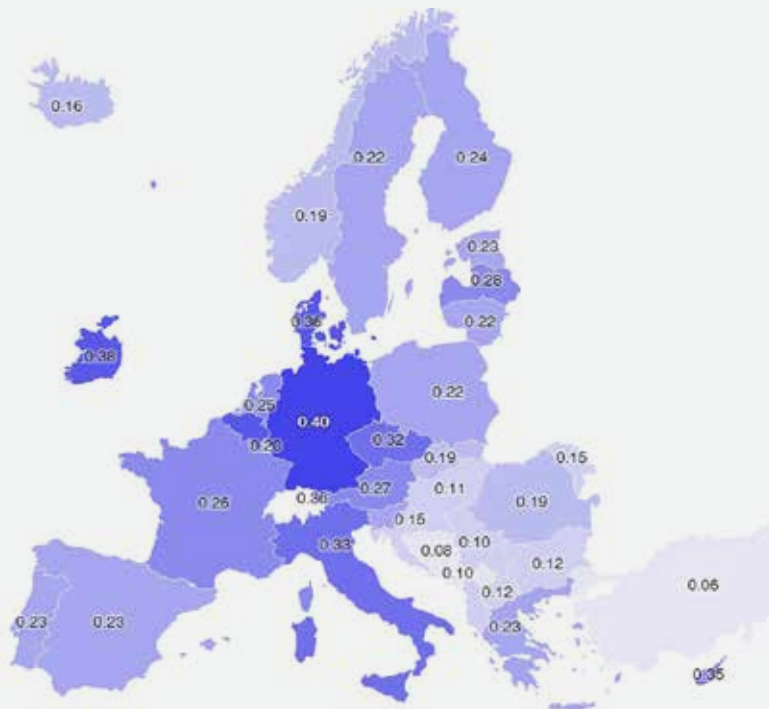
Διάγραμμα 98: Λιανικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και ΕΕ, 1ο εξαμ. 2008 – 1ο εξαμ. 2023



Πηγή: Eurostat, ΥΠΕΝ

Σημείωση: με φόρους και χρεώσεις, κατανάλωση 2.500 – 4.999 KWh

Χάρτης 32: Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακούς καταναλωτές (συμπεριλαμβανομένων φόρων και χρεώσεων), β' εξάμηνο 2023 (€/KWh)



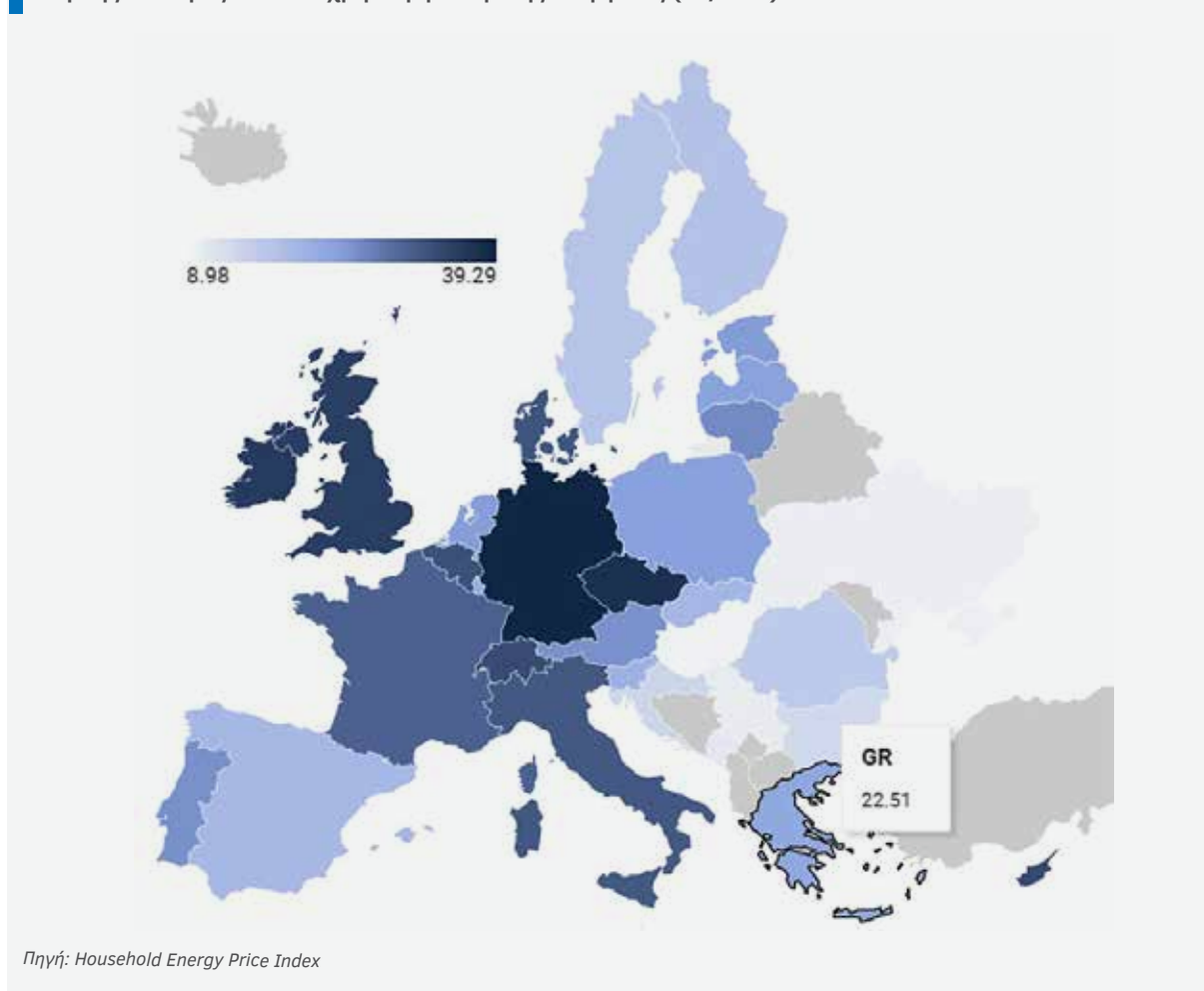
Πηγή: Eurostat

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τους οικιακούς καταναλωτές, συμπεριλαμβανομένων των φόρων, για την Ελλάδα έφτασαν τα 0,2305 €/KWh, όταν στην ΕΕ ο μέσος όρος ήταν 0,2525 €/KWh [91].

Σύμφωνα με τον μηνιαίο πίνακα τιμών που ανακοινώνει το HEPI (Household Energy Price Index), η Ελλάδα κατατάσσεται κάτω από το μέσο όρο της Ε.Ε. στις τιμές των οικιακών καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων φόρων και λοιπών χρεώσεων), με τη χώρα να βρίσκεται στην 18η θέση μεταξύ 33 ευρωπαϊκών κρατών τον Ιούλιο 2024 [92]. Προς την κατεύθυνση στήριξης των νοικοκυριών λόγω των αυξημένων τιμών ενέργειας, από τον Ιανουάριο του 2024 θεσπίστηκε το Ειδικό Τιμολόγιο (πράσινης χρωματικής σήμανσης), το οποίο κατά το πρώτο 7μηνο του 2024 είχε μέση τιμή για όλες τις εταιρείες προμήθειας τα 13 λεπτά/kWh, ενώ η μέση τιμή του πράσινου τιμολογίου για τον δεσπόζοντα προμηθευτή για το ίδιο διάστημα ανήλθε σε 12 λεπτά/kWh, δηλαδή σχεδόν στο επίπεδο προ ενεργειακής κρίσης.

Η κυβέρνηση ανακοίνωσε ένα πλέγμα μέτρων για την αντιμετώπιση της στρέβλωσης που επήλθε στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο 2024 με αύξηση των τιμών. Μεταξύ των μέτρων που ανακοινώθηκαν ήταν η έκτακτη φορολόγηση για τον μήνα Αύγουστο των ηλεκτροπαραγωγών που χρησιμοποιούσαν ως καύσιμο το φυσικό αέριο, καθώς και η επιδότηση των οικιακών καταναλωτών με 1,6 λεπτά/kWh για τις πρώτες 500 kWh, ώστε η τελική τιμή για την πλειοψηφία της συγκεκριμένης κατηγορίας καταναλωτών να παραμείνει κάτω από το επίπεδο των 15 λεπτών/kWh. Παράλληλα, για τους δικαιούχους του Κοινωνικού Οικιακού Τιμολογίου η επιδότηση για τον Αύγουστο ήταν ενισχυμένη και ανερχόταν σε 5 λεπτά/kWh, διατηρώντας την τιμή για τους 700.000 καταναλωτές αυτής της κατηγορίας σε επίπεδο προ ενεργειακής κρίσης, περίπου 11,3 λεπτά/kWh [93].

Χάρτης 33: Τιμές τελικού χρήστη ηλεκτρικής ενέργειας (c€/kWh) τον Ιούλιο του 2024



5.3.3 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται τα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας των οποίων το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής της ηπειρωτικής χώρας. Η διαχείριση των Ηλεκτρικών Συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, που περιλαμβάνει τη διαχείριση της παραγωγής, τη λειτουργία της αγοράς και των συστημάτων των νησιών αυτών, είναι ευθύνη της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. και πραγματοποιείται σύμφωνα με τον «Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών», που προβλέπεται στο άρθρο 130 του Ν. 4001/2011 [94].

Με την ολοκλήρωση της Α΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (Σύρος, Μύκονος, Πάρος και Νάξος) με το Ηπειρωτικό Σύστημα τον Μάρτιο 2018, με την ολοκλήρωση της Β΄ και Γ΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων και της διασύνδεσης Κρήτης – Πελοποννήσου το 2021, θωρακίζεται περαιτέρω η αξιοπιστία και η σταθερότητα ηλεκτροδότησης των νησιών. Ωστόσο, σημαντικός αριθμός των ΜΔΝ συνεχίζουν να ηλεκτροδοτούνται από τους τοπικούς σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε., οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ). Σημαντική είναι και η συμβολή των ΑΠΕ, και ιδίως των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών, οι οποίοι λειτουργούν στα νησιά αυτά.

Στην ελληνική επικράτεια υπάρχουν σήμερα 28 αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα, καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από έναν ή περισσότερους θερμικούς σταθμούς παραγωγής και αποτελείται από ένα ή περισσότερα νησιά, συνδεδεμένα μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια. Αυτά τα συστήματα εξυπηρετούνται από πετρελαϊκές μονάδες (κυρίως στα μικρά και μεσαία συστήματα), ενώ στα ΗΣ Ρόδου, Κω-Καλύμνου, Θήρας και Λέσβου έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο - diesel) [48].

Σύμφωνα με στοιχεία της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 1,1 GW το 2023, εκ των οποίων το 78,62% αφορούσε θερμικούς σταθμούς (Πίνακας 21) [95].

Παρομοίως, η συνολική παραγωγή ενέργειας στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 2,4 TWh το 2023 εκ των οποίων περίπου το 86 % αφορούσε θερμικούς σταθμούς (Πίνακας 22) [95].

Σύμφωνα με στοιχεία του ΥΠΕΝ [96], το επιπλέον κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζεται να παραχθεί στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά εκτιμάται μόνο για το 2024 σε 763 εκατομμύρια ευρώ. Το κόστος αυτό κοινωνικοποιείται, δηλαδή καλύπτεται μέσω των Υπηρεσιών Κοινωνικής Ωφέλειας (ΥΚΩ) από όλους τους Έλληνες καταναλωτές.

Πίνακας 21: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, Απρίλιος 2024

Κατηγορίες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Θερμικοί Σταθμοί*	1.005.224
Αιολικά	108,05
Φωτοβολταϊκά**	51,45
ΦΒ Ειδικού Προγράμματος***	4,76
ΦΒ Net Metering***	23,04
Υβριδικός	2,95
Σύνολο	1.195,47

* Τελευταία διαθέσιμα στοιχεία 2023

** Δεν λαμβάνεται υπόψη η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και net metering

*** Ισχύς που δεσμεύει ηλεκτρικό χώρο

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Πίνακας 22: Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2021 & 2023

Κατηγορίες	2021	2023
Θερμικοί	3.676.971	2.066.333
Αιολικά	708.242	226.368
Φωτοβολταϊκά	206.565	82.995
Φωτοβολταϊκά Ειδικού Προγράμματος	-	7.725
Φωτοβολταϊκά net metering	-	2.313
Υβριδικά	4.334	5.593
Βιοαέριο	3.936	-
Σύνολο	4.600.000	2.391.327

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Πίνακας 23: Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη – Διασυνδεδεμένα Νησιά

Ομάδες νησιών	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΑΝΤΑΛΛΑΓΜΑΤΟΣ ΥΚΩ 2024 (€)
Δωδεκάνησα ¹	223.505.950,4
Ιόνιο ²	1.415.768,6
Κρήτη ³	356.427.846,8
Κυκλάδες ⁴	89.688.888,5
Νησιά Β.Α. Αιγαίου ⁵	85.299.299,3
Σποράδες ⁶	6.189.276,7
Σύνολο	762.527.030,3

Περιλαμβάνουν:

¹ Αγιοθνήσι, Αγιο Ευστράτιο, Αρκιούς, Αστυπάλαια, Κάρπαθο, Κω-Καλύμνου, Μογίστη, Πάτμο, Ρόδο και Σύμη

² Αντικύθηρα, Ερεβούσια και Οθωνούς

³ Κρήτη και Γαύδο

⁴ Λασιθιά, Ανάθη, Δονούσια, Θήρα, Κύθηρα, Μήλο, Σέριφο και Σίφνο

Πηγή: ΥΠΕΝ

5.3.4 Τελευταίες Εξελίξεις στην Εγχώρια Αγορά Ηλεκτρισμού

(α) Ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας

Ολοκληρωμένα έργα

Β' και Γ' Φάση Διασύνδεσης Κυκλάδων (2020)

Το έργο της διασύνδεσης των Κυκλάδων αφορά στη διασύνδεση της Σύρου, της Μυκόνου, της Πάρου και της Νάξου με το ΕΣΜΗΕ και την ενίσχυση της διασύνδεσης του συγκροτήματος των Άνδρου – Τήνου. Σύνδεση Πάρου-Νάξου (7,6 km), Νάξου-Μυκόνου (40 km), Λαυρίου-Σύρου (Πόντιση 2ου καλωδίου 108 km).

Έχει χαρακτηριστεί με Υπουργική Απόφαση (Νοέμβριος 2006) ως έργο «γενικότερης σημασίας για την οικονομία της χώρας» και υλοποιείται σε τέσσερις φάσεις. Μέχρι σήμερα έχουν ολοκληρωθεί οι Α', Β' και Γ' Φάσεις του έργου, ενώ η Δ' Φάση είναι σε στάδιο υλοποίησης. Πιο συγκεκριμένα:

- Η Α' Φάση ολοκληρώθηκε το 2018. Συγκεκριμένα, η διασύνδεση της Σύρου και της Πάρου με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και η ένταξή τους σε αυτό πραγματοποιήθηκε τον Μάρτιο του 2028 και η διασύνδεση της Μυκόνου με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και η ένταξή της σε αυτό πραγματοποιήθηκε τον Μάιο του 2018. Η εκτροπή όλων των αναχωρήσεων από τον παλιό υπαίθριο Υ/Σ Λαυρίου στον νέο Υ/Σ GIS Λαυρίου ολοκληρώθηκε σταδιακά μέχρι το 2020.
- Η Β' Φάση ολοκληρώθηκε τον Σεπτέμβριο του 2020. Παράλληλα, τον Δεκέμβριο του 2019 και τον Φεβρουάριο του 2020 ολοκληρώθηκε η αντικατάσταση των καλωδιακών γραμμών Εύβοιας – Άνδρου και Άνδρου – Τήνου αντίστοιχα.
- Για την επίτευξη της ολοκλήρωσης της Γ' Φάσης και με δεδομένο ότι αυτή προϋπέθετε μεταξύ άλλων την επέκταση του Υ/Σ GIS Σύρου που εκ των πραγμάτων θα καθυστερούσε λόγω μη διαθεσιμότητας του απαιτούμενου εξοπλισμού, αποφασίστηκε η σύνδεση της δεύτερης καλωδιακής γραμμής Λαυρίου – Σύρου να πραγματοποιηθεί προσωρινά σε υφιστάμενη πύλη πυκνωτή 150 kV. Η υλοποίηση της προσωρινής αυτής λύσης ολοκληρώθηκε τον Οκτώβριο του 2020. Η ολοκλήρωση όλων των επιμέρους υποέργων και η μετάπτωση στην τελική τοπολογία πραγματοποιήθηκε ένα έτος αργότερα.

Το κόστος υλοποίησης ανέρχεται σε 169,6 εκατομμύρια ευρώ, με συγχρηματοδότηση από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης και το ΕΣΠΑ 2014-2020 με 67,4 εκατομμύρια ευρώ.

Διασύνδεση Κρήτης – Πελοποννήσου (2021)

- Η μεγαλύτερη σε μήκος και βάθος πόντιση καλωδιακή σύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος παγκοσμίως.
- Κόστος: 374,5 εκατομμύρια ευρώ, με συγχρηματοδότηση από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης και ΕΣΠΑ 2014-2020 με 106,1 εκατομμύρια ευρώ.

Διασύνδεση Σκιάθου (2022)

- Σύνδεση Μαντουδι-Σκιάθος (28,4 km)
- Κόστος: 56,3 εκατομμύρια ευρώ

Έργα σε εξέλιξη

Δ' Φάση Διασύνδεσης Κυκλάδων

Υποβρύχιες διασυνδέσεις Νάξου-Θήρας, Θήρας-Φολεγάνδρου, Φολεγάνδρου-Μήλου,

Μήλου-Σερίφου, Σερίφου-Λαυρίου με υποβρύχια τριπολικά καλώδια.

- Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης: 2025
- Κόστος: 490 εκατομμύρια ευρώ, με συγχρηματοδότηση από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας με 164,5 εκατομμύρια ευρώ.

Διασύνδεση Κρήτης-Αττικής (Ariadne interconnection)

- Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης: 2025
- Κόστος: 1.138 εκατομμύρια ευρώ, με συγχρηματοδότηση από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης και το ΕΣΠΑ 2014-2020 για το 1ο στάδιο του έργου με 294,5 εκατομμύρια ευρώ. Με την ένταξή του 2ου σταδίου στο ΕΣΠΑ 2021-2027 εκτιμώμενη επιπλέον επιχορήγηση 255,5 εκατομμύρια ευρώ.

Μελλοντικά έργα διασυνδέσεων

Διασύνδεση Δωδεκανήσων

- Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης: 2029
- Κόστος: 2.048 εκατομμύρια ευρώ
- Χρηματοδότηση: Το έργο έχει προταθεί για επιχορήγηση από το Ταμείο Απανθρακοποίησης Νησιών

Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου

- Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης: 2030
- Κόστος: 1.208 εκατομμύρια ευρώ
- Χρηματοδότηση: Προς ένταξη σε Πρόγραμμα για επιχορήγηση

(β) Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του έτους 2004 το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς επαναλειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα Μεταφοράς υπό τον γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς, κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς συνδέεται ασύγχρονα μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400 kV με την Ιταλία.

Τον Ιούνιο του έτους 2023 τέθηκε σε λειτουργία η νέα διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας. Το έργο αφορούσε στην υλοποίηση δεύτερης διασυνδετικής γραμμής μεταξύ των Συστημάτων της Ελλάδας και της Βουλγαρίας που πραγματοποιήθηκε με εναέρια διασυνδετική ΓΜ 400 kV μεταξύ του KYT

Ν. Σάντας και του Υ/Σ Maritsa East 1. Η γραμμή διαθέτει ονομαστική μεταφορική ικανότητα 2000 MVA και έχει συνολικό μήκος 151 km περίπου, από τα οποία 30 km περίπου ανήκουν στην ελληνική επικράτεια και 121 km περίπου στη Βουλγαρική Επικράτεια.

Η νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV Ελλάδας - Βουλγαρίας αποτελεί σημαντικό έργο ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος και φέρει τον τίτλο «PCI» με κωδικό 3.7.1 από το 2013 έχοντας συγκαταλεχθεί έως και τον 4ο κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) από την ΕΕ του Διαδρόμου προτεραιότητας NSI East Electricity (Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη) [48].

Στον Χάρτη 34 απεικονίζονται τόσο οι υφιστάμενες διασυνδέσεις (μαύρο χρώμα), οι υπό κατασκευή και υπό μελέτη, όσο και οι νέες διασυνδέσεις βάσει των μελλοντικών διασυνδετικών έργων (πράσινο χρώμα).

Χάρτης 34: Χάρτης των διασυνδέσεων του Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

(γ) Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

Στην Οδηγία 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, ως αποθήκευση ενέργειας στο περιβάλλον των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται: «η αναβολή της τελικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονική στιγμή μεταγενέστερη από αυτή της παραγωγής της ή η μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας σε μορφή ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί, η αποθήκευση της εν λόγω ενέργειας, και η μεταγενέστερη εκ νέου μετατροπή της εν λόγω ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια ή η χρήση σε διαφορετικό φορέα ενέργειας.»

Διαθέσιμες τεχνολογίες αποθήκευσης σήμερα, κατάλληλες για εφαρμογές ηλεκτρικών συστημάτων και χρηστών, περιλαμβάνουν τις εξής (μη εξαντλητική απαρίθμηση):

- Μηχανικές μέθοδοι
 - Αντλησιοταμίευση
 - Αποθήκευση με πεπιεσμένο αέρα
 - Σφόνδυλοι (Flywheels)
- Θερμικές μέθοδοι
 - Αποθήκευση με χρήση τηγμένων αλάτων, υγροποιημένου αέρα κ.ά.
- Ηλεκτροχημικές μέθοδοι
 - Συσσωρευτές μολύβδου-οξέος (Lead-acid)
 - Συσσωρευτές νικελίου-καδμίου (Ni-Cd) - Συσσωρευτές νατρίου-θείου (NaS)
 - Συσσωρευτές θείου-νικελίου-χλωρίου (Sodium-nickel-chloride)
 - Συσσωρευτές ιόντων λιθίου (Li-ion)
 - Συσσωρευτές ροής (Flow batteries)
 - Συσσωρευτές μολύβδου-άνθρακα (Lead Carbon) κ.ά.
- Ηλεκτρικές και μαγνητικές μέθοδοι
 - Υπερπυκνωτές
 - Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας

Επιπλέον, στην κατηγορία των χημικών μεθόδων ανήκουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου H₂ και Power-to-X (συνθετικά καύσιμα), οι οποίες βρίσκονται σε ταχεία ανάπτυξη και αναμένεται να παίξουν σημαντικό ρόλο στο μέλλον.

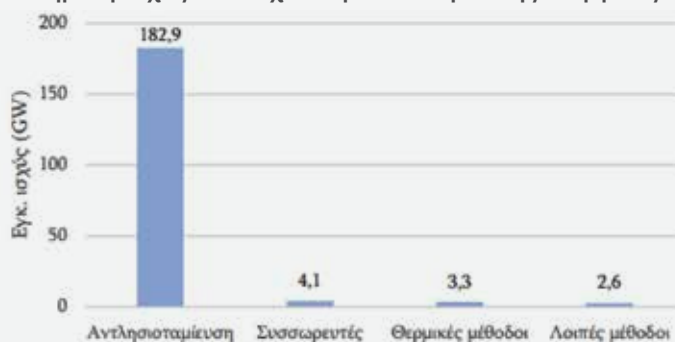
Τον τελευταίο χρόνο η χώρα γνωρίζει μια έκρηξη ενδιαφέροντος για αδειοδότηση νέων εγκαταστάσεων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Εξάλλου, μια από τις κύριες αλλαγές στο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ του Αυγούστου 2024, είναι η αύξηση κατά 30% του στόχου για μπαταρίες σε σχέση με το προσχέδιο του Οκτωβρίου 2023. Συγκεκριμένα, ο στόχος για τις μπαταρίες αυξάνεται από τα 3,1 GW στα 4 GW. Σε συνδυασμό με τα περίπου 2 GW που θέτει ως στόχο για αντλιοσταμείωση, η συνολική αποθηκευτική ισχύς φτάνει τα 6 GW. Αυτή η αποθηκευτική ισχύς είναι απαραίτητη για να στηρίξει την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ και να περιορίσει τα προβλήματα ευστάθειας του δικτύου.

Αντλησιοταμίευση

Κυρίαρχη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, με στοιχεία Νοεμβρίου 2020, είναι η αντλησιοταμίευση, με εγκατεστημένη ισχύ παγκοσμίως περί τα 183 GW (Διάγραμμα 99) [97]. Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα σήμερα διαθέτει τους αντλησιοταμιευτικούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ανοικτού κύκλου του Θησαυρού και της Σφηκιάς, συνολικής ισχύος παραγωγής 699 MW, οι οποίοι λειτουργούν από τα τέλη της δεκαετίας 1990. Σύμφωνα με την πρόταση αναθεώρησης του ΕΣΕΚ Αυγούστου 2024 [48], τα αντλησιοταμιευτικά έργα προτείνεται από 700 MW σήμερα να φτάσουν σε ισχύ τα 1.745 MW το 2030, τα 2.949 MW το 2035, τα 4.464 MW το 2040, τα 5.251 MW το 2045 και τα 5.453 MW το 2050, με την εγκατεστημένη χωρητικότητα αποθήκευσης ενέργειας να φτάνει στα μέσα του αιώνα τις 66.781 MWh.

Τα περίπου 700 MW αντλησιοταμείωσης που λειτουργούν στην Ελλάδα ανήκουν στη ΔΕΗ, ενώ κατασκευάζεται από την ΤΕΡΝΑ το μεγάλο σύστημα στην Αμφιλοχία, το οποίο έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 680 MW για παραγωγή και 730 MW για άντληση. Είναι επένδυση συνολικού ύψους 650 εκατ. ευρώ με ετήσια παραγωγή ενέργειας περίπου 816 GWh [98]. Να σημειωθεί ότι είναι ένα κομβικό έργο που έχει χαρακτηριστεί, ήδη από το 2013, ως Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος και το 2014 ως Επένδυση Στρατηγικής Σημασίας.

Διάγραμμα 99: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Τεχνολογία Αποθήκευσης Ενέργειας



Πηγή: ΟΔΕ

Χάρτης 35: Θέση του έργου αντλιοσταμειωτικός σταθμός Αμφιλοχίας



Πηγή: ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ²⁶

Το έργο περιλαμβάνει δύο ανεξάρτητους άνω ταμιευτήρες, τον Άγιο Γεώργιο και τον Πύργο με όγκους περίπου 5 εκατ. κυβικά μέτρα και 2 εκατ. κυβικά μέτρα αντίστοιχα, ενώ ως κάτω ταμιευτήρα χρησιμοποιεί την υπάρχουσα λίμνη Καστρακίου της ΔΕΗ (Χάρτης 36). Το επενδυτικό ενδιαφέρον είναι μεγάλο και ήδη υπερκαλύπτει τους στόχους καθώς μία σειρά έργων ισχύος μεγαλύτερης των 8 GW βρίσκονται σε διάφορα στάδια της αδειοδοτικής διαδικασίας. Σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα δεδομένα της ΡΑΑΕΥ έως σήμερα έχουν χορηγηθεί 33 άδειες για αντλιοσταμείωση ισχύος πάνω από 5,26 GW και χωρητικότητας 50,9 GWh.

Οι αιτήσεις για χορήγηση αδειών στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας συνεχίζονται με το επενδυτικό ενδιαφέρον για έργα αντλιοσταμείωσης, τόσο για μεγάλα όσο και για μικρότερα, να αυξάνεται. Ήδη άλλα 5 έργα υπέβαλαν αίτηση για άδεια αποθήκευσης στον τελευταίο κύκλο Ιουλίου 2024 της ΡΑΑΕΥ, συνολικής ισχύος 1,2 GW, ενώ δύο έργα είχαν αιτηθεί άδειας αποθήκευσης στον κύκλο Ιουνίου συνολικής ισχύος 875 MW (μεγαβάτ) εκ των οποίων 500 MW η HelleniQ Renewables.

Χάρτης 36: Ταμιευτήρες αντλιοσταμειωτικού σταθμού Αμφιλοχίας



Πηγή: ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ

²⁶ <https://www.iene.eu/articlefiles/inline/tsiknakou%2028%2009%202022.pdf>

(δ) Ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα

Βασική προτεραιότητα της νέας ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας αποτελεί πλέον η προώθηση της ηλεκτροκίνησης, καθώς θα στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ παράλληλα προσφέρει και σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Προς αυτή την κατεύθυνση τέθηκε σε διαβούλευση στις 19 Μαΐου 2023 μέχρι και την Παρασκευή 16 Ιουνίου 2023 το Εθνικό Σχέδιο Ηλεκτροκίνησης που περιλαμβάνει μέτρα για την ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης σε όλους τους τομείς μεταφορών με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων και τη στήριξη της «πράσινης» οικονομίας.

Όπως αναφέρει το υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας [99], η εκπόνηση Εθνικού Σχεδίου Ηλεκτροκίνησης, σε συνεργασία με τους συναρμόδιους φορείς, το Υπουργείο Υποδομών και Μεταφορών και το Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων, διασφαλίζει τη συνέχεια στις πολιτικές προώθησης της ηλεκτροκίνησης που υλοποιούνται τα τελευταία 4 χρόνια. Σκοπός του ολιστικού αυτού Σχεδίου είναι να παρέχει καθοδήγηση σχετικά με τον εξηλεκτρισμό όλων των τομέων μεταφορών και για αυτό κινείται σε 3 βασικές διαστάσεις:

- Η 1η διάσταση αφορά στην ανάπτυξη των αναγκαίων υποδομών φόρτισης.
- Η 2η διάσταση αφορά στον εξηλεκτρισμό των υφιστάμενων στόλων οχημάτων και μέσω των μεταφορών.
- Η 3η διάσταση αφορά στην ανάπτυξη του οικοσυστήματος γύρω από αυτήν την αγορά, με στόχο την παροχή έξυπνων λύσεων στις νέες ανάγκες που φέρνει μαζί της η ηλεκτροκίνηση.

Με σκοπό την παροχή κινήτρων στους πολίτες, δημοσιεύθηκε στις 3 Ιουνίου 2024 η απόφαση 132625/2024 (ΦΕΚ 3076B), με την οποία αποφασίστηκε η προκήρυξη της Δράσης με τίτλο «ΚΙΝΟΥΜΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ - Γ' ΚΥΚΛΟΣ», με συνολικό προϋπολογισμό 33 εκατομμύρια ευρώ, το οποίο προβλέπει αυξημένα ποσά επιδότησης για ιδιώτες καταναλωτές, που μπορεί να φθάσουν τις 11.000 ευρώ. Το «Κινοῦμαι Ηλεκτρικά 3» εκτός από οχήματα επιδοτεί και ηλεκτρικά δίκυκλα-moto, ηλεκτρικά ποδήλατα, αλλά και microcars.

Σκοπός της Δράσης «ΚΙΝΟΥΜΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ - Γ' Κύκλος» είναι η προώθηση της ηλεκτροκίνησης και της περαιτέρω διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων στο στόλο οχημάτων που κυκλοφορούν εντός της ελληνικής επικράτειας, ως παράγοντα που θα συντελέσει στη μείωση των εκπομπών ρύπων, στο πλαίσιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα.

Αντικείμενο της παρούσας δράσης είναι η χορήγηση «οικολογικού bonus».

Αυτό θα αποδίδεται με την μορφή επιδότησης αγοράς ή χρονομίσθωσης αμιγώς ηλεκτρικών οχημάτων με ταυτόχρονη προαιρετική αλλά και επιδοτούμενη απόσυρση παλαιών οχημάτων. Οι επιμέρους στόχοι του προγράμματος είναι:

- α) Η ανανέωση του στόλου των οχημάτων ιδιωτικής χρήσης,
- β) Η ανανέωση του στόλου ελαφρών επαγγελματικών οχημάτων, και
- γ) Η ανάπτυξη «έξυπνων» υποδομών επαναφόρτισης Η/Ο ιδιωτικής χρήσης.

Παράλληλα, η πρόταση αναθεωρημένου ΕΣΕΚ (Αύγουστος 2024) [48] περιλαμβάνει δύο σενάρια, με το δεύτερο να υιοθετεί πιο αυξημένους στόχους έως το 2030. Σχετικά με την εκτιμώμενη κατανομή μεταξύ των τύπων ηλεκτρικών οχημάτων (αμιγώς ηλεκτρικά οχήματα -BEV και plug-in υβριδικά οχήματα- PHEV11), αυτή εκτιμάται για τα αυτοκίνητα σε αναλογία 50%-50% αμέσως επόμενα έτη, με σταδιακή μετατόπιση σε 67%-33% το 2030 υπέρ των αμιγώς ηλεκτρικών οχημάτων. Αντίστοιχα για τα ελαφρά φορτηγά, το ποσοστό των αμιγώς ηλεκτρικών-BEV προβλέπεται ότι ξεπερνά το 90-95% έναντι των plug-in υβριδικών-PHEV όλη τη χρονική περίοδο έως το 2030.

Σε κάθε περίπτωση, το βάρος μέχρι το 2030 πέφτει στην ανάπτυξη σημείων φόρτισης και όχι στην αύξηση του στόλου των ηλεκτρικών οχημάτων (τουλάχιστον στο σενάριο βάσης). Επιπρόσθετα, το ΕΣΕΚ αναφέρει ότι ο αναγκαίος συνολικός αριθμός δημοσίων προσβάσιμων σημείων φόρτισης εκτιμάται σε περίπου 40.000 έως 100.000 σημεία για το έτος 2030, όταν μέχρι τον Σεπτέμβριο του 2023, σύμφωνα τα στοιχεία που περιλαμβάνει το ΕΣΕΚ, έχουν εγκατασταθεί 4.014 δημοσίων προσβάσιμα σημεία φόρτισης σε όλη την επικράτεια.

Σύμφωνα με στοιχεία του ACEA (l'Association des Constructeurs Européens d'Automobiles) [100] όπως φαίνεται στον Πίνακα 24, οι πωλήσεις των επαναφορτιζόμενων ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην Ελλάδα, μπαταρίας και plug-in υβριδικών (BEV και PHEV), το 2023 αυξήθηκαν κατά 83% σε σχέση με το 2022 και έφτασαν τις 15.205 μονάδες συνολικά. Έτσι τα ηλεκτρικά οχήματα BEV και PHEV στην Ελλάδα κατέλαβαν το 2023 το 11,3% των συνολικών ταξινομήσεων έναντι 7,9% το 2022.

Συγκεκριμένα, οι συνολικές πωλήσεις των ηλεκτρικών αυτοκινήτων με μπαταρία (BEV) στην Ελλάδα το 2023 έφτασαν τον αριθμό ρεκόρ των 6.379 μονάδων, έναντι μόλις 2.827 ταξινομήσεων που είχαν γίνει το 2022. Αυτό σημαίνει ότι η αύξηση που σημειώθηκε έφτασε το 126% [100].

Πίνακας 24: Πωλήσεις Οχημάτων ανά τύπο καυσίμων στην Ελλάδα, 2023 & 2022

	Αριθμός οχημάτων 2023	Αριθμός οχημάτων 2022	% Δ 23/22
Βενζίνη	56.293	47.151	+19,4%
Πετρέλαιο	17.653	17.114	+3,1%
Hybrid Electric Vehicles (HEV)	41.560	29.019	+43,2%
Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV)	8.826	5.493	+60,7%
Battery Electric Vehicles (BEV)	6.379	2.827	+125,6%
Άλλο (υδρογόνου, φυσικό αέριο, LPG, E85/αιθανόλη κ.α.)	3.773	3.679	+2,6%
ΣΥΝΟΛΟ	134.484	105.283	27,7%

Πηγή: ACEA

Εκτός από τον καθαρό αριθμό των πωλήσεων, σημαντικά αυξημένο είναι και το ποσοστό των ηλεκτρικών αυτοκινήτων επί του συνόλου. Έτσι, ενώ το 2022 τα μοντέλα με μπαταρία είχαν μόλις 2,69% μερίδιο αγοράς, το 2023 το μερίδιό τους ανέβηκε στο 4,74%.

Όσον αφορά τις εταιρείες στην κατηγορία των αμιγών ηλεκτρικών αυτοκινήτων, πρώτη ήταν η Tesla σημειώνοντας 1.843 ταξινομήσεις και με μερίδιο 25,2%. Ακολούθησε η Peugeot με 987 ταξινομήσεις (13,5%), ενώ η πρώτη τριάδα κλείνει με την Opel (9,4%). Τέταρτη στις πωλήσεις ηλεκτρικών αυτοκινήτων ήταν η Volkswagen με 516 πωλήσεις (7,0%) και την πεντάδα συμπληρώνει η Mercedes με 480 πωλήσεις (6,6%). Η διαχρονική εξέλιξη των ταξινομήσεων BEV και PHEV οχημάτων στην Ελλάδα φαίνεται στο Διάγραμμα 101.

Όσον αφορά τις υποδομές φόρτισης στην Ελλάδα, ο συνολικός αριθμός των σημείων επαναφόρτισης το τρίτο τρίμηνο 2024 ανήλθαν σε 5.575 σημεία για φόρτιση εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) και 741 σημεία για φόρτιση συνεχούς ρεύματος (DC). Η διαχρονική εξέλιξη των σημείων επαναφόρτισης απεικονίζεται στο Διάγραμμα 102 [101].

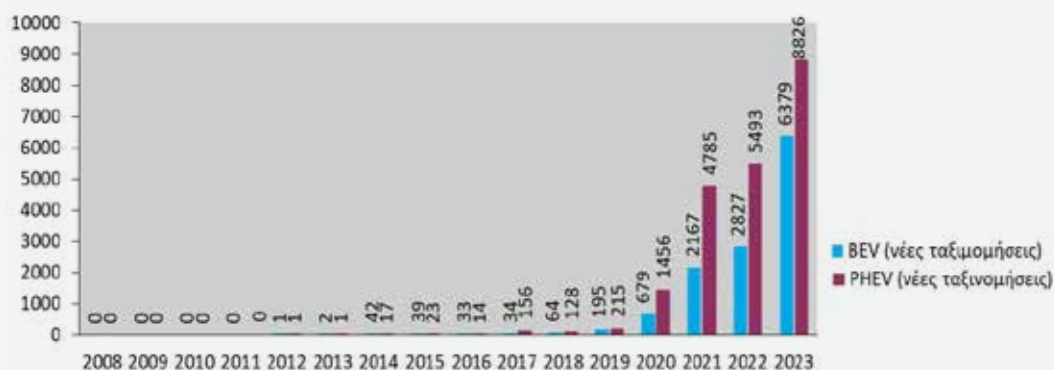
Σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Παρατηρητήριο Εναλλακτικών Καυσίμων (European Alternative Fuels Observatory – EAF0) [102] για το 2023, το σύνολο των επιβατικών αυτοκινήτων και ημιφορτηγών (van) με εναλλακτικά καύσιμα (BEV, PHEV, H2, LPG, CNG, LNG) ανήλθε σε 243.338 επί συνόλου 6.320.468 επιβατικών αυτοκινήτων, αντιπροσωπεύοντας ποσοστό της τάξης του 3,85%. Η κατανομή των ειδών επιβατικών οχημάτων με εναλλακτικά καύσιμα φαίνεται στο Διάγραμμα 103.

Διάγραμμα 100: Μερίδιο πωλήσεων οχημάτων ανά τύπο καυσίμων 2023 και 2022



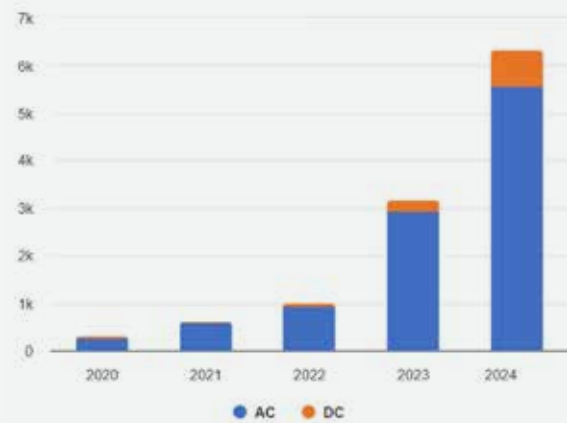
Πηγή: ACEA

Διάγραμμα 101: Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2023



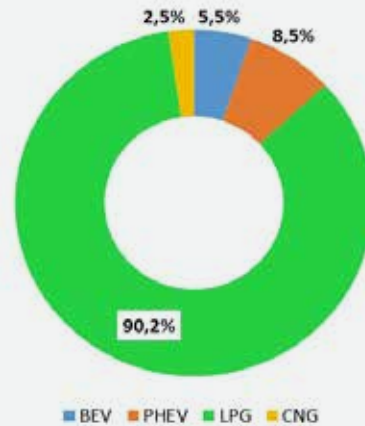
Σημειώσεις: BEV: αμιγώς ηλεκτροκίνητα οχήματα, PHEV: plug-in υβριδικά οχήματα
Πηγή: ACEA

Διάγραμμα 102: Εξέλιξη συνολικών σημείων επαναφόρτισης στην Ελλάδα



Πηγή: EAF0

Διάγραμμα 103: Μερίδιο επιβατικών οχημάτων εναλλακτικών καυσίμων ανά είδος στην Ελλάδα, 2023



Πηγή: EAF0

(δ) Έξυπνα Δίκτυα στην Ελλάδα

Έξυπνο Δίκτυο (smart grid) είναι το ηλεκτρικό δίκτυο που εξυπηρετεί με υψηλή αξιοπιστία, ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και με οικονομικό τρόπο όλους τους χρήστες, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι σε αυτό, παραγωγούς και καταναλωτές, με στόχο την αποδοτική χρήση της ενέργειας.

Τα έξυπνα δίκτυα συντονίζουν τις ανάγκες και τις δυνατότητες των παραγωγών, των διαχειριστών δικτύων, των καταναλωτών και άλλων συμμετεχόντων στην αγορά ώστε να λειτουργούν με το βέλτιστο τρόπο, ελαχιστοποιώντας το κόστος και την επίδραση στο περιβάλλον, μεγιστοποιώντας την σταθερότητα και την αξιοπιστία. Οι καταναλωτές μέσα από την άμεση πληροφόρησή τους συμβάλλουν στην εξισορρόπηση παραγωγής και ζήτησης και άρα στην αξιοπιστία του συστήματος [103].

Επιπλέον, το έξυπνο δίκτυο χρησιμοποιεί όλους τους διαθέσιμους ενεργειακούς πόρους, προωθεί νέα προϊόντα και υπηρεσίες, οι καταναλωτές είναι σε θέση να επιλέγουν από ένα πλήθος προϊόντων και υπηρεσιών καθώς επίσης βελτιώνει την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από αυτοματισμούς και μηχανισμούς που περιορίζουν τις βλάβες και επιτρέπουν την άμεση αποκατάστασή τους.

Η μετάβαση σε μια ενεργειακή αγορά που θα συνδυάζει την επίτευξη υψηλών περιβαλλοντικών προδιαγραφών, με υψηλού επιπέδου υπηρεσίες σε χαμηλό κόστος, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω των έξυπνων δικτύων, γεγονός που τα τοποθετεί στο επίκεντρο του στρατηγικού σχεδιασμού των Εταιριών Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας [103].

Στην περίπτωση του ΔΕΔΔΗΕ, το νέο ενεργειακό τοπίο σημαίνει πως το δίκτυο διανομής γίνεται «έξυπνο», με την ευρεία χρήση ψηφιακών τεχνολογιών και την επεξεργασία ενός τεράστιου όγκου δεδομένων να αποτελεί περίπου μονόδρομο για τη διαχείριση ενός τόσο πολύπλοκου συστήματος.

Ο ΔΕΔΔΗΕ έχει ήδη εγκαταστήσει στο α' εξάμηνο του 2024 360.000 έξυπνους μετρητές οι οποίοι τοποθετήθηκαν σε δημόσια κτίρια, επιχειρήσεις και μεγάλα γραφεία, με ηλεκτροδότηση από τη χαμηλή τάση. Πρόκειται για εξοπλισμό κατόπιν διαγωνισμού, τον οποίο κέρδισε η κοινοπραξία Sagemcom – Protasis.

Σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ, μέχρι το 2030 θα έχουν τοποθετηθεί σε όλα τα σπίτια οι έξυπνοι μετρητές. Στο πλαίσιο αυτό, το έργο περιλαμβάνει συνολικά την προμήθεια και εγκατάσταση 7,3 εκατ. έξυπνων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας σε πελάτες χαμηλής τάσης σε όλη την Ελλάδα (5.200.000 μονοφασικοί και 2.100.000 τριφασικοί), καθώς και την ένταξή τους σε σύστημα τηλεμέτρησης δυναμικότητας 8 εκατ. μετρητικών σημείων. Ταυτόχρονα, θα αποξηλωθούν ισάριθμοι υφιστάμενοι μετρητές σε πελάτες χαμηλής τάσης, ενώ το ύψος του έργου ανέρχεται στα 1,2 δισ. ευρώ.

5.4 Στερεά Καύσιμα

Ο λιγνίτης αντιπροσωπεύει ένα μεγάλο τμήμα της μεταλλευτικής δραστηριότητας της Ελλάδας, όντας βασικό ορυκτό καύσιμο και αποτελεί σημαντική συνιστώσα της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας.

Η απεξάρτηση της οικονομίας από το ρυπογόνο καύσιμο του λιγνίτη αποτελεί βασική προτεραιότητα της ελληνικής κυβέρνησης. Οι λόγοι που καθιστούν την απολιγνιτοποίηση επιτακτική ανάγκη είναι και περιβαλλοντικοί λόγω του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής αλλά και οικονομικοί λόγω της αυξητικής πορείας των τιμών εκπομπών ρύπων. Η μετάβαση αυτή μακριά από τον λιγνίτη είναι εφικτή και θα μπορέσει να υποστηριχθεί λόγω του ισχυρού δυναμικού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που διαθέτει η Ελλάδα, οι οποίες θα αποτελούν τον βασικό εθνικό ενεργειακό μας πόρο στο ενεργειακό μείγμα του μέλλοντος [48].

Στον Πίνακα 25 παρουσιάζεται το χρονοδιάγραμμα απόσυρσης των εν ενεργεία λιγνιτικών μονάδων που έχει ληφθεί υπόψη στην πρόταση αναθεώρησης ΕΣΕΚ Αυγούστου 2024 [48].

Πίνακας 25: Χρονοδιάγραμμα απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Καύσιμο	Καθαρή εγκατεστημένη ισχύς	Απόσυρση
Μελίτη	Λιγνίτης	289	2024
Μεγαλόπολη IV	Λιγνίτης	256	2024
Άγιος Δημήτριος I	Λιγνίτης	274	2024*
Άγιος Δημήτριος II	Λιγνίτης	274	2024*
Άγιος Δημήτριος III	Λιγνίτης	283	2025
Άγιος Δημήτριος IV	Λιγνίτης	283	2025
Άγιος Δημήτριος V	Λιγνίτης	342	2025
Πτολεμαΐδα	Λιγνίτης	615	2028

*έως 31/03/2024
Πηγή: ΥΠΕΝ -ΕΣΕΚ Αυγούστου 2024

Παράλληλα με την απόσυρση των λιγνιτικών σταθμών παραγωγής, θα πραγματοποιηθεί περάτωση της λειτουργίας των ορυχείων που τους τροφοδοτούν. Στις παραπάνω παραγωγικές μονάδες (ορυχεία – σταθμοί παραγωγής) θα γίνει αποξήλωση και απομάκρυνση του εξοπλισμού καθώς και αποκατάσταση των εδαφικών εκτάσεων που έχουν θιγεί.

Σε εφαρμογή Προγραμματικής Σύμβασης, η οποία προβλέπεται στην παράγραφο 3 του Άρθρου 155 του νόμου 4759/2020) και υπογράφηκε μεταξύ ΔΕΗ, ΥΠΕΝ και ΥΠΑΝΕΠ, η ΔΕΗ ανέλαβε τη διενέργεια διαγωνισμών για την εκπόνηση των Μελετών Ειδικών Πολεοδομικών Σχεδίων (ΕΠΣ) για τους πυρήνες των Ζωνών Απολιγνιτοποίησης (Ζ.ΑΠ.) Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου-Κλειδιού-Αχλάδας και Μεγαλόπολης.

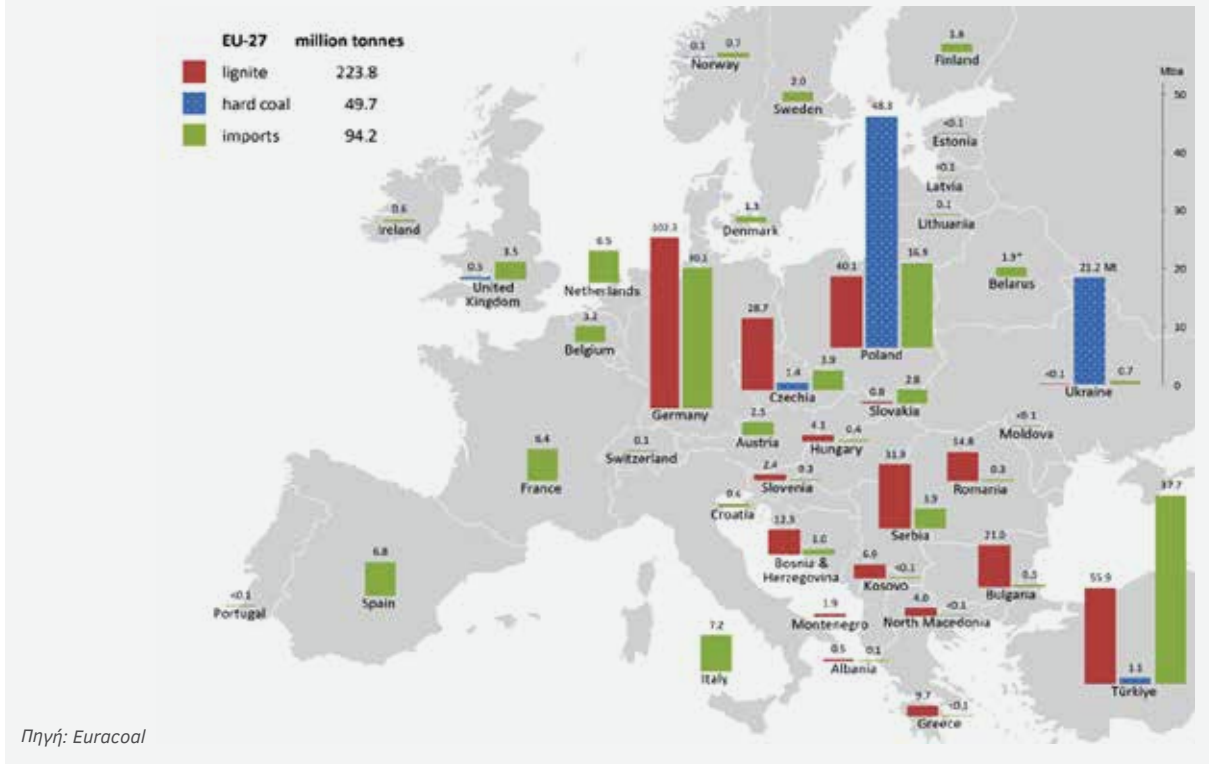
Από τα δύο λιγνιτικά κέντρα της Ελλάδας – Μεγαλόπολη και Δυτική Μακεδονία – οι παραγωγικές δραστηριότητες είναι πλέον συγκεντρωμένες στα ορυχεία της Πτολεμαΐδας στη Δυτική Μακεδονία, όπου βρίσκεται ο νέος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής Πτολεμαΐδας V ισχύος 660 MW. Το 2023, η ελληνική παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε κατά 28,9% στους 9,7 εκατ. τόνοι, εκ των οποίων η ΔΕΗ παρήγαγε 9,5 εκατομμύρια τόνους. Ο ελληνικός λιγνιτικός τομέας επικεντρώνεται πλέον σε έργα μετά την εξόρυξη, όπως ηλιακά φωτοβολταϊκά πάρκα, αντλησιοταμίευση, αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες και επιστροφή γης στο δημόσιο τομέα για ανάπλαση, συμπεριλαμβανομένων βιομηχανικών περιοχών και περιοχών αναψυχής με τη δημιουργία νέων λιμνών [104].

Το κλείσιμο των τελευταίων πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στη Γερμανία τον Απρίλιο του 2023 και η αβεβαιότητα σχετικά με το ταχύτητα και το κόστος της μετάβασης στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, εξισοροπήθηκαν από τη μείωση της βιομηχανικής ενεργειακής ζήτησης. Τα στοιχεία για το 2023 δείχνουν πτώση στη ζήτηση άνθρακα και λιγνίτη: η συνολική προσφορά άνθρακα (συμπεριλαμβανομένου του λιγνίτη) συρρικνώθηκε κατά 107,1 εκατομμύρια τόνους ή 22,7% σε σύγκριση με το 2022, σε μόλις 367,7 εκατομμύρια τόνους. Οι λόγοι για αυτό είναι πολλοί και ποικίλοι, αλλά σε μεγάλο βαθμό είναι το υψηλό κόστος των δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου.

Η παραγωγή λιθάνθρακα στην ΕΕ μειώθηκε κατά 9,0% το 2023 σε σύγκριση με το 2022, αγγίζοντας τα 49,7 εκατομμύρια τόνους, με τους περισσότερους να παράγονται στην Πολωνία. Επιπλέον, η παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε δραματικά, κατά 24,0% στους 223,8 εκατομμύρια τόνους το 2023, καθώς η ζήτηση λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε σε ολόκληρη την ΕΕ εκτός από τη Σλοβενία. Η Βουλγαρία βίωσε τη μεγαλύτερη σχετική πτώση κατά 40,9%, ακολουθούμενη από την Ελλάδα, την Πολωνία, τη Γερμανία και τη Ρουμανία. Σε απόλυτους όρους, η μεγαλύτερη πτώση σημειώθηκε στη Γερμανία όπου τα λιγνιτωρυχεία παρήγαγαν 28,6 εκατομμύρια λιγότερους τόνους σε σχέση με το 2022, γεγονός που μεταφράζεται σε πτώση κατά 21,8% [105].

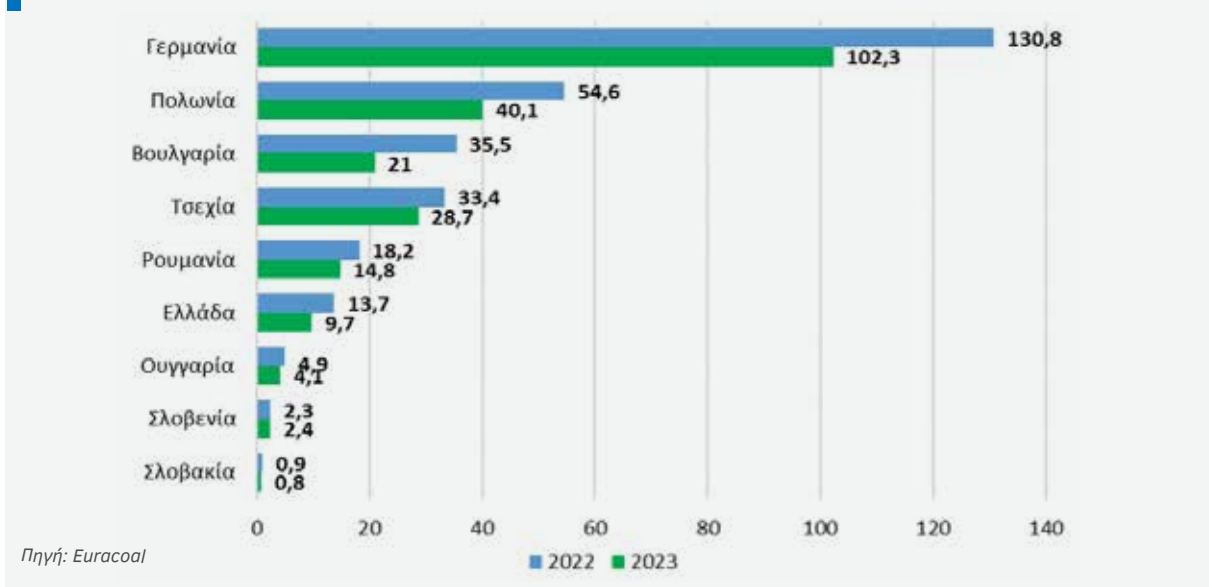
Όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 104, η πρωτογενής παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη στην Ελλάδα μειώθηκε το 2023 κατά 29,2% σε σχέση με το 2022, ενώ μειώθηκε κατά -71% και σε σχέση με το 2015.

Χάρτης 37: Παραγωγή λιγνίτη, λιθάνθρακα και εισαγωγές λιθάνθρακα στην ΕΕ, 2023



Πηγή: Euracoal

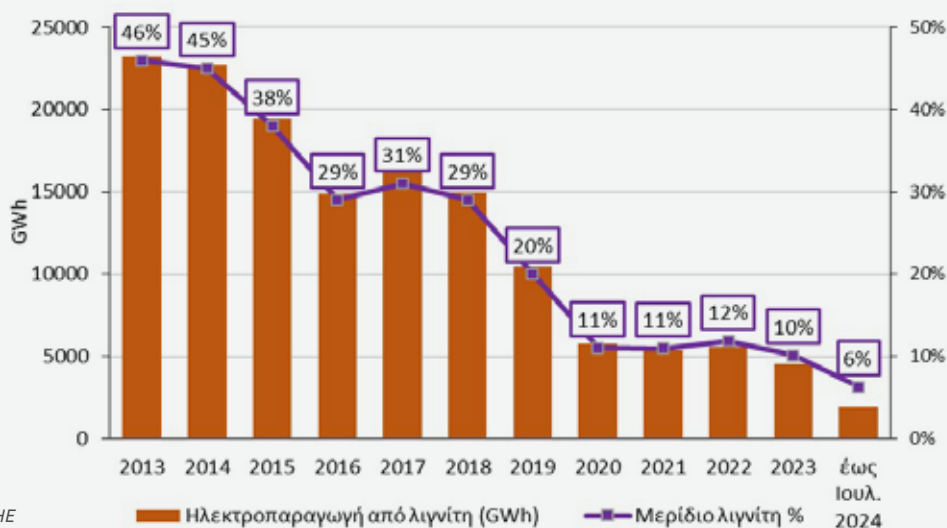
Διάγραμμα 104: Παραγωγή Λιγνίτη 2022 & 2023 (Mt)



Πηγή: Euracoal

Σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [106], η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από λιγνίτη μειώθηκε σημαντικά από τις 23,23 TWh το 2015 στις 5,59 TWh το 2022 και στις 4,51 TWh το 2023, λόγω της ανάπτυξης των ΑΠΕ, της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και του υψηλού κόστους δικαιωμάτων ρύπων που καθιστά την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη αντικοινωνική. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη μειώθηκε κατά -77% από το 2015 στο 2023. Για το 2022 όμως, παρατηρείται επαναφορά της χρήσης λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή ως αντικατάσταση του φυσικού αερίου λόγω την υψηλών τιμών του που προήλθαν από τον περιορισμό των ροών φυσικού αερίου από τη Ρωσία (Διάγραμμα 105).

Διάγραμμα 105: Εξέλιξη χρήσης και μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, 2013-Ιούλιος 2024

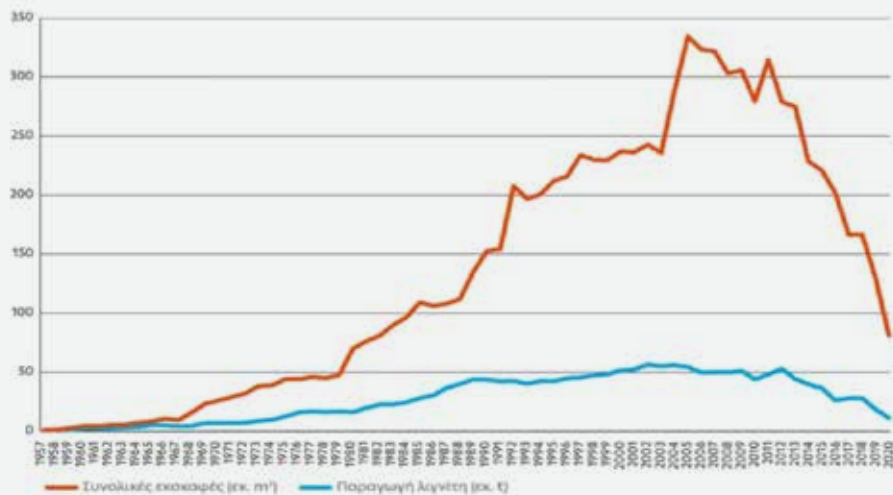


Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Τα λιγνιτωρυχεία, κυρίως της ΔΕΗ στις περιοχές Αλιβερίου, Κοζάνης – Πτολεμαΐδας – Φλώρινας και Μεγαλόπολης εξασφάλισαν, από το έτος 1955 και για μια περίοδο 65 ετών περίπου τις απαραίτητες ποσότητες λιγνίτη, ένα ιδιαίτερο σημαντικό για την ελληνική οικονομία ενεργειακό καύσιμο, στον οποίο βασίστηκε ο εξηλεκτρισμός της χώρας [107].

Από την έναρξη της λειτουργίας των ορυχείων στην περιοχή Κοζάνης – Πτολεμαΐδας – Φλώρινας το έτος 1957, η παραγωγή λιγνίτη παρουσίασε σημαντική αύξηση. Συγκεκριμένα, από 1,4 εκ. τόνους το 1960, ανήλθε σε 11,7 εκ. τόνους το έτος 1975, σε 27,3 εκ. τόνους το έτος 1985, και σε 55,8 εκ. τόνους το έτος 2002 που σημειώθηκε η μέγιστη παραγωγή. Η παραγωγή διατηρήθηκε στο ύψος των 50 εκ. τόνων ετησίως έως το έτος 2012, οπότε ξεκίνησε η σταδιακή πτώση της (Διάγραμμα 106). Το έτος 2020, η παραγωγή λιγνίτη από τα Ορυχεία της περιοχής του Λιγνιτικού Κέντρου Δυτικής Μακεδονίας ήταν 10,3 εκ. τόνοι [107].

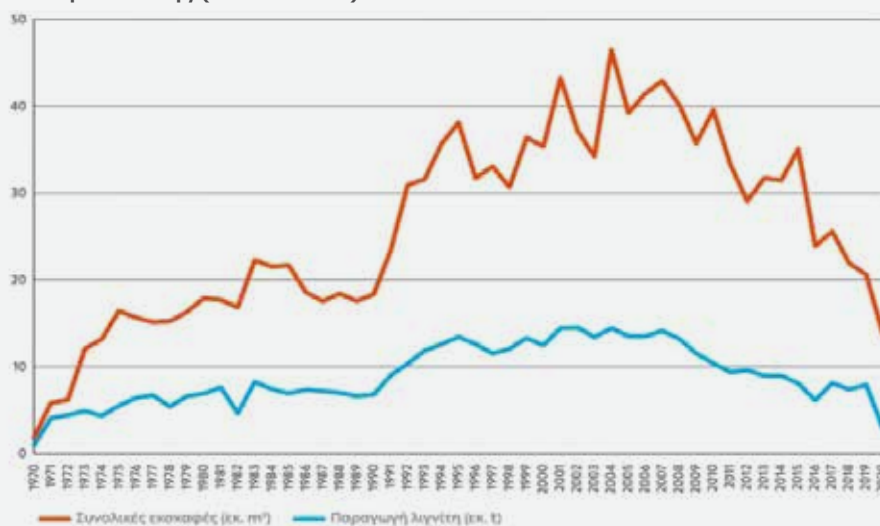
Διάγραμμα 106: Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα Ορυχεία Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου – Φλώρινας της ΔΕΗ (1958 – 2020)



Πηγή: ΔΕΗ

Η εκμετάλλευση του κοιτάσματος στην περιοχή της Μεγαλόπολης Αρκαδίας, ξεκίνησε το έτος 1970 και αποτέλεσε μία ιδιαίτερη περίπτωση σε παγκόσμιο επίπεδο, διότι για πρώτη φορά εξορύχθηκε και χρησιμοποιήθηκε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας λιγνίτη τόσο χαμηλής ποιοτικής στάθμης. Η ετήσια παραγωγή λιγνίτη από 4,1 εκ. τόνους το 1971, σταδιακά ανήλθε σε 14,5 εκ. τόνους το έτος 2002 που ήταν η μέγιστη παραγωγή. Η παραγωγή διατηρήθηκε στο ύψος των 13-14 εκ. τόνων ετησίως έως το έτος 2008, οπότε ξεκίνησε μικρή σταδιακή πτώση. Την πενταετία 2015-2019 η παραγωγή κυμάνθηκε στο επίπεδο των 6-8 εκ. τόνων ετησίως, ενώ το έτος 2020 η παραγωγή λιγνίτη από τα ορυχεία Μεγαλόπολης ήταν 2.8 εκ. τόνοι (Διάγραμμα 107).

Διάγραμμα 107: Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα ορυχεία Μεγαλόπολης (1970 – 2020)



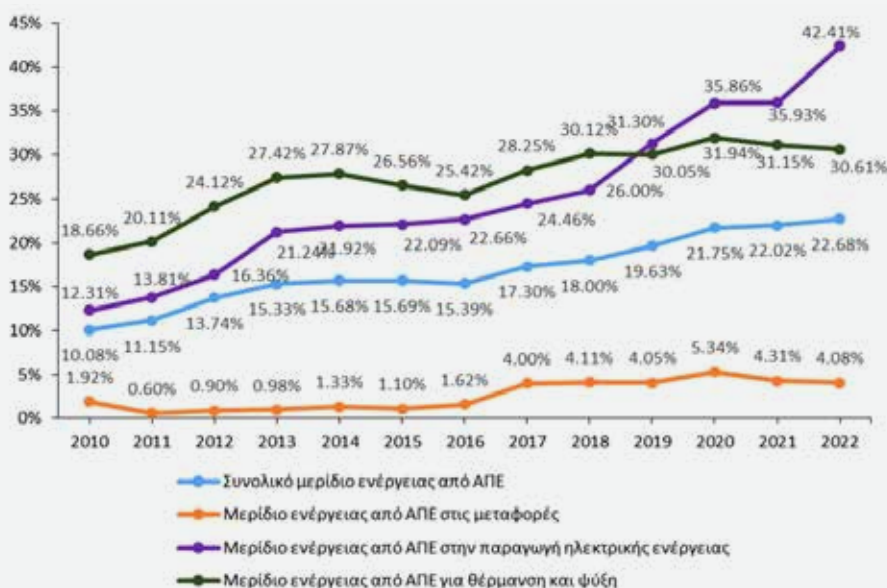
Πηγή: ΔΕΗ

5.5 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2010 - 2022, καθώς η συνολική συνεισφορά τους το 2022 ανήλθε στο 42,41%, παρουσιάζονται σημαντική άνοδο από το 2010, όπου το μερίδιο τους ήταν στο 12,31% (Διάγραμμα 108), σύμφωνα με στοιχεία από τη Eurostat.

Σημαντική ποσοστιαία αύξηση παρουσιάζεται στο μερίδιο των ΑΠΕ στις μεταφορές από το 2016 στο 2017, με διατήρηση του ποσοστού αυτού τα επόμενα χρόνια φτάνοντας το 4,08% το 2022. Το συνολικό μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ παρουσιάζει μια σταθερή αυξανόμενη πορεία από το 2010 έως το 2022, ενώ οι ΑΠΕ για θέρμανση και ψύξη ακολουθούν πορεία με διακυμάνσεις καταλήγοντας το 2022 σε μερίδιο 30,61%.

Διάγραμμα 108: Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2010-2022



Πηγή: Eurostat

5.5.1 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

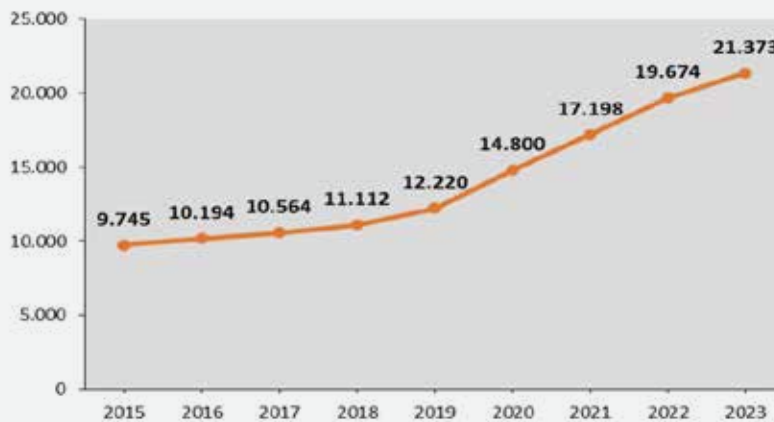
Στην Ελλάδα, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα έφθασε τις 21,4 TWh το 2023, από 14,8 TWh το 2020, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ (Διάγραμμα 109), συνέπεια της ταχείας ανάπτυξης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής και ηλιακής ενέργειας.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ [108], η συνολική παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα από αιολικά στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανήλθε σε 10.791 GWh το 2023, ενώ στους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και βιοαέριο-βιομάζα έφθασε τις 689 GWh και 561 GWh αντίστοιχα το ίδιο έτος. Επιπλέον, η συνολική παραγωγή ενέργειας μονάδων ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος έφθασε τις 322 GWh. Τέλος, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένου συστήματος προσέγγισαν τις 7,9 TWh το 2023, ενώ η παραγωγή από φωτοβολταϊκά του Ειδικού Προγράμματος σε Στέγες άγγιξαν τις

451 GWh (Διάγραμμα 110). Για το 2023, η συνολική παραγωγή ενέργειας έφθασε τις 20.668 GWh, παρουσιάζονται αύξηση κατά 9,6% σε σχέση με το 2022 όταν η συνολική παραγωγή ενέργειας άγγιξε τις 18.860 GWh, με τα αιολικά να καταλαμβάνουν μερίδιο 52,2% και να ακολουθούν τα φωτοβολταϊκά με 40,2%.

Όσον αφορά το σύνολο της Επικράτειας, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ ανήλθε σε 21 TWh το 2023, από 10,8 TWh το 2015 και 19,2 TWh το 2022, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 95,1% και κατά 9,2% αντίστοιχα. Τα αιολικά καταλάμβαναν το μεγαλύτερο ποσοστό στην παραγωγή ενέργειας το 2023 με ποσοστό 52,5%, από 42,9% το 2015, με μείωση του ποσοστού τους όμως το 2023 σε σχέση με το 2022 κατά 3 ποσοστιαίες μονάδες, με ταυτόχρονη αύξηση του ποσοστού των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα από 36,7% το 2022 σε 40,0% το 2023 (Διαγράμματα 111, 112).

Διάγραμμα 109: Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2015-2023 (GWh)



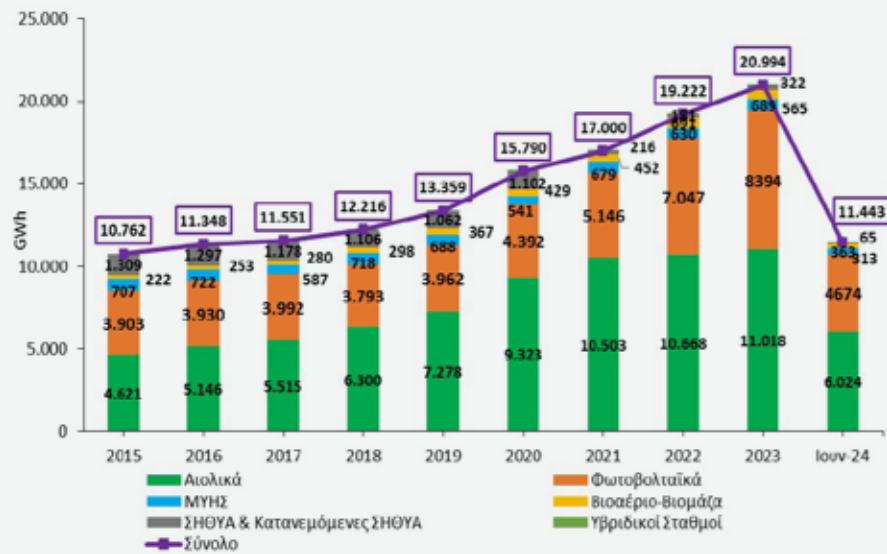
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 110: Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh), 2018 – Ιούνιος 2024



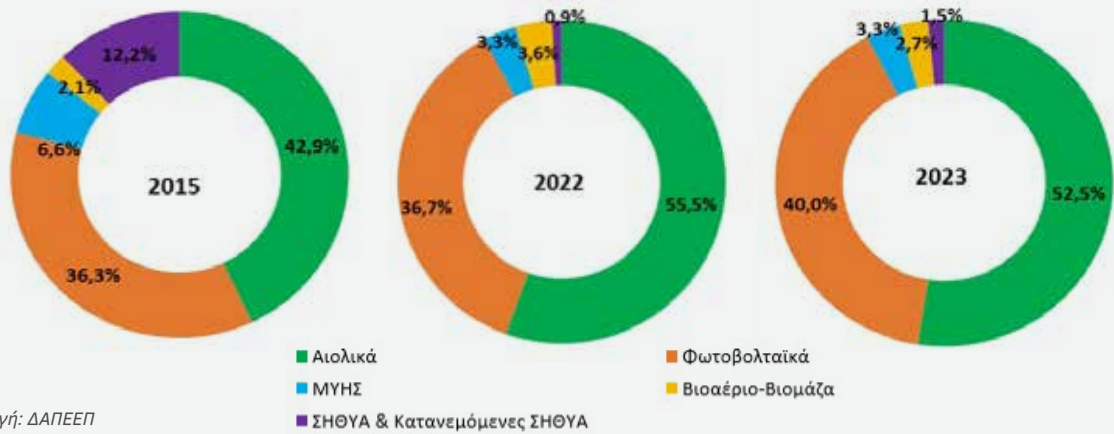
Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

Διάγραμμα 111: Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (GWh) στο σύνολο της Επικράτειας, 2015- Ιούνιος 2024



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

Διάγραμμα 112: Μερίδιο τεχνολογιών στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, 2015, 2022 & 2023

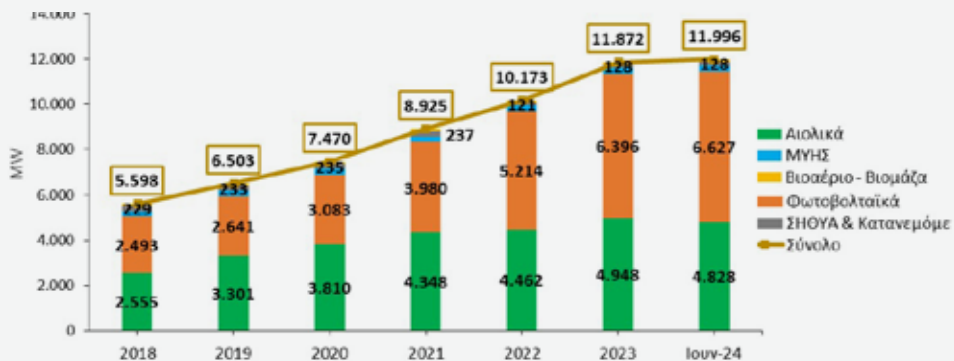


Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

5.5.2 Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ

Με βάση στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ [109], η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας ανήλθε σε 11.872 MW το 2023 (Διάγραμμα 113), με την συντριπτική πλειοψηφία αυτής να βασίζεται στα φωτοβολταϊκά (54%) και στα αιολικά (42%).

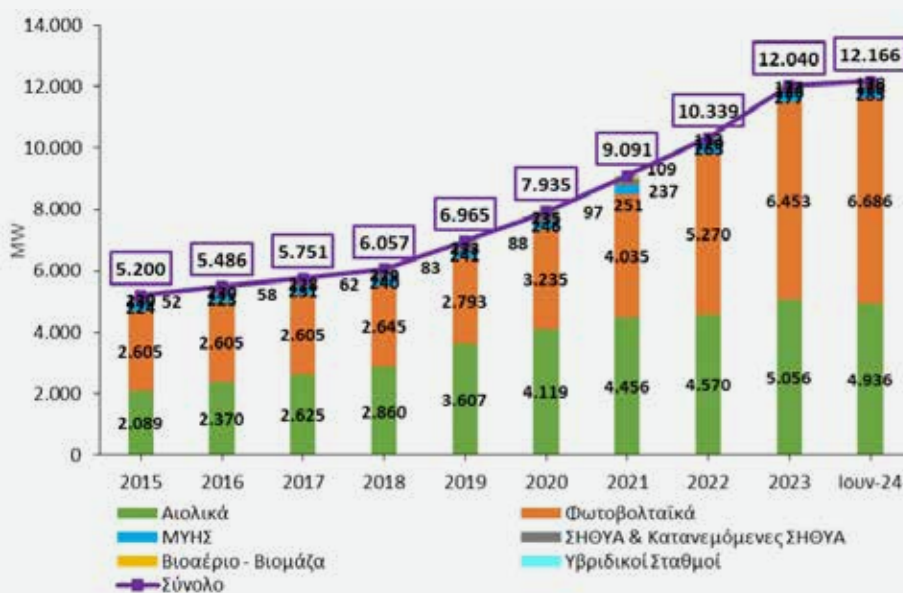
Διάγραμμα 113: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW), 2018 - 2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

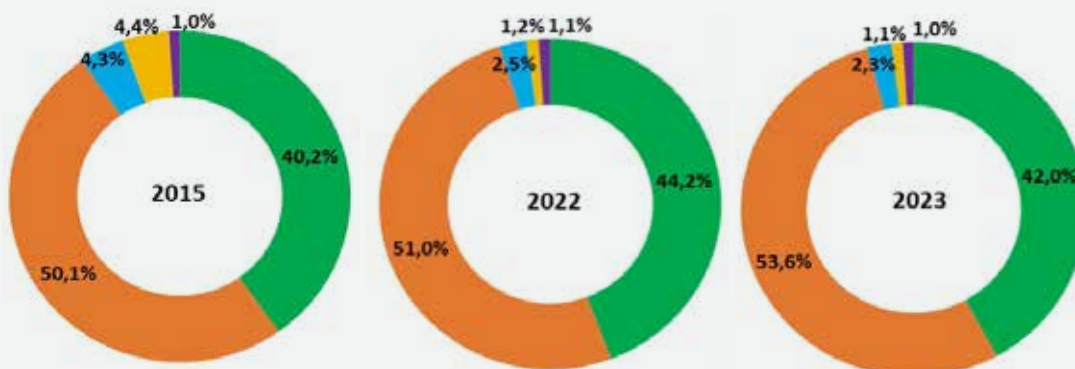
Στο σύνολο της Επικράτειας η εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ έφτασε τα 12.040 MW το 2023, με τα φωτοβολταϊκά να καταλαμβάνουν το 53,6% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, ακολουθούμενα από τα φωτοβολταϊκά που κατείχαν το 42,0% (Διαγράμματα 114 & 115).

Διάγραμμα 114: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (MW), 2015 – Ιούνιος 2024



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

Διάγραμμα 115: Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο σύνολο της Επικράτειας 2015, 2022 και 2023



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

5.5.3 Χερσαία Αιολική Ενέργεια

Σύμφωνα με την ετήσια Στατιστική της Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα που ανακοίνωσε η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ) η συνολική αιολική ισχύς στην Ελλάδα στο τέλος του 2023 ήταν 5.229 MW, ξεπερνώντας για πρώτη φορά το ορόσημο των 5.000 MW, ενώ μέχρι τον Ιούνιο 2024 έφτασε τα 5.326 MW (Διάγραμμα 116) [110].

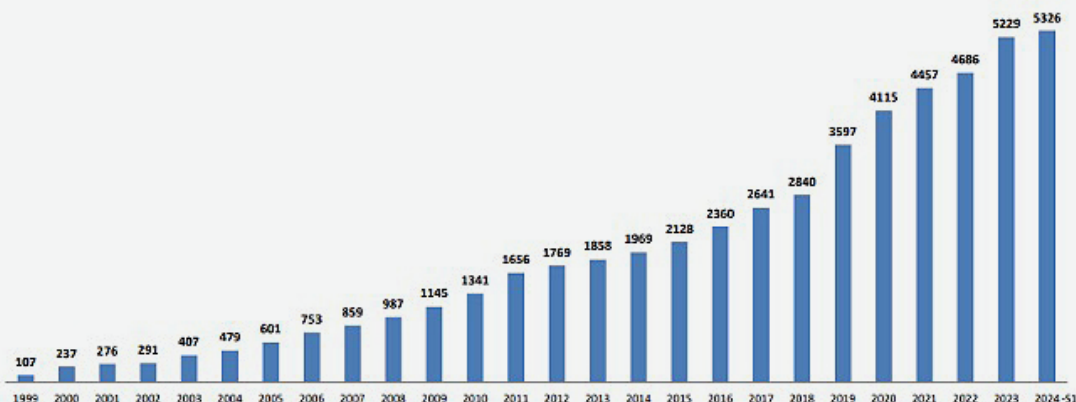
Με βάση τη Στατιστική, κατά το 2023 συνδέθηκαν στο δίκτυο 153 νέες ανεμογεννήτριες συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 542,8 MW που αντιστοιχούν σε επενδύσεις συνολικού ύψους άνω των 600 εκατ. ευρώ. Αυτό αποτελεί αύξηση 11,6% σε σχέση με το τέλος του 2022.

Το 2023 αποτελεί το δεύτερο -μετά το 2019- καλύτερο έτος με τις περισσότερες αιολικές εγκαταστάσεις. Η επιτάχυνση της ανάπτυξης οφείλεται στη σταδιακή ολοκλήρωση μεγάλων αιολικών επενδύσεων χάρη στις προσπάθειες των επιχειρήσεων, του επιστημονικού κόσμου και των επαγγελματιών της αιολικής ενέργειας που δραστηριοποιούνται στην Ελλάδα. Το 2023 είναι έτος ορόσημο διότι για πρώτη φορά η αποδιδόμενη αιολική ισχύς στην Ελλάδα ξεπέρασε τα 5.000 MW. Η οριακή ανεμογεννήτρια που οδήγησε τη συνολική ισχύ να ξεπεράσει τα 5.000 MW είναι μια ανεμογεννήτρια στο αιολικό συγκρότημα του Καφηρέα Ευβοίας που συνδέθηκε στο δίκτυο το 2ο εξάμηνο του 2023 [111].

Κατά το τέλος του 2023 ήταν υπό κατασκευή ή είχαν συμβολαιοποιηθεί πάνω από 850 MW νέων αιολικών πάρκων εκ των οποίων πάνω από 300 MW αναμένεται να συνδεθούν στο δίκτυο εντός των επόμενων 12 μηνών. Σε αυτά πρέπει να προστεθούν ακόμα 400MW που έχουν επιλεγεί σε διαγωνισμούς, έχουν καταθέσει τις εγγυητικές καλής εκτέλεσης αλλά δεν ανήκουν σε κάποια από τις ανωτέρω κατηγορίες. Ως αποτέλεσμα η συνολική αιολική ισχύς θα προσεγγίσει τα 6,5 GW εντός της επόμενης τριετίας [111].

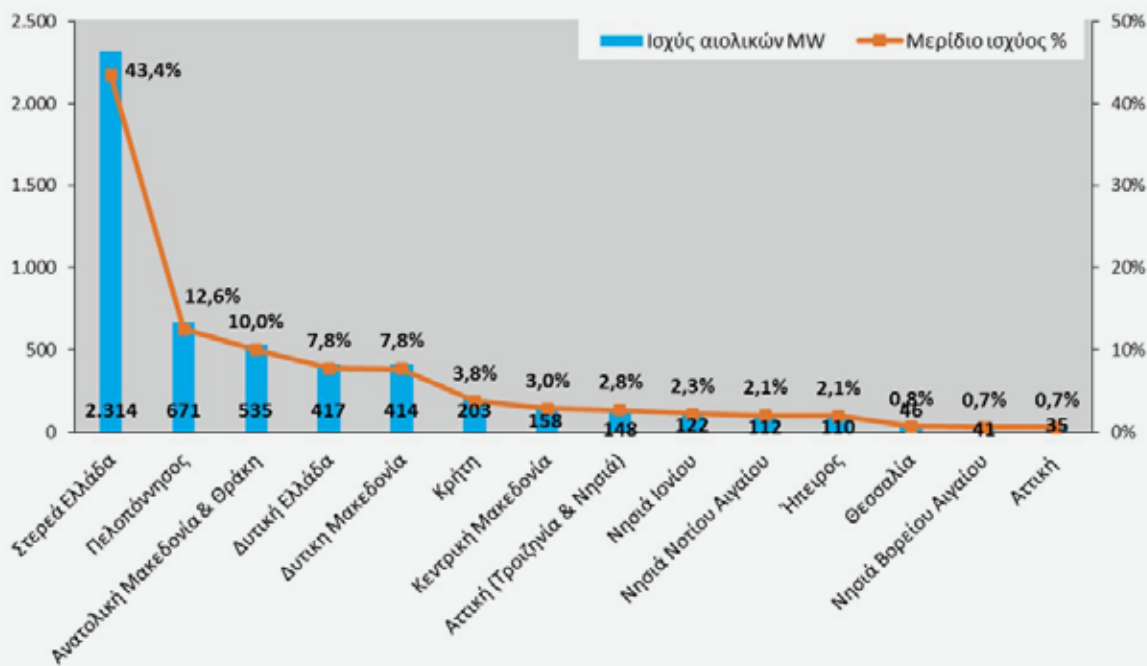
Σε επίπεδο Περιφερειών, η Στερεά Ελλάδα παρέμεινε στην κορυφή των αιολικών εγκαταστάσεων το α' εξάμηνο του 2024, αφού φιλοξένησε 2.314 MW (43,4%), με αμέσως επόμενη την Πελοπόννησο με 671 MW (12,6%) και την Ανατολική Μακεδονία – Θράκη όπου βρίσκονταν 535 MW (10,0%).

Διάγραμμα 116: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) χερσαίας αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1999- α' εξάμηνο 2024



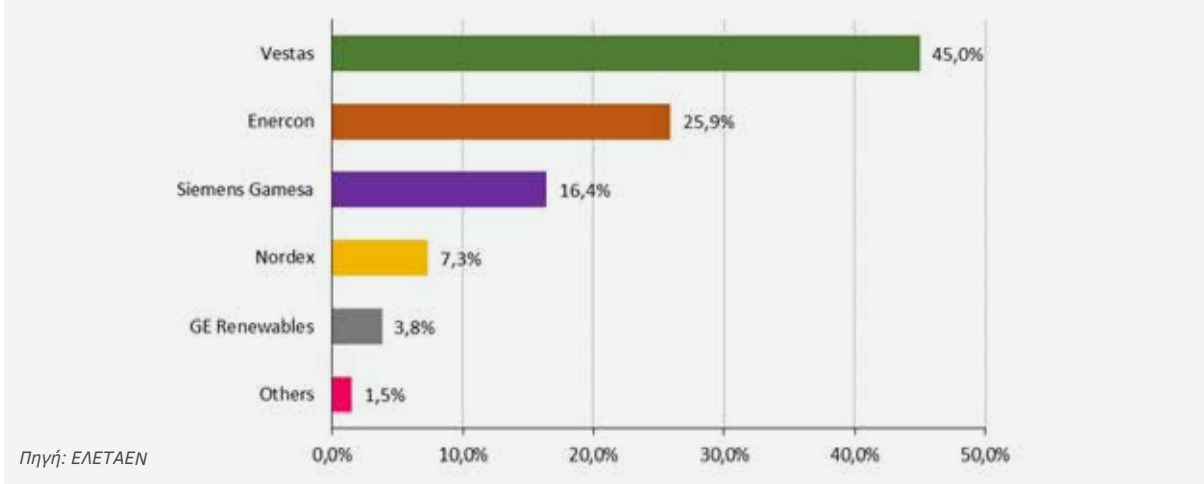
Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ

Διάγραμμα 117: Γεωγραφική κατανομή ισχύος αιολικών ανά Περιφέρεια (MW), α' εξάμηνο 2024



Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ

Διάγραμμα 118: Μερίδιο κατασκευαστών ανεμογεννητριών στην συνολική αποδιδόμενη αιολική ισχύ στην Ελλάδα, 2023



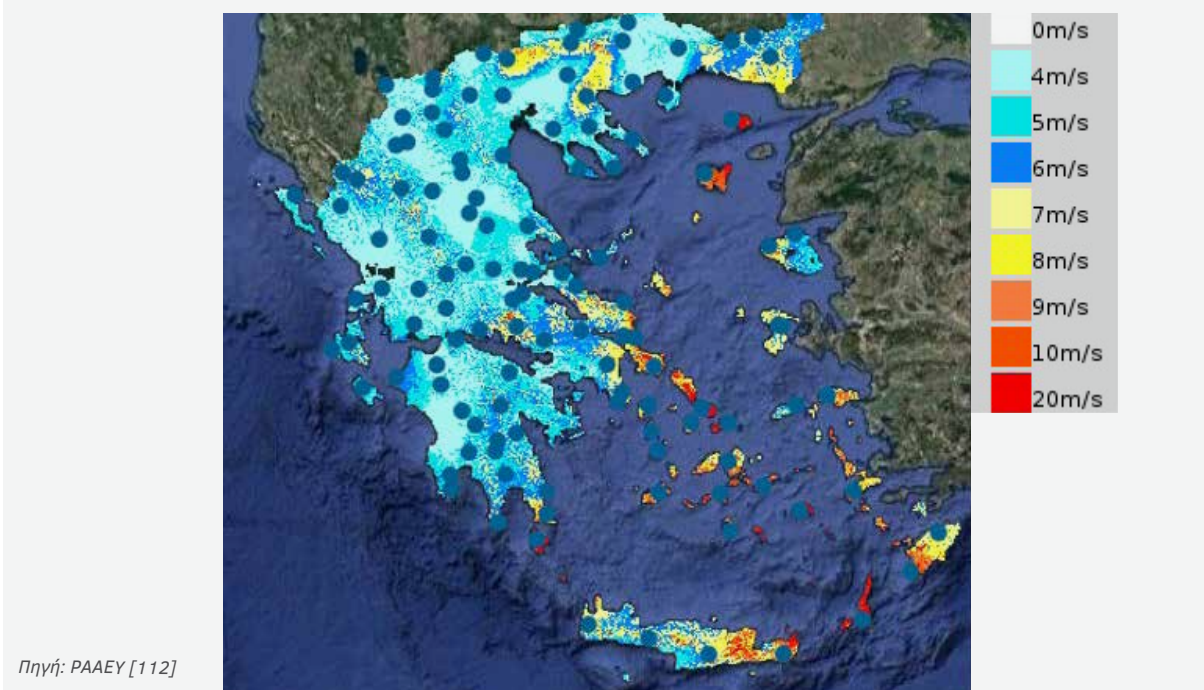
Σχετικά με τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών η Vestas έχει προμηθεύσει το 45,0% της συνολικής αποδιδόμενης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα, η Enercon το 25,9%, η Siemens Gamesa το 16,4%, η Nordex το 7,3% και η GE Renewable Energy το 3,8% (Διάγραμμα 118) [111].

Κατά το 2023, στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα [111]:

- η μεγαλύτερη ωριαία διείδυση αιολικής ισχύος ήταν 86% και παρατηρήθηκε την Κυριακή 10.09.2023 (04:00 – 05:00),
- συνολικά για 2.117 ώρες του έτους, η διείδυση αιολικής ισχύος ήταν πάνω από 30% της ζήτησης ενέργειας,
- συνολικά για 4.737 ώρες, η διείδυση των μεταβλητών Α.Π.Ε. ήταν πάνω από 30% και για 1.717 ώρες ήταν πάνω από 60%,
- η συνολική ωριαία διείδυση των Α.Π.Ε. ξεπέρασε το 100% της ζήτησης για 120 ώρες κατά το 2023.

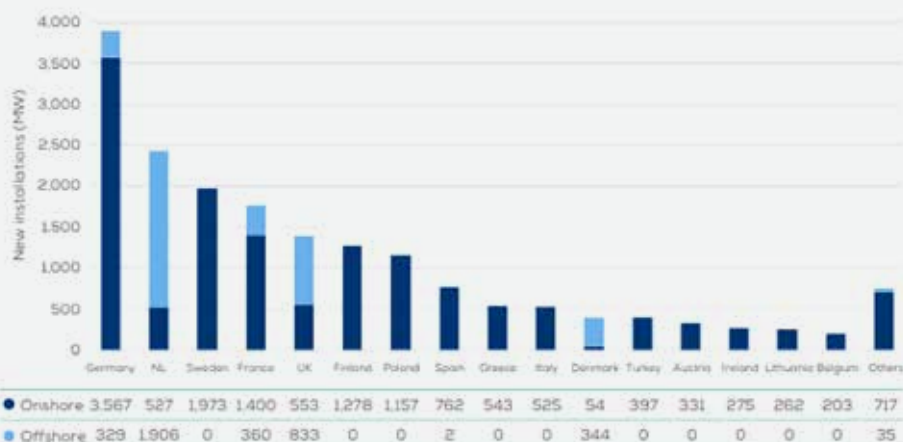
Το πλούσιο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας συναντάται κυρίως στις νησιωτικές περιοχές της (π.χ. Κρήτη, Αιγαίο, Εύβοια, κ.λπ.), στις οποίες βρίσκονται σήμερα τα περισσότερα αιολικά πάρκα. Η εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, σε συνδυασμό με τη βελτίωση των τεχνολογιών που ενσωματώνονται στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες, αναμένεται να συντελέσει σημαντικά προς τη κατεύθυνση της βιώσιμης ανάπτυξης.

Χάρτης 38: Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα, 2024



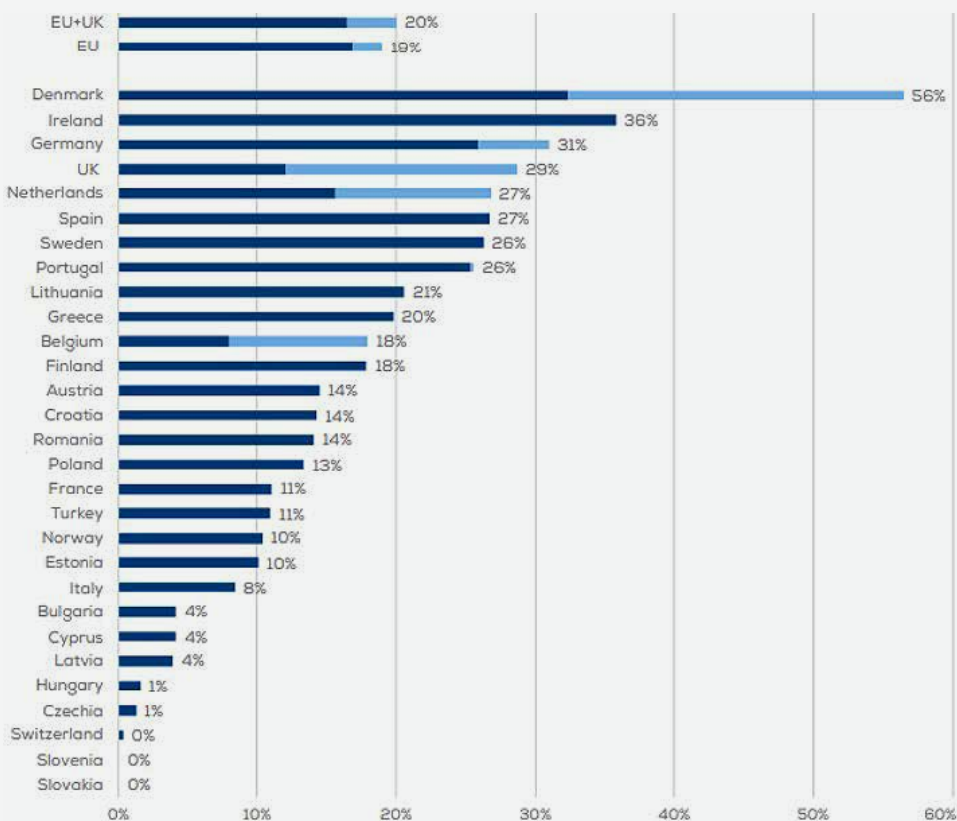
Στην ένατη θέση της Ευρώπης βρέθηκε το 2023 η Ελλάδα όσον αφορά τις νέες εγκαταστάσεις αιολικών, καθώς με 543 MW ξεπέρασε χώρες όπως η Ιταλία και η Δανία. Ως αποτέλεσμα, η εγκατεστημένη ισχύς έφτασε πλέον τα 5.226 MW, ενώ χαρακτηριστικό είναι ότι οι προσθήκες του 2023 ήταν υπερδιπλάσιες σε σχέση με το 2022. Σύμφωνα με την ετήσια έκθεση του συνδέσμου WindEurope «Wind energy in Europe - 2023 Statistics and the outlook for 2024-2030» [113], η Ελλάδα βρίσκεται λίγο πάνω από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο (19%) όσον αφορά το βαθμό διείσδυσης των αιολικών στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με ποσοστό 20% και κατατάσσεται δέκατη στη λίστα.

Διάγραμμα 119: Νέα εγκατεστημένη ισχύς (MW) χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών ανά χώρα στην Ευρώπη το 2023



Πηγή: WindEUROPE

Διάγραμμα 120: Ποσοστό ηλεκτρικής ζήτησης που καλύπτεται από αιολική ενέργεια το 2023 σε διάφορες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης



Πηγή: WindEUROPE

5.5.4 Υπεράκτια αιολική ενέργεια

Το νομοθετικό πλαίσιο που διέπει την υπεράκτια αιολική ανάπτυξη στη χώρα μας ορίζεται με το ν.4964/20223. Με βάση τον ορισμό του ν.4964, άρθρο 65, παρ.11, ορίζεται ως Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο (ΥΑΠ) «Η συστοιχία ανεμογεννητριών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βρίσκεται στον θαλάσσιο χώρο, είτε αυτές εδράζονται σταθερά στον βυθό, είτε επιπλέον οντας συνδεδεμένες με τον βυθό με κινητά μέσα».

Σύμφωνα με τον ανωτέρω νόμο, υπεύθυνος φορέας για λογαριασμό του ελληνικού δημοσίου, είναι η Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων (ΕΔΕΥΕΠ) όσον αφορά τη διαχείριση των δικαιωμάτων σχετικά με την έρευνα, την αναζήτηση και τον προσδιορισμό των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ (ΠΟΑΥΑΠ), καθώς και της εκχώρησης ερευνητικών δικαιωμάτων σε τρίτους στις εν λόγω περιοχές ανάπτυξης. Τον Σεπτέμβριο 2023 παρουσιάστηκε από την ΕΔΕΥΕΠ το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων [114] που προσδιορίζει τις επιλέξιμες ΠΟΑΥΑΠ που προτείνονται για την ανάπτυξή τους σε μεσοπρόθεσμο και σε μακροπρόθεσμο χρονικό διάστημα και έχουν ως εξής:

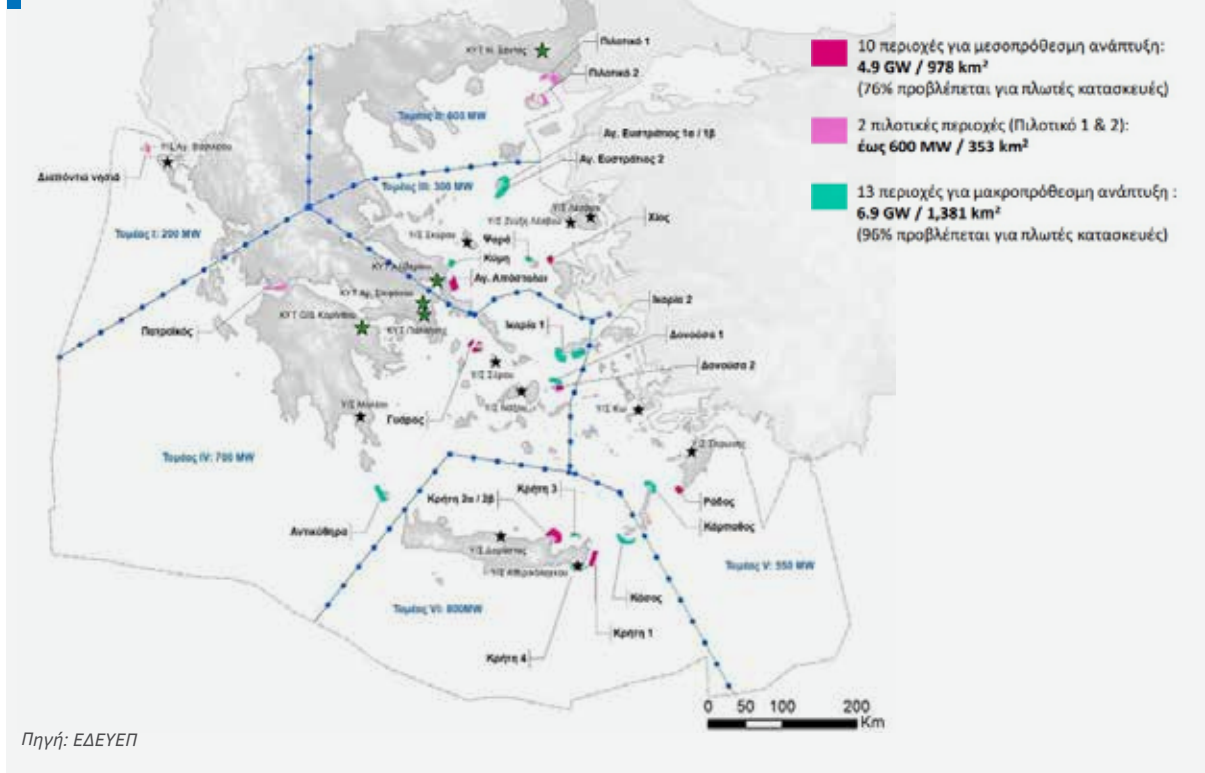
Περιοχές μεσοπρόθεσμης ανάπτυξης (έως το 2030-2032): 10 εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ που καλύπτουν έκταση 978 km² με συνολική εκτιμώμενη ισχύ 4,9 GW με το μεγαλύτερο αριθμό αυτών να είναι κατάλληλο για πλωτής έδρασης ΥΑΠ (7 από τις 10 εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ).

Περιοχές μακροπρόθεσμης ανάπτυξης (μετά το 2030-2032): 13 εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ που καλύπτουν έκταση 1.381 km² με συνολική εκτιμώμενη ισχύ 6,9 GW, με το μεγαλύτερο αριθμό αυτών να είναι κατάλληλο για πλωτής έδρασης ΥΑΠ (12 από τις 13 εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ).

Το σχέδιο Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης ΥΑΠ περιλαμβάνει επιπλέον 2 πιλοτικές περιοχές με το σύνολο να ανέρχεται σε 25 περιοχές, συνολικής έκτασης 2,712 km² και εκτιμώμενης ελάχιστης ισχύος 12,4 GW. Η πλειοψηφία των προτεινόμενων θαλάσσιων περιοχών ενδείκνυται για πλωτής έδρασης τεχνολογία ΥΑΠ, όπως περιγράφεται στο Χάρτη 39 [115]. Σύμφωνα με τον προκαταρκτικό ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας, ο στόχος για τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα (ΥΑΠ) είναι 1.900 MW το 2030 και 6.200 MW το 2035. Ο στόχος για το 2050 είναι 17.300 MW. Η επίτευξη αυτών των στόχων απαιτεί σημαντικές επενδύσεις: πάνω από 6 δις € έως το 2030 και πάνω από 28 δις € έως το 2050. Οι επενδύσεις αυτές μπορεί και αναμένεται να έχουν υψηλή ελληνική προστιθέμενη αξία (σχεδόν 67%).

Σχετικά με τον ευρωπαϊκή πραγματικότητα, η αθροιστική εγκατεστημένη υπεράκτια αιολική ισχύς στην Ευρώπη έως το τέλος του 2023 ήταν περίπου 34,24 GW με τα 3,8 GW να προστίθενται το 2023, σύμφωνα με στοιχεία του Wind Europe [113]. Το μεγαλύτερο ποσοστό αυτής προερχόταν από το Ηνωμένο Βασίλειο (14,76 GW) και ακολούθησε η Γερμανία (8,54 GW), η Ολλανδία (4,74 GW), η Δανία (2,65 GW) και το Βέλγιο (2,26 GW).

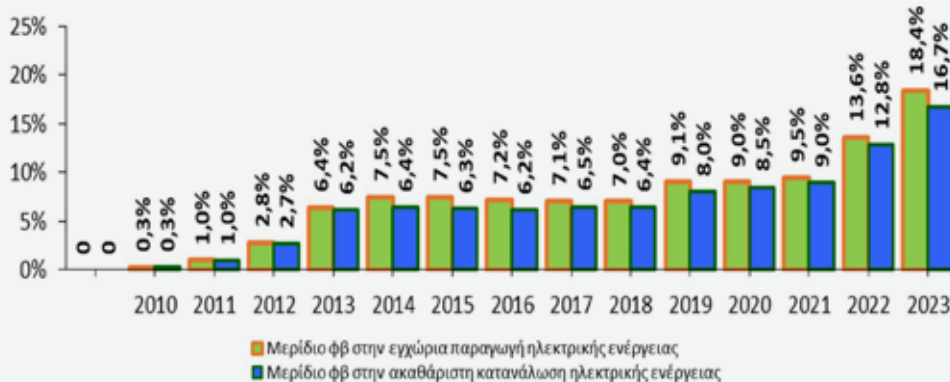
Χάρτης 39: Εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ – Προτεραιοποίηση για Ανάπτυξη



5.5.5 Φωτοβολταϊκή Ενέργεια

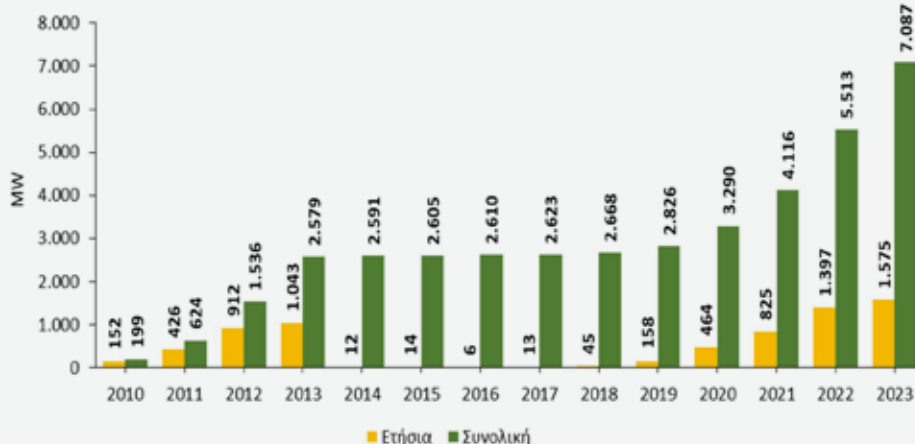
Η Ελλάδα ήταν το 2023 πρώτη στην Ευρώπη σε ότι αφορά το ποσοστό της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής που παράγεται από φωτοβολταϊκά, με ποσοστό υπερδιπλάσιο από το μέσο ευρωπαϊκό όρο που ήταν 8,6% και υπερτριπλάσιο από τον παγκόσμιο μέσο όρο με ποσοστό 5,4% [116]. Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ) [117], το 2023 η ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών εγκατέστησε περισσότερα MW από κάθε άλλη τεχνολογία, απόρροια του τεράστιου επενδυτικού ενδιαφέροντος που συνεχίζεται αμείωτο. Συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά αποτελούσαν το 74% όλης της νέας εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ το 2023.

Διάγραμμα 121: Μερίδιο φωτοβολταϊκών στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, 2010 - 2023



Πηγή: ΣΕΦ

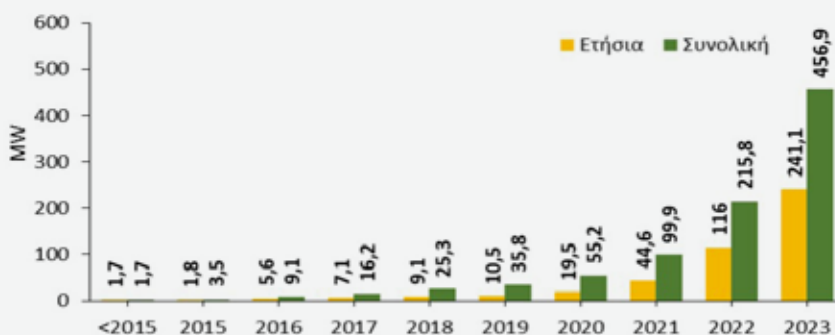
Διάγραμμα 122: Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων, 2010-2023



Πηγή: ΣΕΦ

Το 2023, η αγορά των συστημάτων αυτοπαραγωγής έβαινε αυξανόμενη, αλλά με μικρότερο ρυθμό σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά. Πιο συγκεκριμένα, εγκαταστάθηκαν 241 MW νέων συστημάτων με ενεργειακό συμψηφισμό ή εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό, ανεβάζοντας τη συνολική ισχύ της κατηγορίας αυτής στα 457 MW (Διάγραμμα 123).

Διάγραμμα 123: Ετήσια και συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοκατανάλωσης, 2015-2023



Πηγή: ΣΕΦ

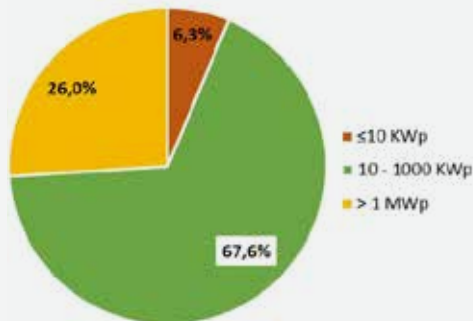
Επιπλέον, εντός του 2023 διασυνδέθηκαν και 1.795 μικρά συστήματα με μπαταρία με παραγωγή 12,66 MWh, στο πλαίσιο του προγράμματος «Φωτοβολταϊκά στη Στέγη» [117]. Στο Διάγραμμα 125 απεικονίζεται η ανάπτυξη των εγκατεστημένων συστημάτων φωτοβολταϊκών από το 2010 έως το 2023, παρουσιάζοντας ετήσιο ρυθμό μεταβολής 26% την περίοδο 2011-2023 [117].

Σύμφωνα με τον Σύνδεσμο Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ), χάρη στα φωτοβολταϊκά, το 2023 απετράπη η έκλυση 5,7 εκατομμυρίων τόνων CO₂. Αυτή είναι η ποσότητα CO₂ που εκλύουν 4,6 εκατομμύρια νέα

αυτοκίνητα με κινητήρες εσωτερικής καύσης που το καθένα κάνει κατά μέσο όρο 10.000 χιλιόμετρα ετησίως. Το περιβαλλοντικό όφελος ισοδυναμεί με τη φύτευση 147,6 εκατομμυρίων κωνοφόρων ή αντίστοιχα 90,1 εκατομμυρίων φυλλοβόλων δέντρων εντός του αστικού ιστού κατά την ανάπτυξή τους για μία δεκαετία.

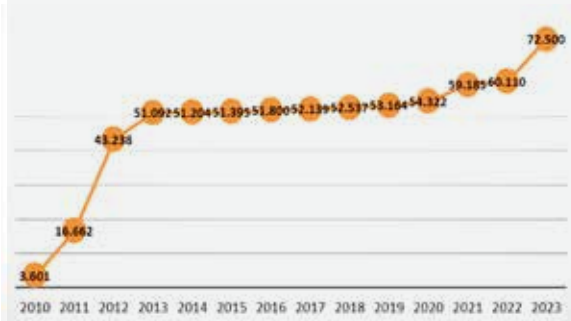
Το 2023, επενδύθηκαν στην Ελλάδα 1,12 δις ευρώ σε νέα έργα φωτοβολταϊκών, με το συνολικό ποσό την περίοδο 2010 -2023 να ανέρχεται σε 8,3 δις ευρώ (Διάγραμμα 127).

Διάγραμμα 124: Μεριδίο αγοράς ανά μέγεθος στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ



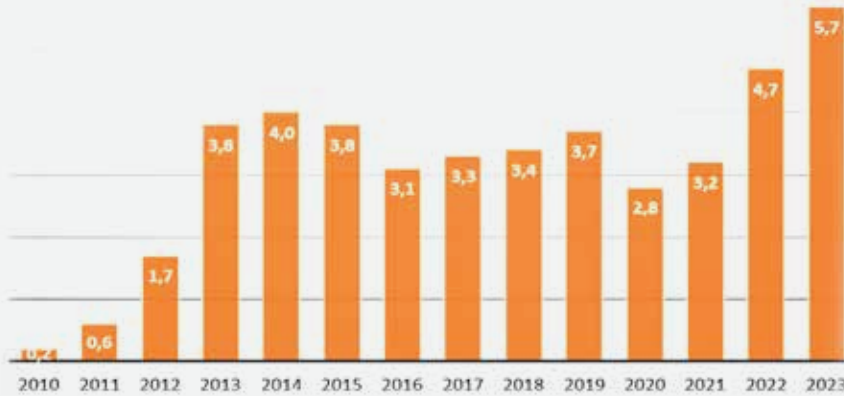
Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 125: Αριθμός συνδεδεμένων ΦΒ συστημάτων, 2010-2022



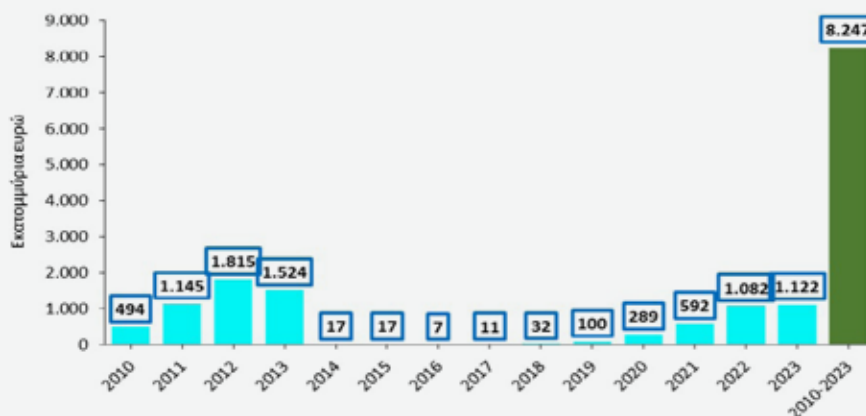
Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 126: Λιγότερες εκπομπές CO₂ λόγω φωτοβολταϊκών (εκατ. τόνοι), 2010-2023



Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 127: Επενδύσεις φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα 2010-2023, σε εκατομμύρια ευρώ



Πηγή: ΣΕΦ

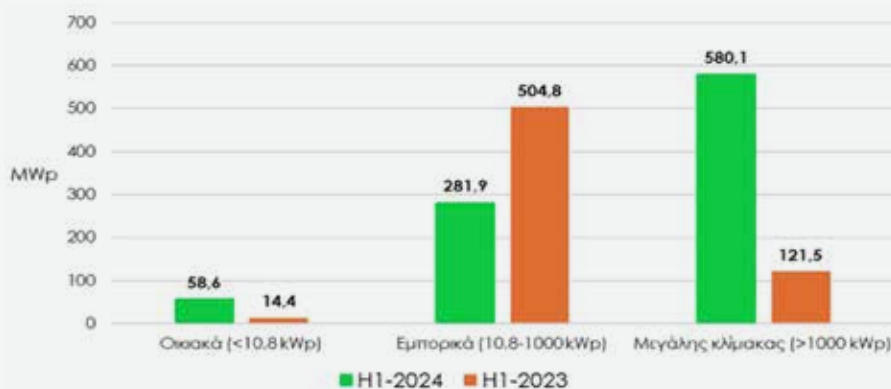
Όσον αφορά το 2024, το πρώτο εξάμηνο [118] διασυνδέθηκαν 920,6 MWp φωτοβολταϊκών, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των νέων συστημάτων ήταν αυξημένη κατά 43,7% σε σχέση με την αντίστοιχη περσινή περίοδο, με την συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών ως το πρώτο εξάμηνο του 2024 να φτάνει τα 8.024 MWp. Στα οικιακά συστήματα (λόγω του Προγράμματος “Φωτοβολταϊκά στη Στέγη”) οι νέες εγκαταστάσεις ήταν τετραπλάσιες σε σχέση με την αντίστοιχη περίοδο του 2023. Οι νέες διασυνδέσεις φωτοβολταϊκών το πρώτο εξάμηνο του 2024 ήταν σχεδόν δεκαπλάσιες από αυτές των αιολικών (97 MW) για το αντίστοιχο διάστημα (Πίνακας 26).

Πίνακας 26: Νέα εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων το α' εξάμηνο του 2024, MW

MWp				
Κατηγορία	Net Metering	Virtual Net Metering	Πώληση ενέργειας	Σύνολο
Οικιακά (<10,8 kWp)	58,254	0,3	-	58,55
Εμπορικά (10,8-1000 kWp)	89,618	15,936	176,374	281,93
Μεγάλης κλίμακας (>1000 kWp)	22,323	1,395	556,345	580,06
Σύνολο	170,195	17,631	732,719	920,55

Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 128: Σύγκριση αγοράς το α' εξάμηνο του 2024 σε σχέση με την αντίστοιχη περίοδο του 2023



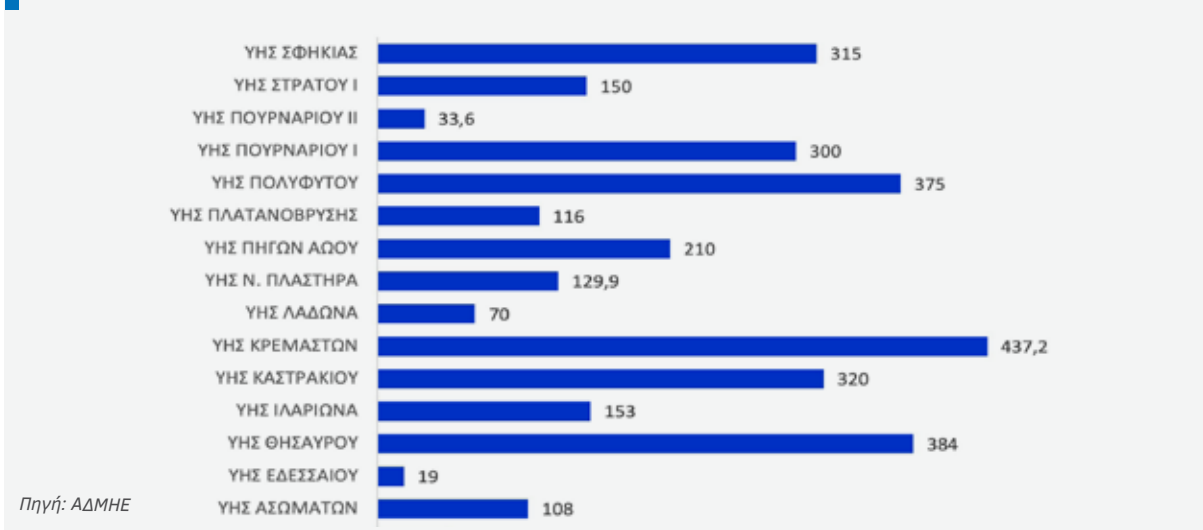
5.5.6 Υδροηλεκτρικά

Μειωμένη ήταν το 2023 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά έργα σε σχέση με το 2022 και κυρίως με το 2021. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [83], το 2023 παρήχθησαν 4.047 GWh, που αποτέλεσαν αύξηση μόλις κατά 1,0% σε σχέση με το 2022, αλλά ήταν μειωμένη 23,6% σε σχέση με το 2021, κυρίως λόγω της ανυδρίας το καλοκαίρι 2023. Η συνολική ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα έως το τέλος του 2023 ήταν 3.171 MW, με καθαρή παραγωγή 4.047 GWh, όπως αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 130.

Διάγραμμα 129: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά (GWh) 2020 - 2023



Διάγραμμα 130: Καθαρή ισχύς Υδροηλεκτρικών Σταθμών στην Ελλάδα (MW), Δεκέμβριος 2023



Όσον αφορά τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ΜΥΗΣ, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ Δεκεμβρίου 2023 [84], η συνολικής ισχύς τους έφτασε τα 277 MW και η παραγωγή ενέργειας τις 689 GWh στο σύνολο της Επικράτειας.

5.5.7 Γεωθερμία

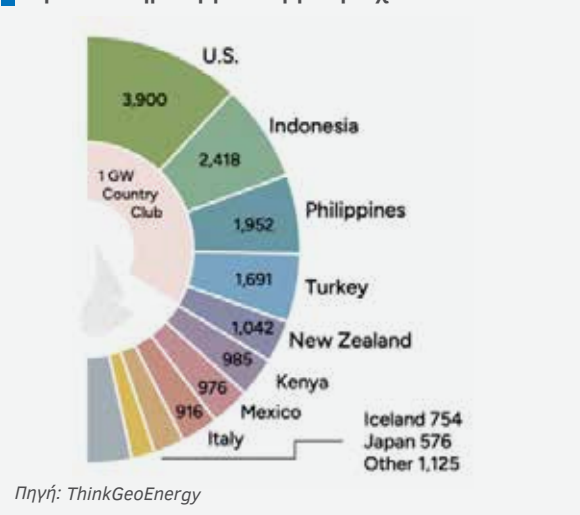
Η γεωθερμική ενέργεια είναι μια ήπια και ανανεώσιμη μορφή ενέργειας, που παράγεται από την εκμετάλλευση του υπόγειου γεωθερμικού δυναμικού. Έχει ελάχιστο έως μηδενικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα και μπορεί με τις σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες να παράγει θερμική/ή και ηλεκτρική ενέργεια. Για να θεωρηθεί ότι ένα υπόγειο θερμό ρευστό διαθέτει γεωθερμικό δυναμικό, πρέπει η θερμοκρασία του να υπερβαίνει τους 30°C. Διαθέτει το μικρότερο αποτύπωμα CO₂ μεταξύ άλλων ΑΠΕ και χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή, την θέρμανση εγκαταστάσεων και κτιρίων, την αφαλάτωση νερού, θερμοκήπια, ξήρανση προϊόντων, άλλες ήπιες βιομηχανικές χρήσεις και τον ιαματικό τουρισμό. Παράδειγμα μπορεί να παρέχει θερμότητα σε μια πόλη, μέσω κεντρικής θέρμανσης ή και σε θερμοκήπια χωρίς να είναι απαραίτητη η χρήση άλλου καυσίμου για την διατήρηση σταθερής θερμοκρασίας εντός των εγκαταστάσεων. Συγκεκριμένα, γεωθερμική ενέργεια παρέχει θερμότητα σε θερμοκήπια στα Μάγγανα Ξάνθης και στη Χρυσούπολη Καβάλας. Βασικές χρήσεις της γεωθερμικής ενέργειας παγκοσμίως αφορούν στη θέρμανση θερμοκηπίων και υδατοκαλλιεργειών, ξήρανση γεωργικών προϊόντων, αφαλάτωση νερού για την κάλυψη ύδρευσης, άλλες ήπιες βιομηχανικές χρήσεις αλλά και για τηλεθέρμανση κτιρίων, οικισμών, χωριών ή και πόλεων.

Η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς γεωθερμικών εφαρμογών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως έως το τέλος του 2023 έφτασε τα 16.355 MW, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 481 MW σε σχέση με το 2022, με τις ΗΠΑ να ηγούνται με 3.900 MW [119]. Σύμφωνα με έκθεση του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου Γεωθερμικής Ενέργειας

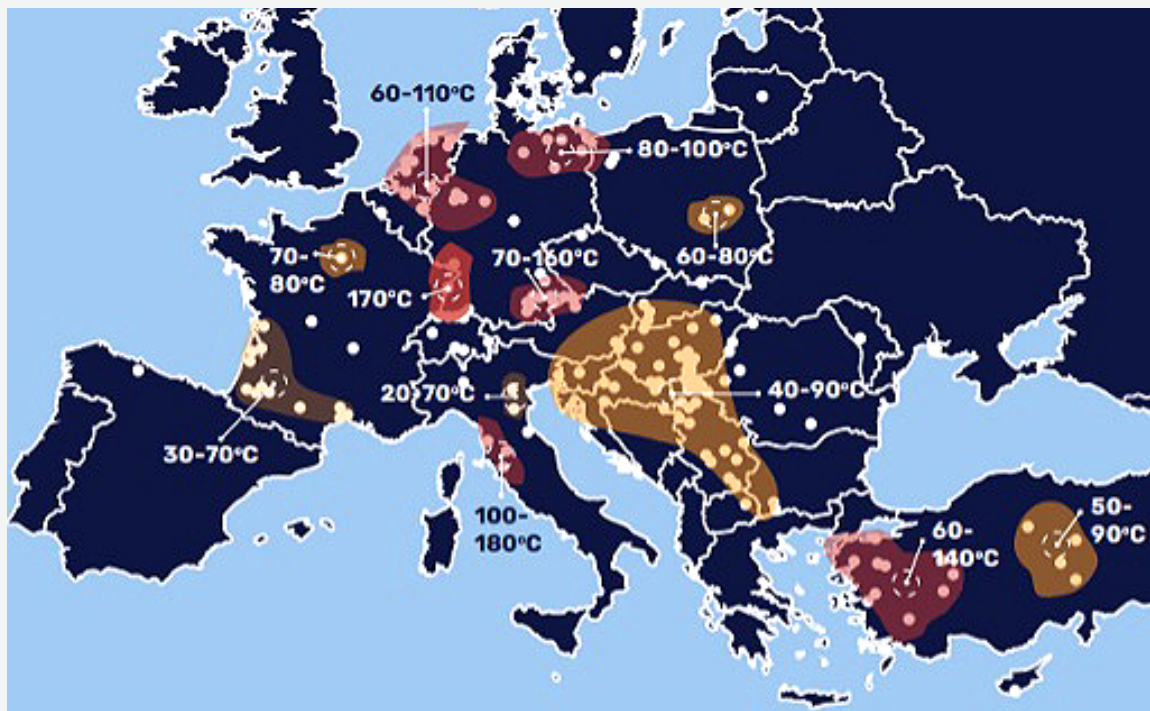
(EGEC) [120] στα τέλη του 2023, υπήρχαν πάνω από 3,5 GWe παραγωγικής ικανότητας γεωθερμικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη καταμετρημένα σε 143 λειτουργικούς σταθμούς, οι οποίοι παρήγαγαν 20 TWh/έτος, με την ΕΕ να συνεισφέρει περίπου 7 TWh/έτος.

Σύμφωνα με την ίδια έκθεση στο τέλος του 2023, υπήρχαν 401 γεωθερμικές πηγές στην Ευρώπη, με 298 από αυτές σε κράτη-μέλη της Ε.Ε Το σύνολο της εγκατεστημένης γεωθερμίας στην Ευρώπη για θέρμανση και ψύξη έφτασε τα 6 GWth σε 29 χώρες. Οκτώ νέα συστήματα τέθηκαν σε λειτουργία στην ΕΕ το 2023, προσθέτοντας 33,9 MWth στην ευρωπαϊκή γεωθερμική θέρμανση και ψύξη. Επιπλέον, 64 νέα έργα ανακοινώθηκαν, με σημαντικές εξελίξεις σε Γερμανία, Ολλανδία και Κροατία. Η Γαλλία παραμένει ο ηγέτης στη γεωθερμική ικανότητα θέρμανσης στην ΕΕ, δεύτερη μόνο μετά την Ισλανδία στην Ευρώπη.

Διάγραμμα 131: Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύ το 2023

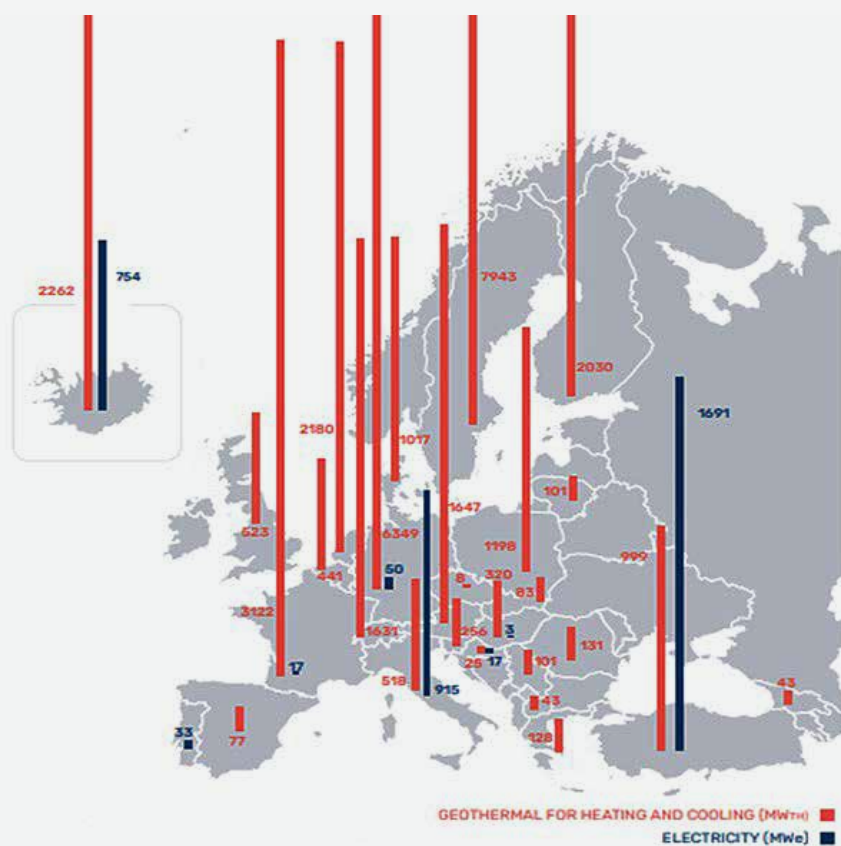


Χάρτης 40: Χαρτογράφηση των κύριων ταμιευτήρων γεωθερμικής τηλεθέρμανσης και ψύξης στην Ευρώπη το 2023



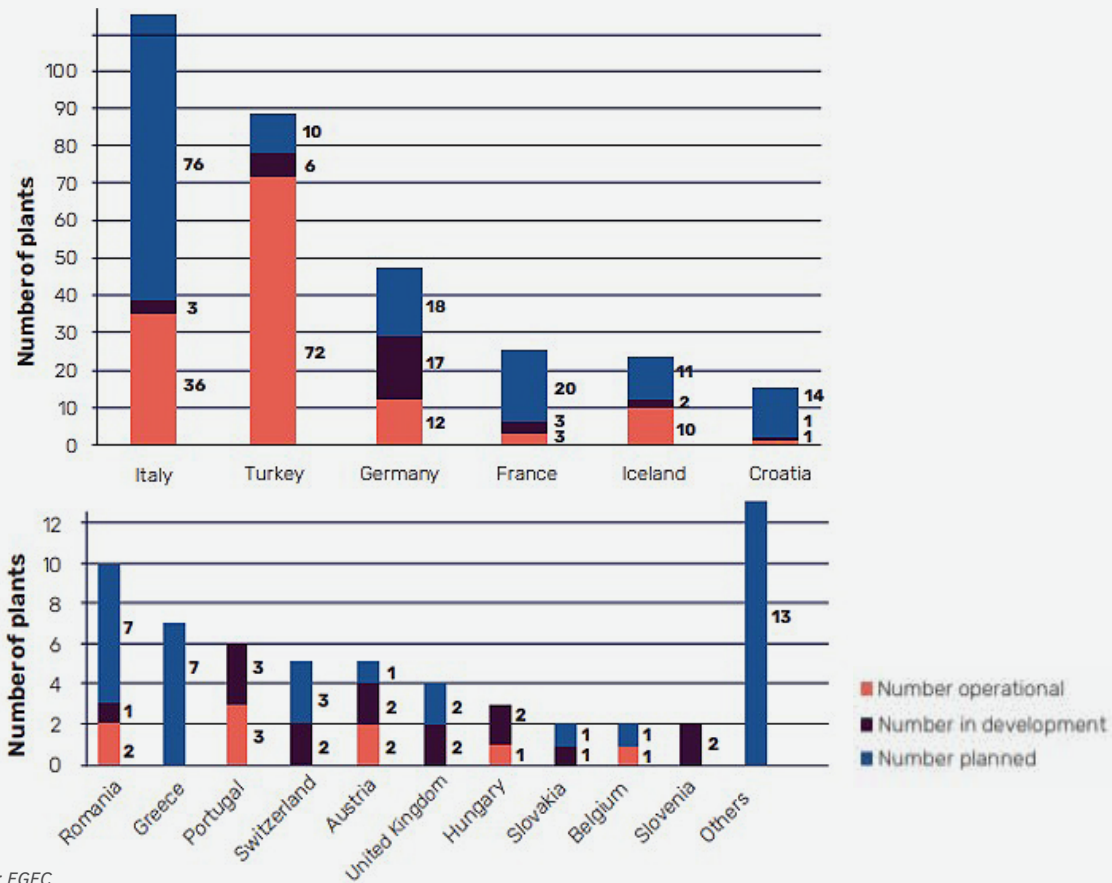
Πηγή: EGEC

Διάγραμμα 132: Εγκατεστημένη ισχύς γεωθερμίας για ηλεκτρισμό και θερμότητα/ψύξη το 2023



Πηγή: EGEC

Διάγραμμα 133: Αριθμός γεωθερμικών σταθμών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη το 2023



Πηγή: EGEC

Σύμφωνα με την Ελληνική Εταιρεία Περιβάλλοντος και Πολιτισμού, βεβαιωμένα πεδία εθνικού ενδιαφέροντος εντοπίζονται στη Μήλο και τη Νίσυρο ενώ υπάρχουν διάσπαρτα πεδία τοπικού ενδιαφέροντος (επίσης βεβαιωμένα) στην κεντρική και ανατολική Ελλάδα και στο Αιγαίο. Τα οφέλη από την αξιοποίηση της γεωθερμίας είναι πολλαπλά με πιο σημαντικά την ηλεκτροπαραγωγή στα νησιά αντί του ακριβού diesel, τη μείωση εκπομπών CO₂, την ανάπτυξη απομακρυσμένων περιοχών, τις καινοτόμες εφαρμογές στην αγροτική παραγωγή και τη βιομηχανία και την ανάπτυξη του ιαματικού τουρισμού [121].

Χάρτης 41: Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας



Πηγή: ΥΠΕΝ

Παρά το σημαντικό γεωθερμικό δυναμικό του ελλαδικού χώρου, η αξιοποίηση της γεωθερμικής ενέργειας είναι πολύ περιορισμένη με σημαντική μηδενική ηλεκτροπαραγωγή και με πολλές γεωθερμικές εφαρμογές άμεσης χρήσης είτε να έχουν εγκαταλειφθεί είτε να μην έχουν ολοκληρωθεί.

Οι άμεσες (θερμικές) χρήσεις της γεωθερμίας, σύμφωνα με ημερίδα της Περιφέρειας Βορείου Αιγαίου [122] περιγράφονται στον Πίνακα 27:

Πίνακας 27: Χρήσεις γεωθερμίας στον Ελλαδικό χώρο το 2023

Χρήση	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Λουτροθεραπεία	43,0
Θέρμανση Θερμοκηπίων	36,35
Αφυδάτωση αγροτικών προϊόντων	0,30
Θέρμανση χώρων	0,55
Θέρμανση εδαφών	1,00
Υδατοκαλιέργειες	3,86
Υποσύνολο (άμεσες χρήσεις)	85,06
Γεωθερμικές Αντλίες Θερμότητας (κατ' εκτίμηση)	190,0
Σύνολο	275,06

Πηγή: Ελληνική Αρχή Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (Ε.Α.Γ.Μ.Ε.)

Η Ελλάδα διαθέτει ένα πλούσιο γεωθερμικό δυναμικό και ένα σημαντικό βήμα για την ανάπτυξη της γεωθερμίας και την αξιοποίηση του πλούσιου γεωθερμικού δυναμικού της χώρας έγινε το Μάιο του 2021 με τη δημοσίευση του Κανονισμού Γεωθερμικών Εργασιών του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΦΕΚ 1960/Β/14-5-2021) που εκδόθηκε κατ' εξουσιοδότηση του άρθρου 11 του ν. 4602/2019 (Α' 45). Ο Κανονισμός περιέχει καινοτόμες ρυθμίσεις οι οποίες αφορούν στους όρους και στους τρόπους διενέργειας εργασιών έρευνας, εκμετάλλευσης ή διαχείρισης γεωθερμικού δυναμικού, καθώς και σε κάθε άλλο θέμα σχετικό με την ορθολογική δραστηριότητα, την υγεία και την ασφάλεια και την προστασία του περιβάλλοντος, ενώ εφαρμόζεται σε κάθε χώρο για τον οποίο υπάρχουν τα δικαιώματα έρευνας, εκμετάλλευσης και διαχείρισης σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, εντός του οποίου διενεργούνται οι εργασίες.

Σε συνέχεια της δημοσίευσης του νέου Κανονισμού Γεωθερμικών Εργασιών, εκδόθηκε η Υπουργική Απόφαση σχετικά με τους όρους και τη διαδικασία εκμίσθωσης δικαιωμάτων έρευνας, εκμετάλλευσης και διαχείρισης σε γεωθερμικά πεδία εθνικού ενδιαφέροντος ($T > 90^{\circ}\text{C}$) και μη χαρακτηρισμένων περιοχών (ΦΕΚ Β' 1460/2022).

Στις 18 Ιανουαρίου 2024 εκδόθηκε ψήφισμα του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με τη γεωθερμική ενέργεια (2023/2111(INI)), το οποίο πρόκειται να αποτελέσει οδηγό για εξελίξεις εντός ΕΕ στο αντικείμενο της γεωθερμίας είτε ως πηγής παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, είτε ως τεχνολογία εξοικονόμησης

ενέργειας (γεωθερμικές αντλίες). Το ψήφισμα καλεί την Επιτροπή να παρουσιάσει μια γεωθερμική στρατηγική της ΕΕ που θα παρέχει συγκεκριμένη καθοδήγηση στα κράτη μέλη και στις τοπικές διοικήσεις για την επιτάχυνση της ανάπτυξης της γεωθερμικής ενέργειας, καθώς και να βασίσει την στρατηγική της σε μια ολοκληρωμένη αξιολόγηση του δυναμικού της γεωθερμικής ενέργειας σε «αβαθές, μεσαίου βάθους, βαθύ και εξαιρετικά βαθύ υπέδαφος και στα 27 κράτη μέλη».

Στο ψήφισμα δίνεται έμφαση στα θέματα τηλεθέρμανσης καθώς και χρήσης γεωθερμικών αντλιών θερμότητας. Τονίζεται ότι σε περιοχές με ανεπαρκή δεδομένα σχετικά με το υπέδαφος, οι κυβερνήσεις μπορούν να διαδραματίσουν ρόλο στη χρηματοδότηση της χαρτογράφησης των γεωθερμικών πόρων και των ερευνητικών γεωτρήσεων.

5.5.8 Οι ΑΠΕ στα Νησιά

Σύμφωνα με το Πληροφοριακό Δελτίο του ΔΕΔΔΗΕ για τον Απρίλιο 2024 [95], στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας υπήρχαν εγκατεστημένα 162,46 MW ΑΠΕ, που αναλύονται σε 108,05 MW αιολικών πάρκων και 51,45 MW φωτοβολταϊκών σταθμών (δεν περιλαμβάνεται η ισχύς των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος και Net Metering). Η κατανομή ισχύος των 52 αιολικών πάρκων και των 641 φωτοβολταϊκών σταθμών παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 134.

Διάγραμμα 134: Γεωγραφική κατανομή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Απρίλιος 2024



Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Πίνακας 28: Οι ΑΠΕ στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά

Ομάδες νησιών	Εγκατεστημένα Φ/Β (kW)	Διαθέσιμο περιθώριο για νέα Φ/Β (kW)	Εγκατεστημένα Αιολικά (kW)	Διαθέσιμο περιθώριο για νέα αιολικά (kW)	Διαθέσιμο περιθώριο για υβριδικά (kW)
Δωδεκάνησα ¹	38.760,2	4.125,4	66.350	11.400,0	31,2 (0,4 MW σε λειτουργία)
Ιόνιο ²	0,0	86,3	0,0	0,0	0,0
Κυκλάδες ³	2.988,0	2.747,2	4.515,0	9.100,0	13,4
Νησιά του Β.Α. Αιγαίου ⁴	24.818,5	6.443,6	37.150,0	5,0	18,7 (2,6 MW σε λειτουργία)
Σποράδες ⁵	342,1	64,4	0,0	650,0	1,7
Σύνολο	66.908,8	13.466,7	108.015,0	21.155,0	65,8 (3 MW σε λειτουργία)

Πηγή: ΥΠΕΝ [96]

¹ Αγαθονήσι, Άγιο Ευστράτιο, Αρκεούς, Αστυπάλαια, Κάρπαθο, Κώ, Μεγίστη, Πάτμο, Ρόδο και Σύμη

² Αντικύθηρα, Ερεϊκούσα και Οθωνούς

³ Αμοργό, Ανάφη, Δονούσα, Θήρα, Κύθνο, Μήλο, Σέριφο και Σίφνο

⁴ Ίκαρία, Λέσβος, Λήμνο, Σάμο και Χίο

⁵ Σκύρο

Το σύνολο των ΜΔΝ σήμερα έχουν σχεδόν κορεσμένα ηλεκτρικά δίκτυα και συνεπώς δεν μπορούν να υποστηρίξουν την εγκατάσταση νέων σταθμών ΑΠΕ πέραν των περιθωρίων που ανακοινώνει η ΡΑΕ.

Ιδιαίτερα για τα νησιά που προβλέπεται να παραμείνουν μη διασυνδεδεμένα, τουλάχιστον για αρκετό διάστημα, στόχος είναι η μεγάλη μείωση της χρήσης του πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή με τις εγκαταστάσεις σύγχρονων μονάδων ΑΠΕ σε συνδυασμό με τεχνολογίες αποθήκευσης. Στην κατεύθυνση αυτή προωθείται η εγκατάσταση υβριδικών σταθμών ΑΠΕ. Μέσω των υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας, είναι δυνατή η επίτευξη διείσδυσης ΑΠΕ σε ποσοστό >80%. Ήδη υλοποιούνται πιλοτικά έργα στον Άγιο Ευστράτιο και στην Αστυπάλαια.

Σύμφωνα με το Προσχέδιο αναθεωρημένης έκδοσης του ΕΣΕΚ (Οκτώβριος 2023) και όσον αφορά την εγκατάσταση υβριδικών συστημάτων, προβλέπεται αρχικά η ένταξη υβριδικών σταθμών εγγυημένης ισχύος 240 MW έως το 2026. Υβριδικοί σταθμοί συνολικής εγγυημένης ισχύος 120 MW θα εγκατασταθούν σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, όπως η Ρόδος, η Λέσβος, η Κως, η Μεγίστη, τα Αντικύθηρα, η Γαύδος, η Ερεϊκούσα κ.α. Οι υπόλοιποι υβριδικοί σταθμοί συνολικής εγγυημένης ισχύος 120 MW θα εγκατασταθούν στην Κρήτη και θα περιλαμβάνουν συστήματα αντλησιοταμίευσης με αιολικούς σταθμούς με εγγυημένη ισχύ έως και 50 MW, υβριδικούς σταθμούς που αποτελούνται από συσσωρευτές με αιολικούς σταθμούς εγγυημένης ισχύος έως και 50 MW και σταθμούς με φωτοβολταϊκούς σταθμούς εγγυημένης ισχύος έως και 50 MW. Στην κατεύθυνση αυτή θεσπίστηκε ειδικό πλαίσιο Καθεστώτος Λειτουργικής Ενίσχυσης για τη σύναψη Σύμβασης Λειτουργικής Ενίσχυσης για Υβριδικούς Σταθμούς στα ΜΔΝ έως και την 31η Δεκεμβρίου 2026 με το άρθρο 113 του Ν. 5037/2023, το οποίο τροποποίησε το άρθρο 21 του

ν. 4414/2016, που αφορά σε υβριδικούς σταθμούς με ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά συστήματα, ως μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ.

Το Ταμείο Απανθρακοποίησης Νησιών είναι ένα νέο εργαλείο που δίνει τη δυνατότητα χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ και ενεργειακής μετάβασης των νησιών, εξασφαλίζοντας τους απαραίτητους πόρους, που ανάλογα με την τιμή των ρύπων τα επόμενα χρόνια, μπορούν να φτάσουν ως και 3 δισεκατομμύρια ευρώ.

Χάρτης 42: Ανάπτυξη Υβριδικών Συστημάτων ΑΠΕ



Το Ταμείο Απανθρακοποίησης Νησιών είναι ένα νέο εργαλείο που δίνει τη δυνατότητα χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ και ενεργειακής μετάβασης των νησιών, εξασφαλίζοντας τους απαραίτητους πόρους, που ανάλογα με την τιμή των ρύπων τα επόμενα χρόνια, μπορούν να φτάσουν ως και 3 δισεκατομμύρια ευρώ.

Πίνακας 29: Οι ΑΠΕ στα Διασυνδεδεμένα Νησιά

Ομάδες νησιών	Εγκατεστημένα Φ/Β (kW)	Εγκατεστημένα Αιολικά (kW)
Κυκλάδες ¹	10.314,6	18.600
Κρήτη	147.619	202.690
Εύβοια	103.039,7	236.930,00
Σποράδες ²	730,8	-
Νησιά Περ. Αττικής ³	8.643	6.535
Περιφέρειες Μακεδονίας & Θράκης ⁴	4.668	230

Πηγή: ΥΠΕΝ [96]

¹ Το, Σίκινο, Μύκονο, Νάξο και Μικρές Κυκλάδες, Πάρο, Αντίπαρο και Σύρο

² Αλόνησσο, Σκιάθο και Σκόπελο

³ Τήνο, Αίγινα, Σαλαμίνα, Κέα, Άνδρο και Αγκίστρι

⁴ Θάσο, Σαμοθράκη και Αμμουλιανή

5.5.9 Διαγωνισμοί ΡΑΑΕΥ για ΑΠΕ και Αποθήκευση

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, μετά την πρώτη πιλοτική ανταγωνιστική διαδικασία του 2016, προχώρησε στην υλοποίηση των μόνιμων ανταγωνιστικών διαδικασιών την περίοδο 2018-2020, κατά τη διάρκεια της οποίας αφενός υπερκαλύφθηκε ο στόχος των 2,6GW που είχε τεθεί αρχικά, αφετέρου υπήρξε δραστική μείωση των τιμών προς όφελος των καταναλωτών και της εθνικής οικονομίας [123].

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, στις «Κατευθυντήριες γραμμές του 2022 για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του κλίματος, της προστασίας του περιβάλλοντος και της ενέργειας» (ενότητα 4.9), προσδιόρισε τους όρους υπό τους οποίους οι κρατικές ενισχύσεις για την υποστήριξη της ανάπτυξης και λειτουργίας υποδομών ενεργειακής αποθήκευσης δύνανται να συμβιβάζονται με το ενωσιακό δίκαιο. Σε συμφωνία με τα προβλεπόμενα στις Κατευθυντήριες Γραμμές, η Ελλάδα κοινοποίησε σχήμα κρατικής ενίσχυσης για τους σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (SA 64736), το οποίο εγκρίθηκε με την υπό στοιχεία C(2022) 6461/05.09.2022 “RRF – Greece – Financial support in favour of electricity storage facilities” απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής [124].

Ακολούθως με το άρθρο 143ΣΤ «Οικονομική ενίσχυση σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» του ν. 4001/2011 (εφεξής ο «Νόμος»), όπως προστέθηκε με το άρθρο 225 του ν. 4920/2022 (ΦΕΚ Α' 74/15.04.2022), καθορίστηκε το θεσμικό πλαίσιο για την ένταξη σε καθεστώς στήριξης σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέονται και λειτουργούν στο

Ε.Σ.Μ.Η.Ε., καθώς και σε σταθμούς αποθήκευσης που εγκαθίσταται σε χώρες εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου (Ε.Ο.Χ.).

Στο πλαίσιο αυτό, σε συνέχεια της κοινής υπουργικής απόφασης υπ' αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/55948/1087/20.05.2023, αυτό η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας προχώρησε στην διενέργεια πρώτης Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179), κατά τη διάρκεια της οποίας αφενός υπερκαλύφθηκε ο στόχος των 400MW αρχικά, αφετέρου υπήρξε δραστική μείωση των τιμών σε σχέση με τη μείωση της ανταγωνιστικής διαδικασίας προς όφελος των καταναλωτών και της εθνικής οικονομίας.

Συγκεκριμένα, σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/55948/1087/2023 (ΦΕΚ 3416/Β/20-05-2023) «Ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την υποπαρ. 2Α της παρ. 2 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179)» η συνολική δημοπρατούμενη ισχύς μέσω των Ανταγωνιστικών Διαδικασιών υποβολής προσφορών ανέρχεται σε χίλια (1000) MW μέγιστης ισχύος έγχυσης Ενισχυόμενων σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Στον παρακάτω Πίνακα καθορίζεται ο αριθμός των Ανταγωνιστικών Διαδικασιών και η δημοπρατούμενη ισχύς σε κάθε Ανταγωνιστική Διαδικασία. Η τελικώς κατακυρούμενη ισχύς κάθε Ανταγωνιστικής Διαδικασίας δύναται να είναι αυξημένη ή μειωμένη σε σχέση με τη δημοπρατούμενη ισχύ του Πίνακα 30.

Πίνακας 30: Διαγωνισμοί ΠΑΑΕΥ για αποθήκευση, 2023

Έτος – Τρίμηνο Προκήρυξης	Ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών	Συνολική δημοπρατούμενη ισχύς (MW)
2023 - Β'	Α' Ανταγωνιστική Διαδικασία	400
2023 - Γ'	Β' Ανταγωνιστική Διαδικασία	300
2023 - Δ'	Γ' Ανταγωνιστική Διαδικασία	300
Σύνολο		1000

Πηγή: ΥΠΕΝ

Το σχήμα προβλέπει ότι συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να λάβουν επενδυτική και λειτουργική ενίσχυση μετά από συμμετοχή τους σε ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών. Τα έργα που θα επιλεγούν θα είναι υποχρεωμένα να συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και να συνάψουν Συμβάσεις επί διαφοράς (Contract for Differences – CfDs) για διάρκεια 10 ετών διασφαλίζοντας της οικονομική τους βιωσιμότητα. Σύμφωνα με το σχήμα θα διενεργηθούν ανταγωνιστικές διαδικασίες για την χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε 1000 MW σταθμών αποθήκευσης. Τα έργα που θα επιλεγούν θα πρέπει να έχουν τεθεί σε λειτουργία μέχρι το τέλος του έτους 2025.

5.5.10 Η αγορά των PPAs

Στην ελληνική αγορά σχεδόν το σύνολο της ενέργειας διαμορφώνεται στις αγορές του Χρηματιστηρίου Ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας, Ενδοημερήσια Αγορά, Συνεχής Ενδοημερήσια Αγορά), καθώς και στην αγορά των Διμερών Συμβάσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας (Power Purchase Agreements - PPAs), η οποία αν και έχει αναπτυχθεί τα τελευταία έτη, οι συμβασιολογημένες ποσότητες μέσω των PPAs παραμένουν σε χαμηλά επίπεδα σε σύγκριση με το σύνολο της ημερήσιας ζήτησης.

Τα PPAs είναι συνήθως μακροπρόθεσμες συμβάσεις διάρκειας μεταξύ 10-20 ετών και χωρίζονται σε δυο τύπους:

- Στα εμπορικά PPAs, όπου τόσο ο παραγωγός ενέργειας όσο και ο αντισυμβαλλόμενος είναι μη κρατικές οντότητες, όπως επιχειρήσεις κοινής ωφελείας, έμποροι ηλεκτρικής ενέργειας, μεγάλοι καταναλωτές, βιομηχανίες κ.λπ.
- Στα κρατικά PPAs, όπου ο αντισυμβαλλόμενος με τον παραγωγό είναι μια κρατική οντότητα που προσφέρει είτε ένα ανταγωνιστικά καθορισμένο συμβόλαιο επί της διαφοράς (CfD) ή ένα διοικητικά καθορισμένο Feed-in Tariff (FIT).

Ηλεκτροπαραγωγοί συμφωνούν είτε απευθείας με μεγάλους καταναλωτές ρεύματος είτε εμμέσως με τη μεσολάβηση διαχειριστή PPA, developer, Fund manager ή IPP (ανεξάρτητο παραγωγό ενέργειας), όγκους και τιμές πράσινης ενέργειας για διάστημα πάνω των 10 χρόνων. Με τον τρόπο αυτό τόσο οι πωλητές όσο και οι αγοραστές ηλεκτρικής ενέργειας κερδίζουν καθώς η μία πλευρά εξασφαλίζει την πώληση ποσοτήτων ρεύματος και η άλλη ικανούς όγκους για την κάλυψη των ενεργειακών της αναγκών σε ανταγωνιστικές τιμές και μεγάλο χρονικό διάστημα.

Τα PPAs αναδεικνύονται ως χρήσιμο εργαλείο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ χωρίς επιδοτήσεις, καθώς εξασφαλίζουν οικονομική ασφάλεια για τους επενδυτές, τις τράπεζες αλλά και τους αγοραστές ενέργειας.

Το μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον έχει αναδείξει την ανάγκη για θέσπιση πλατφόρμας σύναψης διμερών συμβολαίων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (RES PPAs Platform). Η στρατηγική της Ελλάδας στην προώθηση των πράσινων διμερών συμβάσεων ενέργειας μέσω της ανάπτυξης της κεντρικής πλατφόρμας έχει δύο κύριους στόχους [48]:

- Να προάγει την χρηματοδότηση και την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προσαρμοζόμενη στους ευρύτερους ευρωπαϊκούς στόχους για την ταχύτερη ενεργειακή μετάβαση.
- Με την παροχή ενός απλούστερου και τυποποιημένου πλαισίου για τις διμερείς συμβάσεις PPA, η Ελλάδα στοχεύει να προσελκύσει τόσο εγχώριους όσο και διεθνείς επενδυτές στον τομέα της ανανεώσιμης ενέργειας.

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, προωθείται η σύναψη διμερών συμβάσεων ενέργειας σε ενεργοβόρους τομείς της οικονομίας. Η μείωση του ενεργειακού κόστους των ενεργοβόρων βιομηχανικών καταναλωτών και των αγροτικών παροχών επιδιώκεται μέσω της σύναψης διμερών συμβάσεων αγοροπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας με χρηματοοικονομική διευθέτηση ή με φυσική παράδοση μεταξύ προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας και παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με στόχο να μεταφερθεί το οικονομικό όφελος της «φθηνής» πράσινης ενέργειας στους τελικούς βιομηχανικούς καταναλωτές και αγρότες.

Το 2023 και οι πρώτοι μήνες του 2024, έφεραν πάνω από 1 GW συμβολαίων PPAs στην Ελλάδα, σηματοδοτώντας την ταχεία ανάπτυξη της αγοράς, σύμφωνα με την Aurora Energy Research [125].

Διάγραμμα 135: Επισκόπηση των κυρίων PPAs στην Ελλάδα – Συμβασιοποιημένη ισχύς 1,1 GW έως Μάρτιο 2024



Πηγή: Aurora Energy Research

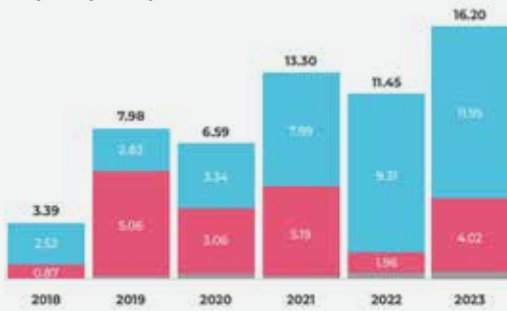
Σύμφωνα με την ετήσια έκθεση της Ελβετικής εταιρείας συμβούλων ενέργειας Pexarark [126], στην Ευρώπη τα διμερή συμβόλαια που κλείστηκαν ανάμεσα σε παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (κυρίως φωτοβολταϊκά) και μεγάλους καταναλωτές αντιστοιχούσαν σε 16,2 GW το 2023, το οποίο είναι υψηλότερο κατά 40% έναντι του 2022. Ο αριθμός των PPAs εκτινάχθηκε στα 272 καταγράφοντας μία εντυπωσιακή αύξηση της τάξης του 62% το 2023 έναντι του 2022.

Το 2023 η Ελλάδα περιλαμβάνεται ανάμεσα στις πέντε πρώτες χώρες στα PPAs με βάση το μέγεθος της ηλεκτρικής ισχύος, όπου οι διμερείς συμβάσεις αντιστοιχούσαν σε 0,95 GW και έγιναν 9 deals για PPAs (Χάρτης 43).

Στο σύνολο των ευρωπαϊκών PPAs και σε ό,τι αφορά την τεχνολογία των ΑΠΕ που έδωσαν την καθαρή ενέργεια πρώτη είναι αυτή των φωτοβολταϊκών με 10,5 GW και 160 συμφωνίες, δεύτερη εκείνη των χερσαίων αιολικών με 2,3 GW και 58 PPAs και τρίτη τεχνολογία είναι τα υπεράκτια αιολικά με 2 GW και 20 συμφωνίες.

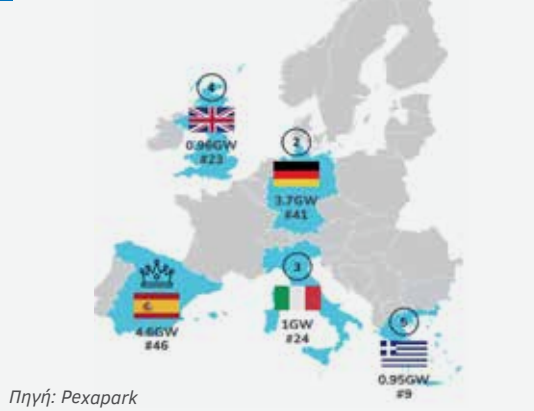
Στο top 10 των πωλητών PPAs είναι ο ενεργειακός κολοσσός στις ΑΠΕ η Iberdrola με 908 MW και 9 συμφωνίες, ενώ στους μεγαλύτερους αγοραστές πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας στην ευρωπαϊκή ήπειρο είναι η Amazon.

Διάγραμμα 136: Ισχύς συμβάσεων PPAs στην Ευρώπη, 2018- 2023



Πηγή: Pexarark

Χάρτης 43: Η ευρωπαϊκή αγορά των PPAs το 2023



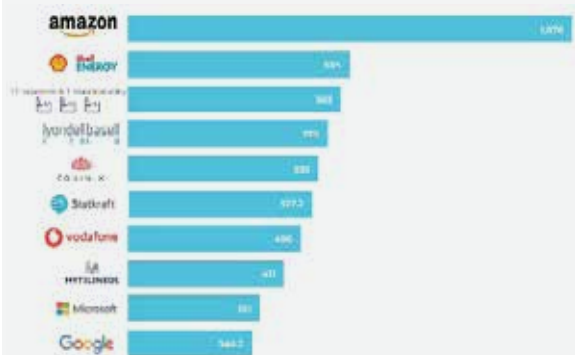
Πηγή: Pexarark

Διάγραμμα 137: Οι μεγαλύτεροι πωλητές PPAs στην Ευρώπη το 2023, MW



Πηγή: Pexarark

Διάγραμμα 138: Οι μεγαλύτεροι αγοραστές PPAs στην Ευρώπη το 2023, MW



Πηγή: Pexarark

5.5.11 Δείκτης RECAI (RENEWABLE ENERGY COUNTRY ATTRACTIVENESS INDEX)

Η ενεργειακή ασφάλεια έχει αναδειχθεί στην κορυφαία προτεραιότητα των κυβερνήσεων, εν μέσω γεωπολιτικής αστάθειας και κατακόρυφων αυξήσεων στην τιμή του φυσικού αερίου. Ως αποτέλεσμα, οι κυβερνήσεις ανά τον κόσμο αναζητούν τρόπους να επιταχύνουν και να επεκτείνουν τα εθνικά προγράμματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), με στόχο να μειώσουν τον βαθμό εξάρτησης σε εισαγωγές ενέργειας, σύμφωνα με την 63η έκδοση της εξαμηνιαίας παγκόσμιας έκθεσης της EY, Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI).

Η ελκυστικότητα της Ελλάδας ως προς τις επενδύσεις σε ΑΠΕ, αυξήθηκε σημαντικά με τη χώρα να «κερδίζει» ακόμη δύο θέσεις στη σχετική κατάταξη τον Ιούνιο 2024 σε σχέση με το με έξι μήνες πριν, καταλαμβάνοντας την 16η θέση, ανάμεσα σε 40

κράτη – μια ιστορικά υψηλή επίδοση (Πίνακας 31). Η έκθεση σημειώνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα έχει διπλασιαστεί τα τελευταία τέσσερα χρόνια, με την πράσινη ενέργεια να αντιπροσωπεύει πλέον το 50% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προσθέτει επίσης ότι οι υψηλές τιμές ενέργειας και η κρατική υποστήριξη οδήγησαν στη δημιουργία τοπικών κοινοτήτων παραγωγής ενέργειας. Επιπλέον, υπογραμμίζει τη βελτίωση της κατάταξης της Ελλάδας στις Διμερείς Συμβάσεις Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας (PPAs), με τη χώρα να σκαρφαλώνει από την 26η στην 21η θέση του σχετικού δείκτη. Σημειώνεται ότι αν και ο αριθμός τέτοιων συμφωνιών στην Ελλάδα παραμένει σχετικά μικρός, η αναδυόμενη αγορά PPAs παρουσιάζει σημάδια ανάπτυξης. Αυτή η αγορά κυριαρχείται από έργα ηλιακής ενέργειας που εκμεταλλεύονται πλήρως την ηλιοφάνεια, με μικρότερη συμμετοχή από την χερσαία αιολική ενέργεια [127].

Πίνακας 31: Δείκτης ελκυστικότητας ΑΠΕ – RECAI INDEX

Ranking	Market	Previous ranking	Movement vs. previous	Score	Technology-specific scores							
					Onshore wind	Offshore wind	Solar PV	Solar CSP	Biomass	Geothermal	Hydro	BESS*
1	US	1	▲	73.6	59.7	61.2	56.5	51.2	30.1	49.2	39.1	57.6
2	China Mainland	3	▲	72.0	53.6	57.8	61.5	55.8	52.6	30.6	52.9	57.1
3	Germany	2	▼	70.5	54.2	52.1	55.2	31.7	51.5	39.5	28.9	41.4
4	France	4	●	68.7	56.2	50.4	53.0	32.6	48.1	39.3	40.8	31.3
5	Australia	5	●	68.5	53.0	34.0	56.9	50.1	42.1	15.7	24.7	47.7
6	UK	7	▲	68.4	59.5	60.1	45.8	15.1	56.2	37.6	37.9	49.5
7	India	6	▼	66.5	51.5	25.7	61.8	48.7	44.3	24.7	48.2	31.8
8	Denmark	9	▲	64.3	52.7	52.3	47.1	17.3	44.1	16.4	21.5	18.2
9	Canada	11	▲	64.1	60.3	34.2	46.3	19.8	36.1	34.8	45.8	27.0
10	Japan	13	▲	64.0	49.0	53.5	49.6	19.1	57.6	44.6	30.5	31.1
11	Netherlands	10	▼	63.6	51.0	49.4	47.4	16.1	52.7	24.7	26.5	21.8
12	Spain	8	▼	63.6	51.5	35.8	50.2	48.2	40.4	15.4	23.0	25.9
13	Italy	14	▲	62.8	48.4	42.7	50.3	35.7	42.4	39.3	49.2	32.8
14	Ireland	12	▼	62.8	48.9	46.5	46.7	19.9	37.1	18.1	22.0	29.8
15	Chile	16	▲	61.3	51.6	25.2	47.8	54.2	37.3	49.5	41.8	30.1
16	Greece	18	▲	60.6	50.0	31.5	47.7	35.3	44.8	29.1	36.3	29.5
17	Belgium	21	▲	60.4	54.4	39.6	42.2	18.4	44.9	20.3	27.1	29.6
18	Poland	15	▼	60.3	48.1	41.5	47.9	13.9	47.1	19.9	35.1	26.0
19	Sweden	17	▼	59.7	50.1	41.1	40.7	16.1	44.9	18.6	35.4	26.1
20	Brazil	19	▼	59.6	50.1	33.1	53.0	25.9	49.2	12.9	46.6	19.1

*Battery energy storage systems

Πηγή: EY

5.5.12 Ανακύκλωση υλικών έργων ΑΠΕ

Η ανάπτυξη της αγοράς των φωτοβολταϊκών πάνελ και των ανεμογεννητριών συνεπάγεται την αύξηση των αποβλήτων που προέρχονται από τις δύο αυτές τεχνολογίες στο μέλλον. Προκειμένου οι τεχνολογίες αυτές να αποτελούν μία πραγματικά οικονομική και φιλική προς το περιβάλλον τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει να εφαρμόζεται μία πολιτική για την διαχείριση των αποβλήτων που προέρχονται από τις ΑΠΕ που να είναι βιώσιμη.

Η συνεχής αύξηση χρόνο με το χρόνο των αιολικών πάρκων και των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών

(Α/Γ) οδηγεί σε ολοένα και μεγαλύτερη χρήση πόρων και για το λόγο αυτό κρίνεται αναγκαία η σωστή διαχείριση των αποβλήτων.

Μια ανεμογεννήτρια αποτελείται από τα θεμέλια, τον πυλώνα, τη γεννήτρια και τα πτερύγια. Μετά το πέρας του κύκλου ζωής της, η ανεμογεννήτρια αποσυναρμολογείται, γίνεται η διαχείριση των επιμέρους υλικών της και ο χώρος αποκαθίσταται. Σύμφωνα με την ΕΛΕΤΑΕΝ [128], το ποσοστό ανακύκλωσης είναι σημαντικό 85-90%. Πρόκληση αποτελούν τα πτερύγια λόγω των σύνθετων υλικών (composite materials) που περιλαμβάνουν. Αυτά τα

υλικά είναι όμοια με αυτά που χρησιμοποιούνται στην κατασκευή πλοιαρίων και σκαφών αναψυχής, και δεν είναι τοξικά μετά την κατασκευή τους. Παρά τη μεγάλη ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας τα επόμενα χρόνια, το μερίδιο των αποβλήτων σύνθετων υλικών από ανεμογεννήτριες θα είναι παγκοσμίως μικρότερο από 10% το 2025.

Στόχος του αιολικού κλάδου είναι η ανακύκλωση των ανεμογεννητριών να φθάσει στο 100% και έχει πραγματοποιηθεί μεγάλη πρόοδος τα τελευταία χρόνια. Ήδη οι κατασκευάστριες εταιρείες ανεμογεννητριών έχουν σχεδιάσει και εφαρμόσει λύσεις για τα σύνθετα υλικά σε δύο μέτωπα:

α) την ανάπτυξη νέων τεχνικών για την αποδοτική ανακύκλωση των υφιστάμενων πτερυγίων με διαχωρισμό των υλικών τους. Τα διαχωρισμένα υλικά χρησιμοποιούνται στη συνέχεια, για την κατασκευή νέων πτερυγίων. Σημαντικό παράδειγμα αποτελεί η νέα χημική διεργασία που ανέπτυξε η Vestas με τους συνεργάτες της στο πλαίσιο της πρωτοβουλίας CETEC. Με τη διεργασία αυτή διαχωρίζονται τα υλικά των πτερυγίων διασπώντας χημικά την ρητίνη των σύνθετων υλικών σε διαχωρισμένα «καθαρά» υλικά τα οποία επαναχρησιμοποιούνται. Αυτό μηδενίζει την ανάγκη για άλλου είδους διαχείριση των παλιών πτερυγίων όταν παροπλιστούν. Καθώς η χημική αυτή διαδικασία βασίζεται σε ευρέως διαθέσιμα χημικά, είναι συμβατή για βιομηχανοποίηση και γρήγορη ανάπτυξη σε μεγάλη κλίμακα. Η μέθοδος έχει βραβευθεί από τη διεθνή επιστημονική κοινότητα.

β) την ανάπτυξη νέων υλικών ώστε τα νέα πτερύγια να είναι πλήρως ανακυκλώσιμα με πιο εύκολο και αποτελεσματικό τρόπο. Τέτοια πτερύγια έχουν ήδη εγκατασταθεί και διατίθενται πλέον στη διεθνή αγορά. Για παράδειγμα η Siemens Gamesa έχει αναπτύξει πλήρως ανακυκλώσιμα πτερύγια, το πρώτο από τα οποία εγκαταστάθηκε στον Ιούλιο 2022 στη Γερμανία. Ήδη διατίθενται στη διεθνή αγορά π.χ. 132 ανακυκλώσιμα πτερύγια της Siemens Gamesa σε θαλάσσιο αιολικό πάρκο της RWE στο Ηνωμένο Βασίλειο. Και η LM Wind Power (όμιλος GE) έχει κατασκευάσει το δικό της πλήρως ανακυκλώσιμο πτερύγιο ολόκληρο.

Σημαντική είναι η πρωτοβουλία «Urban Blades» της ΕΛΕΤΑΕΝ σε συνεργασία με την εταιρεία κατασκευής και εμπορίας προϊόντων αστικού εξοπλισμού Urban Innovations.

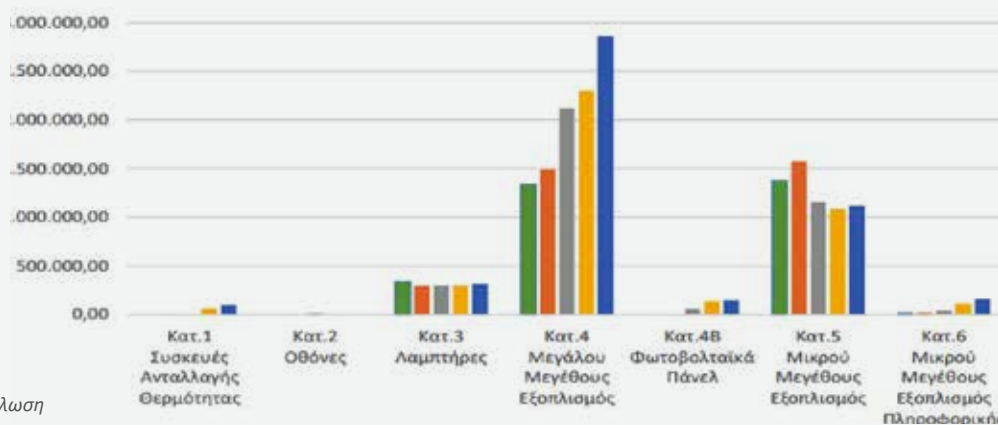
Η πρωτοβουλία επιδιώκει την εναλλακτική διαχείριση των παλιών πτερυγίων, μέσω την μετατροπή τους σε προϊόντα αστικού εξοπλισμού (παγκάκια, ζαρντιέρες, στάσεις λεωφορείων, info kiosk κ.α) και επίπλων προσεγγμένου σχεδιασμού [128].

Σύμφωνα με εκτιμήσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης της βιομηχανίας συνθετικών υλικών (EuCIA) [129], τα απόβλητα των πτερυγίων των Α/Γ θα αποτελούν το 10% του συνολικού μεγέθους των αποβλήτων από θερμοσκληρυνόμενα σύνθετα υλικά μέχρι το 2025 (περίπου 5% των εκτιμώμενων σύνθετων αποβλήτων που συνδυάζουν θερμοσκληρυνόμενα και θερμοπλαστικά), που αντιστοιχεί σε 66,000 τόνους θερμοσκληρυνόμενων σύνθετων υλικών. Το γεγονός αυτό καθιστά προτεραιότητα της βιομηχανίας Α/Γ την ανακύκλωση των σύνθετων υλικών από τα οποία είναι κατασκευασμένα τα πτερύγια. Αυτό απαιτεί υλικοτεχνικές και τεχνολογικές λύσεις για αποσυναρμολόγηση, συλλογή, μεταφορά και διαχείριση των αποβλήτων. Επιπρόσθετα, με την ολοένα αυξανόμενη χρήση των φωτοβολταϊκών, εμφανίζονται νέες προκλήσεις. Η συλλογή των αποβλήτων φ/β πλαισίων πραγματοποιείται από το ΣΣΕΔ ΦΩΤΟΚΥΚΛΩΣΗ ΑΕ που ξεκίνησε το 2020 και έλαβε έγκριση ως πρώτος και μόνος αρμόδιος φορέας για τη διαχείριση φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια υπάγονται στην κατηγορία του Ηλεκτρικού και Ηλεκτρονικού Εξοπλισμού (ΗΗΕ) σύμφωνα με την Οδηγία 2012/19/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 4/7/12 η οποία και ρυθμίζει τους κανόνες και τις προϋποθέσεις για την εναλλακτική διαχείριση των Αποβλήτων ΗΗΕ (ΑΗΗΕ).

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ αποτελούνται κατά το μεγαλύτερο μέρος τους από γυαλί 80%, αλουμίνιο 10% και χαλκό. Υπάρχουν όμως κι άλλα πολύτιμα και κρίσιμα για την οικονομία υλικά όπως το μεταλλικό πυρίτιο και το αντιμόνιο.

Διάγραμμα 139: Συλλογή Αποβλήτων Ηλεκτρονικού Εξοπλισμού (Kg), 2019 -2023



Πηγή: Φωτοκύκλωση

Η ανακύκλωση σ' αυτό το σημείο επικεντρώνεται στο γυαλί, το αλουμίνιο και το πυρίτιο τα οποία αξιοποιούνται εκ νέου στην παραγωγική διαδικασία, είτε των φωτοβολταϊκών είτε σε άλλο βιομηχανικό κλάδο. Βάσει της απολογιστικής έκθεσης της ΦΩΤΟΚΥΚΛΩΣΗΣ για το 2023 [130] οι συλλεγόμενες ποσότητες αποβλήτων φωτοβολταϊκών πάνελ υπολείπονται σημαντικά σε σχέση με τις υπόλοιπες ποσότητες ηλεκτρονικού εξοπλισμού, όπως απεικονίζονται στο Διάγραμμα 139.

Λόγω έλλειψης εγχώριων μονάδων ανάκτησης φ/β πλαισίων, το ΣΕΔ ΦΩΤΟΚΥΚΛΩΣΗ έχει συμβληθεί με Ιταλική εταιρεία για την ανακύκλωση αποβλήτων φ/β πλαισίων. Εάν δεν προβλεφθεί η διαχείριση των φωτοβολταϊκών πάνελ μετά το τέλος ζωής τους, τα απόβλητά τους μπορούν να έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Σε ό,τι αφορά την ανακύκλωση στους σταθμούς βιομάζας, σύμφωνα με την Ελληνική Εταιρεία Ανάπτυξης Βιομάζας (ΕΛΕΑΒΙΟΜ) [131], η ανακύκλωση λαμβάνει χώρα ήδη από την πρώτη μέρα λειτουργίας σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και θερμικών μονάδων βιομάζας, μέσω της βιώσιμης αξιοποίησης οργανικών πόρων οι

οποίοι, σε διαφορετική περίπτωση, θα επιβάρυναν ανεξέλεγκτα το περιβάλλον.

Η έννοια της ανακύκλωσης στους σταθμούς βιομάζας, εδράζεται επομένως σε 4 βασικούς και διακριτούς πυλώνες:

- Αξιοποίηση οργανικής ύλης (υπολειμματικής βιομάζας) ως πρώτης ύλης – καυσίμου για τη λειτουργία των μονάδων σε καθημερινή βάση,
- Διαχείριση αναλωσίμων και αποβλήτων (π.χ. λιπαντικά, έλαια, φίλτρα, κ.λ.π.) στο πλαίσιο της συνήθους λειτουργίας και συντήρησης και μέσω συνεργασιών με αδειοδοτημένους αποδέκτες,
- Αξιοποίηση παραπροϊόντων παραγωγής ενέργειας (π.χ. τέφρα, βιοεξανθράκωμα) ως χρήσιμα εδαφοβελτιωτικά προϊόντα για τη γεωργία, ύλες για τη βιομηχανία, στερεά βιοκαύσιμα οικιακής και επαγγελματικής χρήσης, κ.α,
- Πλήρης ανακύκλωση του τεχνικού εξοπλισμού της μονάδας στο τέλος του ενεργού ή συμβατικού κύκλου ζωής του, σύμφωνα με τις προβλεπόμενες περιβαλλοντικές διατάξεις.

5.6 Εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου

5.6.1 Η κατάσταση στην Ελλάδα

Σύμφωνα με στοιχεία από την έκθεση του Energy Institute «Statistical Review of World Energy 2024/73rd Edition, οι εκπομπές αερίου του θερμοκηπίου στην Ελλάδα μειώθηκαν το 2023 φτάνοντας τους 63,3 εκατομμύρια τόνους, από 85,5 εκατομμύρια τόνους το 2013 (Διάγραμμα 140). Η μεγαλύτερη πτώση των εκπομπών παρουσιάστηκε το 2020, λόγω της μείωσης των δραστηριοτήτων από την πανδημία του κορονοϊού.

Σημειώνεται ότι οι παραπάνω εκπομπές είναι το άθροισμα των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από την ενέργεια, των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από την καύση αερίων, των εκπομπών μεθανίου (σε ισοδύναμο διοξειδίου του άνθρακα) που σχετίζονται με την παραγωγή, μεταφορά και διανομή ορυκτών καυσίμων, καθώς και εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από βιομηχανικές διεργασίες.

Το βασικό εργαλείο της Ελλάδας για την επίτευξη των κλιματικών στόχων για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στους τομείς παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, της ενεργοβόρου βιομηχανίας και των αερομεταφορών, είναι το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της ΕΕ-27 που λειτουργεί από το 2005. Με βάση την τελευταία αναθεώρηση της σχετικής οδηγίας «ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2023/959 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 10ης Μαΐου 2023 για την τροποποίηση της οδηγίας 2003/87/ΕΚ σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Ένωσης

και της απόφασης (ΕΕ) 2015/1814 σχετικά με τη θέσπιση και τη λειτουργία αποθεματικού για τη σταθερότητα της αγοράς όσον αφορά το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου της Ένωσης»²⁷ από τον Ιανουάριο του 2024 το ΣΕΔΕ επεκτάθηκε ώστε να καλύπτει το 100% των εκπομπών από τα μεγάλα πλοία (5,000 τόνων και άνω) που μετακινούνται μεταξύ των λιμένων της ΕΕ και το 50% των εκπομπών των πλοίων που εκκινούν ή τερματίζουν σε λιμάνια της ΕΕ διερχόμενα από τρίτες χώρες. Επιπλέον, από το 2027 ή το αργότερο από το 2028, θα εισαχθεί ένα δεύτερο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ-2), το οποίο θα καλύπτει τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου από τους τομείς των κτιρίων και των οδικών μεταφορών.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τον Οκτώβριο 2024 την Έκθεση Προόδου για τη Δράση για το Κλίμα [132], η οποία δείχνει ότι οι καθαρές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην ΕΕ μειώθηκαν κατά 8,3 % το 2023 σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Πρόκειται για τη μεγαλύτερη ετήσια πτώση εδώ και δεκαετίες, με εξαίρεση το 2020, όταν η νόσος COVID-19 οδήγησε σε μείωση των εκπομπών κατά 9,8 %. Οι καθαρές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι πλέον 37 % κάτω από τα επίπεδα του 1990, ενώ το ΑΕΠ αυξήθηκε κατά 68 % κατά την ίδια περίοδο, γεγονός που δείχνει τη συνεχιζόμενη αποσύνδεση των εκπομπών από την οικονομική ανάπτυξη. Η ΕΕ παραμένει σε καλό δρόμο για να επιτύχει τη δέσμευσή της για μείωση των εκπομπών κατά τουλάχιστον 55 % έως το 2030.

²⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959>

Διάγραμμα 140: Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα



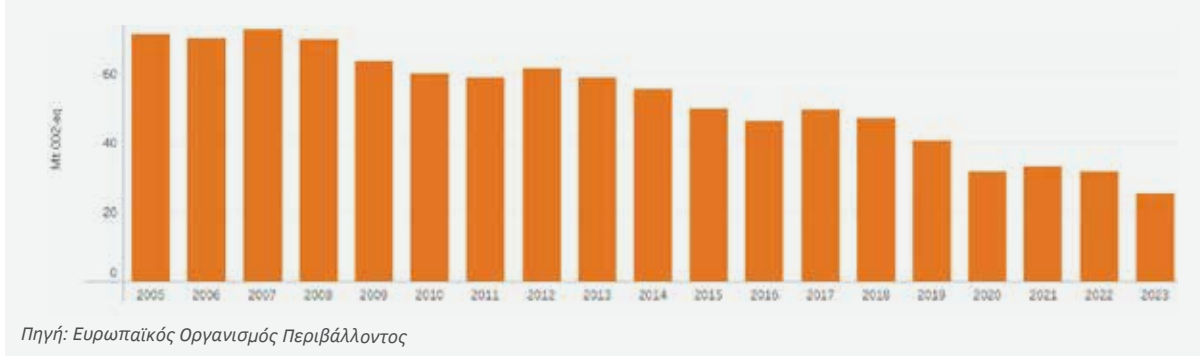
Μεταξύ των πορισμάτων της έκθεσης περιλαμβάνονται τα εξής:

- μια πρωτοφανής μείωση κατά 16,5% των εκπομπών του 2023 από ηλεκτροπαραγωγικές και βιομηχανικές εγκαταστάσεις που περιλαμβάνονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ.
- μείωση κατά 24% των εκπομπών από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τη θέρμανση, στο πλαίσιο του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ, χάρη στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδίως της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας.
- Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ παρήγαγε έσοδα ύψους 43,6 δισ. ευρώ το 2023 για επενδύσεις στη δράση για το κλίμα.

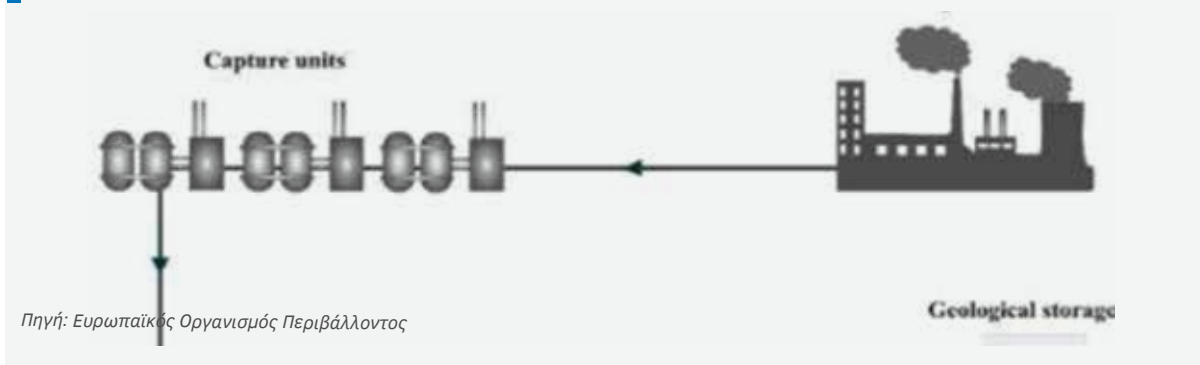
- μείωση κατά περίπου 2 % το 2023 των συνολικών εκπομπών από τα κτίρια, τη γεωργία, τις εγχώριες μεταφορές, τις μικρές βιομηχανίες και τα απόβλητα.
- αύξηση κατά 8,5 % το 2023 της φυσικής απορρόφησης άνθρακα στην ΕΕ, που συνιστά αντιστροφή της πρόσφατης πτωτικής τάσης στον τομέα της χρήσης γης και της δασοκομίας.
- Από την άλλη, οι εκπομπές από τις αεροπορικές μεταφορές αυξήθηκαν κατά 9,5 %, συνεχίζοντας την τάση που σημειώνουν στη μετά-COVID εποχή.

Το 2023 καταγράφηκαν οι χαμηλότερες εκπομπές από σταθερές εγκαταστάσεις στους τομείς που περιλαμβάνονται στο ΣΕΔΕ από το 2005 που είναι το έτος έναρξης του ΣΕΔΕ, τόσο στην ΕΕ-27 (1.071 εκατομμύρια τόνοι) όσο και στην Ελλάδα (25 εκατομμύρια τόνοι) [133].

Διάγραμμα 141: Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα στο πλαίσιο του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (σταθερές εγκαταστάσεις)



Διάγραμμα 142: Εξέλιξη εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα ανά τομέα



Μεταξύ του 2005 και του 2023 η Ελλάδα κατατάσσεται 4η μεταξύ των κρατών μελών ως προς τη μείωση των εκπομπών από τους τομείς της παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας και της ενεργοβόρου βιομηχανίας, με ποσοστό -65,4%. Η πρόοδος στην Ελλάδα αποδίδεται κυρίως στη μείωση της χρήσης του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή με -85,8% λιγότερες εκπομπές το 2023 σε σχέση με το 2005. Πολύ μικρότερη ήταν η μείωση από τις μονάδες φυσικού αερίου την αντίστοιχη περίοδο με ποσοστό -3,7% μεταξύ 2005-2023. Οι εκπομπές από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο ήταν 6,17 εκατομμύρια τόνοι το 2023, μειωμένες κατά 17,7% σε σχέση με το 2022 και στα ίδια επίπεδα με τις αντίστοιχες εκπομπές του 2020.

Σύμφωνα με το Δείκτη CCPI (Climate Change Performance Index) για την αξιολόγηση των χωρών για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής για το έτος 2025, η Ελλάδα κατατάσσεται στη 33η θέση με «μέτρια» επίδοση στις Εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου και στην 37η θέση με «χαμηλή» επίδοση στην Κλιματική Πολιτική [134].

5.6.2 Έργα Δέσμευσης και Αποθήκευσης CO₂

Στα τρία ανέρχονται τα επενδυτικά έργα δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ (Carbon Capture and Storage-CCS) στην Ελλάδα, γεγονός που επιβεβαιώνει πως η τεχνολογία θα διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στην απανθρακοποίηση των βιομηχανιών και την επίτευξη του φιλόδοξου στόχου για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% έως το 2030.

Prinos CO₂ Storage

Το έργο «Prinos CO₂ Storage» είναι το μοναδικό που αναπτύσσεται στην Ανατολική Μεσόγειο, ενώ συνολικά στον ευρωπαϊκό Νότο μόνο τρία τέτοια σχέδια, σε Πρίνο, Ραβένα, Πυρηνάια, βρίσκονται σε εξέλιξη. Το ελληνικό έργο εντάχθηκε και επίσημα στη νέα λίστα των Έργων Κοινού/ Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (PCI/PMI) της ΕΕ «ΚΑΤ' ΕΞΟΥΣΙΟΔΟΤΗΣΗ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) 2024/1041 ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ της 28ης Νοεμβρίου 2023 για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) 2022/869 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου

Πίνακας 32: Πίνακας κατάταξης χωρών ως προς τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, αποτελέσματα 2025

Rank	Country	Score*	Overall Rating	GHG per Capita – current level (including LULUCF)**	GHG per Capita – current trend (excluding LULUCF)**	GHG per Capita – compared to a well-below-2°C benchmark	GHG 2030 Target – compared to a well-below-2°C benchmark
1	--	--	Very High	--	--	--	--
2	--	--	Very High	--	--	--	--
3	--	--	Very High	--	--	--	--
4	Luxembourg	34.13	High	Very Low	Very High	Very high	Very high
5	Sweden	31.79	High	Very high	High	High	High
6	Chile	30.87	High	High	Medium	Very high	Very high
7	Philippines	30.73	High	Very high	Low	Very high	Very high
8	Nigeria	30.50	High	High	Medium	Very high	Very high
9	Estonia	29.90	High	Low	Very high	High	Medium
10	United Kingdom	29.67	High	Medium	High	High	High
11	Pakistan	29.58	High	Very high	Medium	Very high	High
12	Denmark	29.09	High	Medium	High	High	High
13	India	28.78	High	Very high	Very Low	Very high	Very high
14	Morocco	28.76	High	High	Very Low	Very high	Very high
15	Portugal	28.11	High	High	Very High	Medium	Medium
16	Thailand	28.08	High	High	Medium	High	High
17	Netherlands	27.29	High	Low	Very High	Medium	Medium
18	Romania	27.26	High	High	Medium	High	Medium
19	Egypt	27.14	High	High	Low	Very high	High
20	Slovakia	26.89	High	Medium	High	High	Medium
21	Germany	26.01	Medium	Low	High	Medium	High
22	Algeria	26.75	Medium	Medium	Medium	High	High
23	Switzerland	26.74	Medium	High	High	Medium	Medium
24	Norway	26.49	Medium	Medium	High	Medium	High
25	France	26.34	Medium	Medium	High	Medium	Medium
26	Belgium	26.03	Medium	Low	High	Medium	Medium
27	Spain	26.02	Medium	High	High	Medium	Medium
28	Finland	25.90	Medium	Low	Very High	Low	Medium
29	Lithuania	25.83	Medium	High	Medium	High	Low
30	Malta	25.80	Medium	High	Medium	Medium	High
31	European Union (27)	25.63	Medium	Medium	High	Medium	Medium
32	Slovenia	25.58	Medium	Medium	High	Low	Medium
33	Greece	25.15	Medium	Medium	High	Low	Medium
34	Hungary	24.84	Medium	Medium	High	Medium	Low
35	Austria	24.25	Medium	Medium	High	Low	Medium
36	Mexico	24.19	Medium	High	Very Low	High	Medium
37	Cyprus	23.35	Medium	Medium	Medium	Low	High
38	Italy	23.34	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
39	Malaysia	23.32	Medium	Medium	Very Low	High	Medium
40	Belarus	23.10	Medium	High	Medium	High	Low
41	Australia	22.91	Medium	Very Low	High	High	High
42	Czech Republic	22.32	Low	Very Low	High	Medium	Low
43	South Africa	22.28	Low	Medium	High	Low	Low
44	Ireland	21.92	Low	Very Low	High	Low	High
45	Poland	21.58	Low	Low	Medium	Low	Medium

Πηγή: Germanwatch, NewClimate Institute & Climate Action Network

όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος και έργων αμοιβαίου ενδιαφέροντος» [135].

Το έργο «Prinos CO₂», προβλέπεται να αποτελέσει κόμβο αποθήκευσης CO₂ σε βιομηχανική/εμπορική κλίμακα στη Μεσόγειο. Το έργο στοχεύει στη διαχείριση του CO₂ που παράγεται τόσο από τοπικές πηγές, όσο και από απομακρυσμένες πηγές.

Εντός της χώρας, το CO₂ θα μεταφέρεται στον Πρίνο με αγωγό, ενώ από τις άλλες χώρες η μεταφορά θα γίνεται με πλοίο. Για το έργο “ApolloCO₂” του ΔΕΣΦΑ που περιλαμβάνει ένα νέο δίκτυο αγωγών μεταφοράς CO₂ έχουν εξασφαλιστεί από το REPowerEU κεφάλαια 75 εκατ. ευρώ. Το δίκτυο θα ξεκινάει από τα σύνορα της Αττικής με τη Βοιωτία, θα διασχίζει το λεκανοπέδιο προς τον Νότο και αρχικά θα συλλέγει ρύπους, σε αέρια μορφή, από τσιμεντοβιομηχανίες και διυλιστήρια.

Σε εγκατάσταση στη περιοχή της Ρεβυθούσας το CO₂ θα υδροποιείται και θα αποθηκεύεται προσωρινά σε ειδική εγκατάσταση, μέχρι τη φόρτωσή του σε πλοία CO₂, που θα το μεταφέρουν διά θαλάσσης στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης του Πρίνου. Στην εμβέλεια του έργου βρίσκονται ρυπαντές που εκπέμπουν περί τους 11 εκατομμύρια τόνους CO₂ ετησίως. Έως σήμερα, έχουν ολοκληρωθεί οι μελέτες σκοπιμότητας,

Σύμφωνα με πηγές του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) έως τα τέλη Ιουνίου αναμένεται να υποβληθεί στην ΕΔΕΥΕΠ η αίτηση για άδεια αποθήκευσης CO₂ –συνοδευόμενη από τις σχετικές τεχνικές μελέτες– η οποία στη συνέχεια θα αποσταλεί στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή για αξιολόγηση. Βάσει της άδειας ερευνών, η Energean έχει προθεσμία έως τον Αύγουστο του 2025 για να ολοκληρώσει τη διερεύνηση του δυναμικού αποθήκευσης CO₂.

Ο προϋπολογισμός του έργου είναι άνω του 1,5 δισ. ευρώ, εκ των οποίων περίπου 600 εκατ. ευρώ αφορούν το τμήμα του ΔΕΣΦΑ και τα υπόλοιπα της Energean. Ο σχεδιασμός της Energean περιλαμβάνει την κατασκευή αποθήκης σε εξαντλημένο κοίτασμα του Πρίνου, με δυναμικότητα απορρόφησης 2,5 με 3 εκατ. τόνων CO₂ κατ’ έτος σε πλήρη λειτουργία. Η πρώτη φάση, για δυναμικότητα περίπου 1 εκατ. τόνων ετησίως αναμένεται να ξεκινήσει το 2026, με σταδιακή εισπίεση του CO₂, ενώ η Β’ Φάση (έως 3 εκατ. τόνοι) θα ακολουθήσει το 2028.

Σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα της Energean, μέσα στο 2024 θα πραγματοποιηθεί το δεσμευτικό markettest, ώστε έως το πρώτο τρίμηνο του 2025 να έχουν υπογραφεί δεσμευτικά συμβόλαια με τις βιομηχανικές επιχειρήσεις (emitters) που θα επιλεγούν και να ληφθούν οι Τελικές Επενδυτικές Αποφάσεις και από τις δύο πλευρές. Ως τον Απρίλιο 2024 η Energean έχει υπογράψει 9 μη δεσμευτικά Μνημόνια Κατανόησης (MoUs) με ενδιαφερόμενους emitters από την Ελλάδα και γειτονικές χώρες. Η Energean προγραμματίζει να πραγματοποιήσει την

απαιτούμενη γεώτρηση στον Πρίνο περί τα τέλη του 2025, με στόχο να λάβει στη συνέχεια την άδεια λειτουργίας και να έχει καταστεί η μονάδα αποθήκευσης CO₂ λειτουργήσιμη έως το πρώτο τρίμηνο του 2026 [136].

IFESTOS

Ο Όμιλος TITAN υπέγραψε Συμφωνία Επιχορήγησης με το Ταμείο Καινοτομίας της ΕΕ για το πρωτοποριακό έργο δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα «IFESTOS» που θα υλοποιηθεί στην Ελλάδα. Η επιλογή του έργου έγινε στο πλαίσιο της τρίτης πρόσκλησης υποβολής προτάσεων για έργα μεγάλης κλίμακας από το Ταμείο Καινοτομίας της ΕΕ τον Ιούλιο 2023. Το Ταμείο Καινοτομίας της ΕΕ, ένα από τα μεγαλύτερα προγράμματα στον κόσμο για τη επιχορήγηση καινοτόμων τεχνολογιών με στόχο τη μείωση των εκπομπών CO₂, θα υποστηρίξει το έργο του Ομίλου με επιχορήγηση ύψους €234 εκατομμυρίων. Το έργο δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα «IFESTOS» του Ομίλου TITAN, προβλέπει την κατασκευή μονάδας δέσμευσης άνθρακα μεγάλης κλίμακας στο εργοστάσιο του Τιτάνα στο Καμάρι Βοιωτίας.

Όπως αναφέρει ο όμιλος [137], η εγκατάσταση αυτή θα επιτρέψει τη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά την παραγωγή τσιμέντου και την προσφορά καινοτόμων, «πράσινων» δομικών υλικών στις αγορές μας. Η ζήτηση αυτών των υλικών αυξάνεται συνεχώς, καθώς συμβάλλουν στη δημιουργία ενός οικιστικού περιβάλλοντος βιώσιμου και φιλικού προς το κλίμα. Ο TITAN θα παράγει περίπου 3 εκατομμύρια τόνους τσιμέντου μηδενικού άνθρακα ετησίως για να εξυπηρετήσει τις αυξανόμενες ανάγκες για «πράσινες» κατασκευές στη μητροπολιτική περιοχή της Αθήνας και πέραν αυτής. Ανάλογα με το σχετικό ρυθμιστικό και αδειοδοτικό πλαίσιο, η λειτουργία αυτών των τεχνολογιών μπορεί να οδηγήσει σε ετήσια αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου άνω των 1,9 εκατομμυρίων τόνων CO₂, καθιστώντας το Καμάρι μία από τις μεγαλύτερες εγκαταστάσεις δέσμευσης άνθρακα στην Ευρώπη. Το έργο θα αποτελέσει μέρος ενός οικοσυστήματος έργων που θα συνδυάζουν εγκαταστάσεις δέσμευσης άνθρακα με υποδομές μεταφοράς και αποθήκευσης. Ο TITAN έχει ήδη υπογράψει μνημόνια συνεργασίας με δυναμικούς εταίρους και θα συνεχίσει την ωρίμανση του έργου.

IRIS

Την Πέμπτη 13 Ιουλίου 2023, το Ταμείο Καινοτομίας (Innovation Fund) της Ευρωπαϊκής Ένωσης επέλεξε το έργο IRIS της Motor Oil για χρηματοδότηση ύψους €127 εκατ., υπό την αίρεση της επιτυχούς ολοκλήρωσης της διαδικασίας Προετοιμασίας Συμφωνίας Επιχορήγησης (Grant Agreement Preparation). Τον Δεκέμβριο υπογράφηκε η συμφωνία επιδότησης-επιχορήγησης με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχει εγκριθεί η χρηματοδότηση του έργου. Το έργο βρίσκεται στο στάδιο όπου πρέπει να ετοιμαστούν οι συμφωνίες

για τον τεχνικό σχεδιασμό, για τη χρηματοδότηση του έργου από τράπεζες.

Οι τεχνικές λεπτομέρειες θα οδηγήσουν με τη σειρά τους την εταιρεία, προς τα τέλη του 2025, στο να πάρει την τελική απόφαση επένδυσης. Από τα μέσα του 2025 θα ξεκινήσει η κατασκευή του έργου, που έχει ορίζοντα ολοκλήρωσης τριών ετών. Η λειτουργία του αναμένεται στα μέσα του 2028.

Συγκεκριμένα, το έργο IRIS αφορά στη δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα από τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου του διυλιστηρίου της Motor Oil. Το IRIS θα μειώσει δραστικά το αποτύπωμα άνθρακα του διυλιστηρίου, ενώ παράλληλα θα επιδείξει ένα βιομηχανικό οικοσύστημα παραγωγής υδρογόνου με εξαιρετικά χαμηλές εκπομπές άνθρακα και τη χρήση του ως φορέα καθαρής ενέργειας. Με το έργο αυτό δίνεται στη Motor Oil η δυνατότητα να μειώσει ουσιαστικά το ανθρακικό της αποτύπωμα, να παράγει 56,000 τόνους ετησίως μπλε υδρογόνο που ικανοποιεί όλα τα όρια αειφορίας και τέλος να θέσει τις βάσεις για την παραγωγή e-fuels μέσω της κατασκευής και λειτουργίας νέας μονάδας παραγωγής συνθετικής μεθανόλης χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος [138].

Τέλος αξίζει να σημειωθεί πως τεχνολογίες Δέσμευσης Διοξειδίου του Άνθρακα μικρής κλίμακας με ενσωμάτωση του δεσμευμένου CO₂ σε στερεές ή υγρές χημικές ενώσεις, αναμένεται να χρησιμοποιηθούν και στον τομέα της ναυτιλίας. Οι πρόσφατες αποφάσεις του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (IMO/MEPC 80, Ιούλιος 2023) για δεσμευτικούς στόχους απόλυτης μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG), όπως, μεταξύ άλλων, ο στόχος αποανθρακοποίησης της ναυτιλίας (net zero) το έτος 2050 και οι ενδεικτικοί ενδιάμεσοι αλλά φιλόδοξοι στόχοι απόλυτης μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το έτος 2030 και το έτος 2040 καθιστούν την τεχνολογία δέσμευσης άνθρακα (CCS) σημαντική λύση για τη ναυτιλία, τουλάχιστον μέχρι να ωριμάσουν τα συνθετικά καύσιμα. Η τεχνολογία CCS έχει ήδη συμπεριληφθεί στα sustainable pathways του IMO και εκτιμάται ότι θα αποτελέσει μια από τις επιλογές συμμόρφωσης της πλοιοκτησίας για την επίτευξη των στόχων της αποανθρακοποίησης της ναυτιλίας [48].

5.6.3 Προοπτικές εφαρμογής τεχνολογιών CCUS στην Ελλάδα

Η πρωτοποριακή μελέτη του IENE με τίτλο «Προοπτικές Εφαρμογής των Τεχνολογιών CCUS στην Ελλάδα» («Prospects for the Implementation of CCUS Technologies in Greece» – M64) [139] προτείνει πέντε πιθανές τοποθεσίες στην Ελλάδα ως κόμβους CCUS καθώς και ένα αναλυτικό χρονοδιάγραμμα, από το 2024 ως το 2032, για την δημιουργία τους.

Στη μελέτη του IENE οι κόμβοι που προκρίνονται, εκτός από τον Πρίνο, είναι ο κόμβος Κορίνθου-Ασπρόπυργου, ο κόμβος Θεσσαλονίκης, ο κόμβος

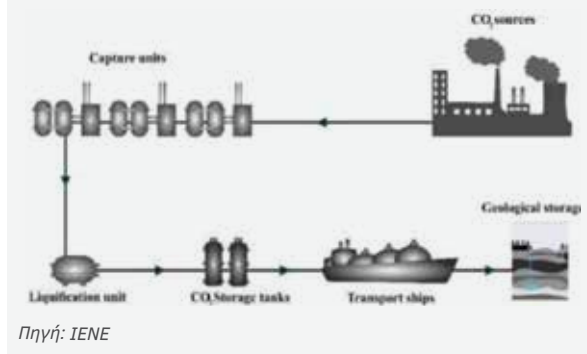
Αλεξανδρούπολης, ο κόμβος του Βόλου και ο κόμβος Δυτικής Μακεδονίας που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Πτολεμαίδα

Οι κόμβοι (hubs) είναι στην ουσία ολοκληρωμένες αλυσίδες σύλληψης, υγροποίησης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO₂, σε κοντινή απόσταση με βιομηχανικά συγκροτήματα, με τελική κατάληξη λιμενικές εγκαταστάσεις, από όπου θα μεταφέρεται το CO₂ με ειδικών προδιαγραφών πλοία, προς την τελική του αποθήκευση, είτε στην Ελλάδα, στον Πρίνο, είτε σε άλλες περιοχές στην Μεσόγειο.

Χάρτης 44: Προτεινόμενες περιοχές για CCUS hubs στην Ελλάδα



Διάγραμμα 143: Σχηματική απεικόνιση κόμβου δέσμευσης, αποθήκευσης και μεταφοράς CO₂



Ο οδικός χάρτης που αναπτύσσεται στη μελέτη του IENE παρέχει μια σαφή και συστηματική προσέγγιση όσον αφορά την ανάπτυξη ενός cluster για το CCUS στην Ελλάδα, με τα χρονικά ορόσημα να περιγράφονται ως εξής:

2024: Στήνοντας το σκηνικό

Το 2024, η ελληνική πρωτοβουλία CCUS ξεκινά με την ολοκλήρωση μιας συνολικής μελέτη σκοπιμότητας. Αυτή η μελέτη θα παρέχει κρίσιμες γνώσεις για τις τεχνικές, οικονομικές, και περιβαλλοντικές πτυχές της εφαρμογής του CCUS στην Ελλάδα. Με βάση τα ευρήματα της μελέτης σκοπιμότητας, το επόμενο βήμα είναι η υποβολή πρότασης χρηματοδότησης στην ΕΕ για την οικονομική υποστήριξη του φιλόδοξου αυτού έργου. Η επιτυχής ολοκλήρωση

των δύο αυτών αρχικών σταδίων είναι απαραίτητη για να τεθούν τα θεμέλια για την ανάπτυξη του ελληνικού cluster CCUS.

2025: Εξασφάλιση χρηματοδότησης από την ΕΕ και τεχνικός σχεδιασμός

Οικοδομώντας πάνω στις βάσεις που δημιουργήθηκαν το προηγούμενο έτος, το 2025 οι προσπάθειες θα εστιαστούν στην εξασφάλιση χρηματοδότησης του ελληνικού cluster CCUS από την ΕΕ. Αυτή η οικονομική στήριξη είναι καθοριστική ώστε το έργο να πραγματοποιηθεί στην κατάλληλη κλίμακα και να έχει τον απαραίτητο αντίκτυπο. Ταυτόχρονα, ξεκινά λεπτομερής μηχανικός σχεδιασμός για τον πρώτο κόμβο CCUS στην Ελλάδα. Αυτό το στάδιο είναι κρίσιμο για να εξασφαλιστεί η αποτελεσματική και ασφαλής δέσμευση, αξιοποίηση και αποθήκευση των εκπομπών άνθρακα.

2026: Αρχικές λειτουργίες και πλοία μεταφοράς CO₂

Το έτος 2026 σηματοδοτεί ένα σημαντικό ορόσημο καθώς ξεκινά η λειτουργία της εγκατάστασης CCUS στον Πρίνο, αποδεικνύοντας τη σκοπιμότητα και την αποτελεσματικότητα της τεχνολογίας CCUS στην Ελλάδα. Επιπλέον, για τη διευκόλυνση της μεταφοράς και αποθήκευσης του δεσμευθέντος CO₂, δίνονται παραγγελίες για την κατασκευή πλοίων μεταφοράς CO₂, τα οποία είναι ουσιαστικής σημασίας για τη μακροπρόθεσμη επιτυχία του ελληνικού cluster CCUS.

2027: Επεκτείνοντας τους ορίζοντες

Με την επιτυχή λειτουργία των εγκαταστάσεων του Πρίνου, η εστίαση το 2027 στρέφεται προς την επέκταση των υποδομών CCUS. Ξεκινά η κατασκευή των πρώτων κόμβων CCUS σε Ελευσίνα και Αγίους Θεοδώρους. Ταυτόχρονα, ξεκινούν μελέτες σκοπιμότητας για πιθανούς κόμβους CCUS στη Θεσσαλονίκη και την Αλεξανδρούπολη, διευρύνοντας το πεδίο εφαρμογής του ελληνικού cluster CCUS.

2028: Ανάπτυξη υποδομών

Το 2028 ολοκληρώνεται η κατασκευή των κόμβων CCUS σε Ελευσίνα και Αγίους Θεοδώρους, σηματοδοτώντας ένα σημαντικό βήμα προόδου στο «ταξίδι» της Ελλάδας στο CCUS. Παραδίδονται, επίσης, πλοία μεταφοράς CO₂, ενισχύοντας την ικανότητα του cluster να μεταφέρει και να αποθηκεύει εκπομπές άνθρακα. Επιπλέον, ξεκινά η λειτουργία αυτών των κόμβων, οι οποίοι, πλέον, θα μπορούν προχωρούν σε δέσμευση, αξιοποίηση και ασφαλή αποθήκευση CO₂.

2029: Επέκταση λειτουργιών και σχεδιασμού

Το έτος 2029 αρχίζει η κατασκευή των κόμβων CCUS σε Θεσσαλονίκη και Αλεξανδρούπολη, επεκτείνοντας περαιτέρω την εμβέλεια του ελληνικού cluster CCUS. Εν τω μεταξύ, ξεκινά η φάση σχεδιασμού του κόμβου CCUS στον Βόλο, διασφαλίζοντας μια ολοκληρωμένη και συστηματική προσέγγιση για την επέκταση της υποδομής.

2030: Λειτουργία σε πλήρη κλίμακα

Έως το 2030, οι κόμβοι CCUS στη Θεσσαλονίκη και την Αλεξανδρούπολη τίθενται σε λειτουργία, καλύπτοντας αποτελεσματικά πολλές βασικές περιοχές της Ελλάδας. Αυτό σηματοδοτεί ένα σημαντικό επίτευγμα στη δέσμευση της Ελλάδας για τη μείωση των εκπομπών άνθρακα και την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής.

2032: Ολοκλήρωση του οράματος

Το 2032 ολοκληρώνεται η κατασκευή του κόμβου CCUS Βόλου, οριστικοποιώντας τις υποδομές του ελληνικού cluster CCUS. Αυτό το ολοκληρωμένο δίκτυο κόμβων εκτείνεται σε όλη τη χώρα, δεσμεύοντας αξιοποιώντας και αποθηκεύοντας αποτελεσματικά τις εκπομπές άνθρακα από διάφορες βιομηχανίες και τομείς.

5.7 Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή

5.7.1 Προωθώντας την Ενεργειακή Αποδοτικότητα και τη Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού & Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης στην Ελλάδα το 2023

Η Ενεργειακή Αποδοτικότητα, ΕΑ, αποτελεί σημαντικό στοιχείο της Εθνικής στρατηγικής για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Κρίσης, αλλά και για τη μείωση της εξάρτησής της από εισαγόμενα καύσιμα. Η Ελλάδα συνέχισε να επενδύει σε μέτρα και διαδικασίες που βελτιώνουν την Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε όλους τους τομείς, σύμφωνα με τους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την Κλιματική Ουδετερότητα της, μέχρι το 2050.

Οι βασικοί στρατηγικοί στόχοι και πολιτικές για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα στην Ελλάδα αναλύονται ως:

1.Μείωση Κατανάλωσης Ενέργειας: Η Ελλάδα στοχεύει στη μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας κατά τουλάχιστον 32,5%, έως το 2030, σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Οδηγία για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα, 2018/2002/ΕΕ. Αυτό συνεπάγεται την εφαρμογή μέτρων σε τομείς, όπως η Βιομηχανία, οι Μεταφορές αλλά και ο Κτιριακός τομέας.

2.Ενεργειακή Αναβάθμιση Κτιρίων: Ένα από τα κεντρικά σημεία της ενεργειακής στρατηγικής είναι η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του κτιριακού αποθέματος, ιδιαίτερα αυτών του

δημόσιου τομέα, όπως νοσοκομεία, εκπαιδευτικά κτίρια, δημοτικά καταστήματα, κα. Μέχρι το 2035, προβλέπεται η ανακαίνιση μεγάλου μέρους των κτιρίων με σκοπό την ενεργειακή τους αναβάθμιση μέσω προγραμμάτων, όπως το «Εξοικονομώ».

3. Ανάπτυξη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ): Η αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ είναι κρίσιμη για την ενεργειακή αποδοτικότητα. Η Ελλάδα επενδύει σε έργα αιολικής, ηλιακής, και υδροηλεκτρικής ενέργειας, ενώ παράλληλα εξετάζει σοβαρά νέες τεχνολογίες, όπως τα έξυπνα δίκτυα και την αποθήκευση ενέργειας.

4. Ενεργειακή Αποδοτικότητα στη Βιομηχανία: Η βελτίωση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας στη Βιομηχανία, μέσω επενδύσεων σε τεχνολογίες εξοικονόμησης ενέργειας και παραγωγικές διαδικασίες χαμηλότερης ενεργειακής κατανάλωσης, είναι απαραίτητη για την επίτευξη των εθνικών στόχων.

5. Μέτρα Ενημέρωσης και Διάχυσης Πληροφοριών που σχετίζονται με την ΕΑ: Η Ελλάδα συνεχίζει να υποστηρίζει προγράμματα που παρέχουν κίνητρα για την Εξοικονόμηση Ενέργειας σε επιχειρήσεις και ιδιώτες, καθώς και καμπάνιες ενημέρωσης για την ευαισθητοποίηση του κοινού σχετικά με την ενεργειακή αποδοτικότητα.

Σοβαρά θέματα που αφορούν τη διεύθυνση της ΕΑ είναι οι προκλήσεις και προοπτικές της ΕΑ, όπως:

- **Χρηματοδότηση** προγραμμάτων Ενεργειακής Αποδοτικότητας που βασίζεται τόσο σε ευρωπαϊκά κονδύλια, κύρια από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας αλλά και σε κρατικούς πόρους, σε ιδιωτικές επενδύσεις για την υλοποίηση των έργων ΕΑ.
- **Τεχνολογική Ανάπτυξη:** Η ενσωμάτωση των νέων τεχνολογιών είναι απαραίτητη για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας. Η καινοτομία στους τομείς των έξυπνων δικτύων, της αποθήκευσης ενέργειας και των ΑΠΕ διαδραματίζει σημαντικό ρόλο.
- **Περιβαλλοντική Βιωσιμότητα:** Οι πολιτικές Ενεργειακής Αποδοτικότητας συνδυάζονται με την προστασία του Περιβάλλοντος και την κοινωνική ευημερία και συνοχή, εξασφαλίζοντας ότι η μετάβαση στην Πράσινη Ενέργεια γίνεται δίκαια και συμπεριληπτικά.

Για την υλοποίηση όλων των προαναφερθέντων, το 2023, η Ελλάδα ενέκρινε και εφάρμοσε μια σειρά από εθνικές πολιτικές, νόμους και υπουργικές αποφάσεις, που αφορούν την εξοικονόμηση ενέργειας, εναρμονιζόμενη με τις ευρωπαϊκές κατευθύνσεις και στόχους για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα. Οι βασικές ρυθμίσεις και αποφάσεις περιλαμβάνουν τα εξής:

Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) αποτελεί τον κεντρικό σχεδιασμό της Ελλάδας για την ενεργειακή πολιτική μέχρι το 2030 και ενσωματώνει τις απαιτήσεις της ΕΕ για την

ενεργειακή αποδοτικότητα. Αν και εγκρίθηκε το 2019, αναθεωρήθηκε το 2023 για να ενσωματώσει πιο φιλόδοξους στόχους. Οι νομοθετικές και κανονιστικές πρωτοβουλίες αντικατοπτρίζουν τη συνεχή προσπάθεια της χώρας να βελτιώσει την Ενεργειακή Αποδοτικότητα και να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, σε ευθυγράμμιση με τους ευρωπαϊκούς και διεθνείς στόχους.

Οι βασικές ρυθμίσεις και αποφάσεις περιλαμβάνουν τα εξής:

1. Νόμος 4964/2022 («Κλιματικός Νόμος»):

- Αν και ψηφίστηκε το 2022, ο Κλιματικός Νόμος αποτελεί τη βάση για μέτρα που τέθηκαν σε εφαρμογή το 2023. Περιλαμβάνει δεσμευτικούς στόχους για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και προωθεί την ενεργειακή αποδοτικότητα σε διάφορους τομείς, όπως η βιομηχανία και τα κτίρια.
- Προβλέπει την ενεργειακή αναβάθμιση δημοσίων και ιδιωτικών κτιρίων, με στόχο τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

2. Νόμος 4951/2022 («Διαδικασίες Αδειοδότησης Έργων ΑΠΕ και Αποθήκευσης Ενέργειας»):

- Διευκολύνει και επιταχύνει τις διαδικασίες αδειοδότησης για έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και αποθήκευσης ενέργειας, συμβάλλοντας έμμεσα στην εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της ενίσχυσης των ΑΠΕ.

3. ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/7423/2023 («Εξοικονομώ 2023»):

- Καθορίζει τους όρους και τις προϋποθέσεις για τη συμμετοχή στο πρόγραμμα «Εξοικονομώ 2023», το οποίο προσφέρει επιδοτήσεις για την ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων κατοικίας.
- Προβλέπει την εγκατάσταση θερμομονωτικών υλικών, την αναβάθμιση κουφωμάτων, την αντικατάσταση συστημάτων θέρμανσης με ενεργειακά αποδοτικότερα, και την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων.

4. ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/8650/2023 («Ενεργειακή Αποδοτικότητα Δημοσίων Κτιρίων»):

- Ενσωματώνει μέτρα για την αναβάθμιση της ενεργειακής αποδοτικότητας των δημοσίων κτιρίων. Η απόφαση αυτή καθορίζει τις προδιαγραφές για ενεργειακές επιθεωρήσεις και βελτιώσεις που πρέπει να πραγματοποιηθούν σε δημόσια κτίρια για τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας.
- Υποχρεώνει όλα τα νέα δημόσια κτίρια να είναι «σχεδόν μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης» (nZEB).

5. ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/9281/2023 («Κίνητρα για τη Χρήση Ενεργειακά Αποδοτικών Οικιακών Συσκευών»):

- Προβλέπει τη χορήγηση επιδοτήσεων για την αντικατάσταση παλαιών, ενεργοβόρων οικιακών συσκευών με νέες, ενεργειακά αποδοτικές. Το πρόγραμμα περιλαμβάνει συσκευές όπως ψυγεία, συστήματα κλιματισμού και πλυντήρια ρούχων.

6.ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/10234/2023 («Πρόγραμμα 'Εξοικονομώ για Επιχειρήσεις'»):

- Αφορά την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε μικρομεσαίες επιχειρήσεις μέσω της αναβάθμισης του εξοπλισμού και της βελτίωσης των κτιριακών υποδομών. Προβλέπει επιδοτήσεις για την εγκατάσταση ενεργειακά αποδοτικών συστημάτων φωτισμού, θέρμανσης, και ψύξης/κατάψυξης.

Η Ενεργειακή Αποδοτικότητα θεωρείται ως μια επένδυση υψηλού κεφαλαιουχικού κόστους και συνεπώς η διείσδυση της στους τομείς εφαρμογής απαιτεί τη λήψη οικονομικών κινήτρων από την πλευρά του Κράτους. Το 2023, το Ελληνικό κράτος προσέφερε διάφορες επιδοτήσεις και οικονομικά κίνητρα για έργα εξοικονόμησης ενέργειας, τόσο σε ιδιώτες όσο και σε επιχειρήσεις. Αυτά τα προγράμματα χρηματοδοτήθηκαν μέσω εθνικών πόρων, ευρωπαϊκών ταμείων και ειδικών χρηματοδοτικών μηχανισμών. Παρακάτω παρουσιάζονται μερικά από τα πιο σημαντικά προγράμματα:

1. Πρόγραμμα «Εξοικονομώ 2023»

- **Περιγραφή:** Το «Εξοικονομώ 2023» είναι ένα δημοφιλές πρόγραμμα που προσφέρει επιδοτήσεις για την ενεργειακή αναβάθμιση κατοικιών. Στόχος του είναι η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων.
- **Καλυπτόμενες Δαπάνες:** Θερμομόνωση και αντικατάσταση κουφωμάτων, αναβάθμιση συστημάτων θέρμανσης και ψύξης, εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, και συστήματα «έξυπνης» διαχείρισης ενέργειας.
- **Επιδοτήσεις:** Το ποσοστό επιδότησης κυμαίνεται από 40% έως 85%, ανάλογα με το εισόδημα των δικαιούχων και τη γεωγραφική τους θέση.
- **Χρηματοδότηση:** Το πρόγραμμα χρηματοδοτείται μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της ΕΕ, καθώς και από εθνικούς πόρους.

2. Πρόγραμμα «Εξοικονομώ για Επιχειρήσεις»

- **Περιγραφή:** Το πρόγραμμα αυτό αφορά την ενεργειακή αναβάθμιση μικρομεσαίων επιχειρήσεων (ΜΜΕ) με στόχο τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και των λειτουργικών δαπανών.
- **Καλυπτόμενες Δαπάνες:** Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων, αντικατάσταση συστημάτων φωτισμού, θέρμανσης και ψύξης, εγκατάσταση ΑΠΕ, και ενεργειακή διαχείριση.
- **Επιδοτήσεις:** Το ποσοστό επιδότησης για τις

επιχειρήσεις κυμαίνεται από 30% έως 70%, ανάλογα με το μέγεθος της επιχείρησης και το είδος των επενδύσεων.

- **Χρηματοδότηση:** Το πρόγραμμα χρηματοδοτείται από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, καθώς και από τον νέο αναπτυξιακό νόμο.

3. Πρόγραμμα «Ανακυκλώνω - Αλλάζω Συσκευή»

- **Περιγραφή:** Το πρόγραμμα αυτό παρέχει επιδοτήσεις για την αντικατάσταση ενεργοβόρων οικιακών συσκευών με νέες, ενεργειακά αποδοτικές.
- **Καλυπτόμενες Συσκευές:** Ψυγεία, κλιματιστικά, πλυντήρια ρούχων, και άλλες συσκευές υψηλής κατανάλωσης.
- **Επιδοτήσεις:** Οι επιδοτήσεις καλύπτουν το 30% έως 50% του κόστους των νέων συσκευών.
- **Χρηματοδότηση:** Το πρόγραμμα χρηματοδοτείται μέσω του ΕΣΠΑ και εθνικών πόρων.

4. Πρόγραμμα «Φωτοβολταϊκά στη Στέγη»

- **Περιγραφή:** Αυτό το πρόγραμμα παρέχει επιδοτήσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων στις στέγες κατοικιών, με στόχο την παραγωγή πράσινης ενέργειας και τη μείωση της εξάρτησης από το δίκτυο ηλεκτροδότησης.
- **Επιδοτήσεις:** Το ποσοστό επιδότησης κυμαίνεται από 35% έως 60% του κόστους εγκατάστασης, ανάλογα με την περιοχή και το εισόδημα του δικαιούχου.
- **Χρηματοδότηση:** Το πρόγραμμα χρηματοδοτείται από το Ταμείο Ανάκαμψης και το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης.

5. Πρόγραμμα «Εξοικονόμηση Κατ' Οίκον II» (Συνέχεια του «Εξοικονομώ»)

- **Περιγραφή:** Αν και είναι επέκταση του προγράμματος «Εξοικονομώ», το «Εξοικονόμηση Κατ' Οίκον II» αφορά επιπλέον επιδοτήσεις για κατοικίες που δεν καλύφθηκαν στον πρώτο κύκλο του προγράμματος.
- **Επιδοτήσεις:** Παρέχει επιδοτήσεις για ενεργειακές αναβαθμίσεις με ποσοστό που φτάνει το 85% για ειδικές κατηγορίες δικαιούχων.
- **Χρηματοδότηση:** Χρηματοδοτείται από το ΕΣΠΑ και το Ταμείο Ανάκαμψης.

6. Πρόγραμμα «Κινούμαι Ηλεκτρικά 2»

- **Περιγραφή:** Προωθεί την αγορά ηλεκτρικών οχημάτων και τη δημιουργία υποδομών φόρτισης, συμβάλλοντας στην εξοικονόμηση ενέργειας και τη μείωση των εκπομπών αερίων.
- **Επιδοτήσεις:** Παρέχονται επιδοτήσεις έως και 40% για την αγορά ηλεκτρικών αυτοκινήτων και 50% για την εγκατάσταση σταθμών φόρτισης.
- **Χρηματοδότηση:** Χρηματοδοτείται από το ΕΣΠΑ και εθνικούς πόρους.

Το Πρόγραμμα «Ηλέκτρα» σκοπό έχει την προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα δημόσια κτίρια, συμπεριλαμβανομένων των κτιρίων που ανήκουν σε δήμους και άλλους δημόσιους φορείς.

Ο σκοπός του προγράμματος είναι να μειώσει την ενεργειακή κατανάλωση – πχ στα δημόσια κτίρια κατά τουλάχιστον 30%. - να περιορίσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και να προωθήσει τη Βιώσιμη Ανάπτυξη Προώθηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των κτιρίων και , τέλος, τη Βελτίωση των συνθηκών άνεσης στους χρήστες των κτιρίων μέσω της αναβάθμισης των ενεργειακών συστημάτων.

Προϋπολογισμός και Χρηματοδότηση:

- Το συνολικό ύψος του προγράμματος ανέρχεται σε περίπου 640 εκατομμύρια ευρώ.
- Η χρηματοδότηση προέρχεται κυρίως από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (RRF) και εθνικούς πόρους.
- Το πρόγραμμα καλύπτει το 100% της επιλέξιμης δαπάνης για ενεργειακές αναβαθμίσεις σε δημόσια κτίρια.

Επιλέξιμες Δαπάνες:

- Θερμομόνωση κτιρίων (τοιχοποιίας, οροφής, δαπέδου).
- Αντικατάσταση κουφωμάτων με ενεργειακά αποδοτικά κουφώματα.
- Αναβάθμιση συστημάτων θέρμανσης και ψύξης (π.χ., αντλίες θερμότητας, λέβητες υψηλής απόδοσης).
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων για την κάλυψη μέρους των ενεργειακών αναγκών.
- Συστήματα φωτισμού με τεχνολογία LED.
- Συστήματα «έξυπνης» ενεργειακής διαχείρισης για τον έλεγχο και την παρακολούθηση της κατανάλωσης ενέργειας.
- Αναβάθμιση ανεγκυστήρων για μείωση της κατανάλωσης ενέργειας.

Δικαιούχοι:

- Δήμοι και Περιφέρειες της Ελλάδας.
- Δημόσιοι φορείς και οργανισμοί που διαχειρίζονται κτίρια με δημόσια χρήση (σχολεία, νοσοκομεία, δημόσια γραφεία, αθλητικά κέντρα κ.λπ.).

Διαδικασία Υποβολής:

- Οι δικαιούχοι φορείς πρέπει να υποβάλουν προτάσεις για την ενεργειακή αναβάθμιση των κτιρίων τους.
- Η αξιολόγηση των προτάσεων γίνεται με βάση την αναμενόμενη εξοικονόμηση ενέργειας, τη μείωση των εκπομπών CO₂ και την τεχνική ωριμότητα του έργου.
- Οι εγκριθείσες προτάσεις λαμβάνουν χρηματοδότηση και μπορούν να ξεκινήσουν την υλοποίηση των έργων.

Προοπτικές και Οφέλη:

Το πρόγραμμα «Ηλέκτρα» αποτελεί ένα σημαντικό βήμα προς την ενεργειακή μετάβαση της Ελλάδας, συνδυάζοντας την ανάγκη για ΕΞΕ με την προώθηση της Αειφορίας, σε δημόσια κτίρια και αναμένεται να συμβάλει σημαντικά στη μείωση της ενεργειακής τους κατανάλωσης, εξοικονομώντας πόρους και μειώνοντας το ενεργειακό κόστος για τους δήμους και το δημόσιο τομέα. Η ενεργειακή αναβάθμιση των δημόσιων κτιρίων θα βελτιώσει επίσης την ποιότητα ζωής των πολιτών που τα χρησιμοποιούν καθημερινά. Η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου θα ενισχύσει τις προσπάθειες της χώρας για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής.

Αυτά τα προγράμματα αντιπροσωπεύουν τις κύριες δράσεις του Ελληνικού κράτους, το 2023, για την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας στον κτηριακό τομέα και την προώθηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, στο πλαίσιο της ευρύτερης στρατηγικής για την Κλιματική Αλλαγή και τη Βιώσιμη Ανάπτυξη.

Αναφορικά με την προώθηση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας στο βιομηχανικό τομέα συνεχίστηκαν οι ενεργειακοί έλεγχοι, βάσει των αντίστοιχων άρθρων των Νόμων 4342/15 & 4843/21 που θεωρούν υπόχρεες βιομηχανίες/εταιρείες με >250 εργαζόμενους και τζίρο >50εκ€

Όμως, δεν υπάρχει νομική υποχρέωση για τις βιομηχανίες/εταιρείες να εφαρμόσουν τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας (ΜΕΕ) που συνιστώνται από τον ενεργειακό ελεγκτή, που δημιουργεί προβλήματα στην επίτευξη των στόχων που θέτει η χώρα για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα. Το 2023, η Ενεργειακή Αποδοτικότητα έχει έναν διακριτό ρόλο στην ενεργειακή πολιτική και σχεδιασμό της χώρας. Η επίτευξη των στόχων όμως απαιτεί επιτακτικά τη λήψη αποφάσεων για την ταχύτερη πρόοδο; αποφάσεις που θα υπερπηδούν γραφειοκρατικά προβλήματα και αγκυλώσεις του δημόσιου τομέα.

5.7.2 Η κατάσταση της Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης, ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023

Η Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας, ΣΗΘΥΑ, είναι μια τεχνολογία που επιτρέπει την ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και χρήσιμης θερμότητας από την ίδια πηγή ενέργειας, μεγιστοποιώντας την ενεργειακή απόδοση και μειώνοντας τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Στην Ελλάδα, η κατάσταση της ΣΗΘΥΑ το 2023 παρουσιάζει τις εξής κύριες τάσεις και χαρακτηριστικά:

1. Υφιστάμενη Ισχύς και Τεχνολογίες

Το 2023, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από μονάδες ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα ανέρχεται σε περίπου 200-300 MW. Οι περισσότερες από αυτές τις μονάδες βρίσκονται σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις, αγροτικές εφαρμογές (θερμοκήπια) και εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης, όπως δείχνει ο Πίνακας 33.

Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για τη συμπαγωγή περιλαμβάνουν κυρίως:

Στροβίλους αερίου και ατμού: Κοινές σε μεγάλες βιομηχανικές μονάδες και εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης.

Μηχανές εσωτερικής καύσης: Χρησιμοποιούνται κυρίως σε μικρότερες βιομηχανικές εγκαταστάσεις και νοσοκομεία.

Συστήματα πολύ μικρής κλίμακας (Micro-ΣΗΘΥΑ): Αυτά τα συστήματα αναπτύσσονται κυρίως για οικιακή χρήση ή μικρές επιχειρήσεις, αλλά η διεύρυσή τους παραμένει περιορισμένη.

2. Ρυθμιστικό και Νομοθετικό Πλαίσιο

- Το 2023, η Ελλάδα έχει προσαρμόσει το ρυθμιστικό της πλαίσιο ώστε να ενισχύσει την ανάπτυξη της συμπαγωγής, σύμφωνα με τις ευρωπαϊκές οδηγίες. Ο Κλιματικός Νόμος 4964/2022 και άλλες υπουργικές αποφάσεις προωθούν την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό σύστημα της χώρας.
- Παρέχονται κίνητρα, όπως η προτεραιότητα στη σύνδεση με το δίκτυο και οι εγγυημένες τιμές για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μονάδες ΣΗΘΥΑ, ιδιαίτερα όταν αυτή η ενέργεια προέρχεται από ΑΠΕ ή απορρίμματα.

3. Αναπτυξιακές Δράσεις και Προγράμματα

- Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)** περιλαμβάνει συγκεκριμένους στόχους για την αύξηση της συμπαγωγής ως μέρους της στρατηγικής για τη μείωση των εκπομπών και την αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας. Οι στόχοι αυτοί περιλαμβάνουν την ενίσχυση των υφιστάμενων μονάδων και την κατασκευή νέων, κυρίως σε βιομηχανικές περιοχές και σε τομείς όπου υπάρχει ζήτηση για θερμική ενέργεια.
- Το πρόγραμμα «**Εξοικονομώ 2023**» περιλαμβάνει επιδοτήσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις μέσω της εγκατάστασης ή αναβάθμισης μονάδων ΣΗΘΥΑ.

4. Εφαρμογές και Χρήσεις

Οι κύριοι τομείς όπου η συμπαγωγή έχει βρει εφαρμογή στην Ελλάδα είναι:

Βιομηχανία: Χημική βιομηχανία, διυλιστήρια και άλλες ενεργοβόρες βιομηχανίες.

Τηλεθέρμανση: Πόλεις όπως η Κοζάνη και η Πτολεμαΐδα διαθέτουν συστήματα τηλεθέρμανσης που λειτουργούν με συμπαγωγή.

Νοσοκομεία και μεγάλα κτίρια: Χρησιμοποιούν μονάδες μικρής κλίμακας ΣΗΘΥΑ για την παραγωγή ηλεκτρισμού και την κάλυψη των αναγκών σε θέρμανση.

5. Προκλήσεις και Προοπτικές

Προκλήσεις: Οι προκλήσεις περιλαμβάνουν την ανάγκη για περαιτέρω επενδύσεις, την τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα των μικρών μονάδων ΣΗΘΥΑ και την αναβάθμιση του δικτύου για την καλύτερη ενσωμάτωση των μονάδων στο σύστημα.

Προοπτικές: Οι προοπτικές για την ανάπτυξη της συμπαγωγής είναι θετικές, καθώς η Ελλάδα προσανατολίζεται προς μια πράσινη μετάβαση, και η συμπαγωγή προσφέρει μια αποτελεσματική λύση για τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και των εκπομπών CO₂. Συνολικά, η κατάσταση της ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023 παρουσιάζει μια σταθερή αλλά αργή ανάπτυξη, με αυξανόμενες προοπτικές, καθώς η χώρα προχωρά στην υλοποίηση των στόχων του ΕΣΕΚ και των ευρωπαϊκών κατευθύνσεων.

Πίνακας 33: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023

		MW	% επί συνόλου	
1	Κατανεμημένη Μονάδα ΣΗΘΥΑ	Σύνολο 1	132,00	100
2	Μη-κατανεμημένες μονάδες ΣΗΘΥΑ			
	Βιομηχανία	52,10	52,23	
	Αγροτικός Τομέας	30,71	30,83	
	Τηλεθέρμανση	16,00	16,06	
	Τριτογενής τομέας	0,80	0,88	
	Σύνολο 2	99,61	100,00	
	Σύνολο 1+2	231,61		

Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα





6. Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα

Οι βασικές νομοθετικές ρυθμίσεις που θεσπίστηκαν κατά τη διάρκεια του 2024, τόσο στην εθνική όσο και στην ευρωπαϊκή νομοθεσία, συνοψίζονται στις ενότητες 6.1 και 6.2 αντίστοιχα.

6.1 Ελληνική Νομοθεσία

1. ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 5092/2024 (ΦΕΚ Α' 33/04-03-2024)

Με τίτλο «όροι αξιοποίησης της δημόσιας περιουσίας στις παραθαλάσσιες περιοχές και άλλες διατάξεις», ο οποίος με τα άρθρα 46-50 επέφερε τροποποιήσεις στους Ν. 4001/2011, 4602/2019 και 4618/2019, θεσπίζοντας διατάξεις για την Επάρκεια ενεργειακού εφοδιασμού των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών κατά τη μεταβατική περίοδο έως την ολοκλήρωση της διασύνδεσής τους με το Ηπειρωτικό Σύστημα, την άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την προσθήκη δυναμικού παραγωγής στη νήσο Κρήτη έως την πλήρη διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα, τη λειτουργία μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο Κρήτη και τη μεταφορά, εγκατάσταση και λειτουργία μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο Κρήτη κ.α.

2. ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 5106/2024 (ΦΕΚ Α' 63/01.05.2024)

Με τίτλο «ρυθμίσεις για την αντιμετώπιση των πολυεπίπεδων επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής στους τομείς: α) της διαχείρισης υδάτων, β) της διαχείρισης και προστασίας των δασών, γ) της αστικής ανθεκτικότητας και πολιτικής, δ) της καταπολέμησης της αυθαίρετης δόμησης, ε) της ενεργειακής ασφάλειας και άλλες επείγουσες διατάξεις», με σκοπό την αντιμετώπιση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής σε τρία (3) επίπεδα: 1) στην προστασία των υδάτων, των δασών και του φυσικού περιβάλλοντος, 2) στη δημιουργία βιώσιμων και ανθεκτικών αστικών περιοχών, στην καταστολή της αυθαίρετης δόμησης και την επίλυση συναφών χωροταξικών και πολεοδομικών ζητημάτων, και 3) στη μείωση του ενεργειακού κόστους των ευάλωτων νοικοκυριών, των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης α' και β' βαθμού, των Τοπικών και Γενικών Οργανισμών Εγγείων Βελτιώσεων και των Δημοτικών Επιχειρήσεων Ύδρευσης και Αποχέτευσης, και στην περαιτέρω προώθηση και τον εκσυγχρονισμό των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Προέβλεψε: α) τη σύσταση νομικού προσώπου ιδιωτικού δικαίου με την επωνυμία «Οργανισμός Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας Ανώνυμη Εταιρεία» και η λειτουργία γνωμοδοτικής επιτροπής και τοπικών επιτροπών, για την προστασία και τη διαχείριση των υδάτων του Υδατικού Διαμερίσματος της Θεσσαλίας, β) τη ρύθμιση ζητημάτων της Εταιρείας Υδρεύσεως και Αποχετεύσεως Πρωτευούσης και της Εταιρείας Ύδρευσης και Αποχέτευσης Θεσσαλονίκης και η επικαιροποίηση της σύμβασης συντήρησης και λειτουργίας του Εξωτερικού Υδροδοτικού

Συστήματος της μείζονος περιοχής Πρωτευούσης, γ) τη δημιουργία Υβριδικών Συνεργατικών Σχημάτων και η ρύθμιση της διαχείρισης, προστασίας και εκμετάλλευσης δημοσίων δασών, δ) την επικαιροποίηση του πλαισίου λειτουργίας του Οργανισμού Φυσικού Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής, ε) τη θεσμοθέτηση αστικής πολιτικής και σχεδίων αστικής ανθεκτικότητας, στ) τη σύσταση ενιαίου πλαισίου για τον έλεγχο και την καταπολέμηση της αυθαίρετης δόμησης, ζ) τη θέσπιση του Προγράμματος «Απόλλων» για τη μείωση του ενεργειακού κόστους των ευάλωτων νοικοκυριών, των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης α' και β' βαθμού, των Τοπικών και Γενικών Οργανισμών Εγγείων Βελτιώσεων και των Δημοτικών Επιχειρήσεων Ύδρευσης και Αποχέτευσης ανά την Επικράτεια, η) τον εκσυγχρονισμό της διαδικασίας αδειοδότησης έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων και η εγκατάσταση συστημάτων τηλεπιοπτείας και τηλεδιαχείρισης, και θ) τη θεσμοθέτηση επιδότησης της τιμολογητέας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

3. ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 5151/2024 (ΦΕΚ Α' 173/04.11.2024)

Με τίτλο «Ρυθμίσεις για τον εκσυγχρονισμό της διαχείρισης αποβλήτων, τη βελτίωση του πλαισίου εξοικονόμησης ενέργειας, την ανάπτυξη των έργων ενέργειας και την αντιμετώπιση πολεοδομικών ζητημάτων» τροποποιεί το υφιστάμενο πλαίσιο με σκοπό την αύξηση του ποσοστού της ανακύκλωσης μέσω ενός ολοκληρωμένου σχεδίου με ενεργό συμμετοχή του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, τη δημιουργία ισχυρών φορέων διαχείρισης αποβλήτων, την απλοποίηση διαδικασιών στη διαχείριση αποβλήτων και την επίλυση προβλημάτων κατά τη διαχείριση των αστικών αποβλήτων. Περαιτέρω, επιδιώκονται η αντιμετώπιση προβλημάτων αδειοδότησης και εγκατάστασης έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.), η προώθηση εγκατάστασης τεχνολογιών Α.Π.Ε. προς ενίσχυση της «ποικιλίας» ενέργειας Α.Π.Ε. από διαφορετικές τεχνολογίες στο ενεργειακό μείγμα, η προώθηση της εγκατάστασης σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να περιοριστούν οι απορρίψεις «πράσινης» ενέργειας και να μειωθεί το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις βραδινές ώρες που η παραγωγή Α.Π.Ε. από φωτοβολταϊκούς σταθμούς είναι περιορισμένη. Επιπλέον, περιλαμβάνει την ενσωμάτωση άρθρων της Οδηγίας (ΕΕ) 2023/2413 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 18ης Οκτωβρίου 2023 «για την τροποποίηση της Οδηγίας (ΕΕ) 2018/2001, του Κανονισμού (ΕΕ) 2018/1999 και της Οδηγίας 98/70/ΕΚ όσον αφορά την προώθηση της ενέργειας από

ανανεώσιμες πηγές, και την κατάργηση της Οδηγίας (ΕΕ) 2015/652 του Συμβουλίου» (RED III, σειρά L), η προώθηση υλοποίησης προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και η καλύτερη λειτουργία των φορέων της αγοράς ενέργειας. Επιπλέον, επιδιώκονται η ενίσχυση πληγέντων από φυσικές καταστροφές, ο εξορθολογισμός της αξιοποίησης ακινήτων ιδίως τουριστικών, η εύρυθμη λειτουργία του Κεντρικού Συμβουλίου Πολεοδομικών Θεμάτων και Αμφισβητήσεων, καθώς και η αναστολή οικοδομικών αδειών σε ειδικότερες περιοχές.

4. ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/93976/2772 (ΦΕΚ Β' 5074/05.09.2024)

Τροποποίηση και αντικατάσταση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 υπουργικής απόφασης «Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν. 4513/2018» (Β' 759).

5. ΥΑ ΥΠΕΝ/Δ Α.Π.Ε.ΕΚ/86389/2479 (ΦΕΚ Β' 4844/22.08.2024)

Επιμερισμός ειδικού τέλους σε περιοχές όπου λειτουργούν σταθμοί Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και Υβριδικοί σταθμοί, σύμφωνα με το άρθρο 87 του ν. 4964/2022.

6. ΥΑ ΥΠΕΝ/Δ ΑΠΕΕΚ/74967/2171 (ΦΕΚ Β' 4283/22.07.2024)

2η Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/100333/4251/3.10.2022 απόφασης «Συγκρότηση της Επιτροπής Παρακολούθησης Καθεστώτος Στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και υβριδικών σταθμών του άρθρου 12 του ν. 4414/2016, όπως τροποποιήθηκε με το άρθρο 47 του ν. 4951/2022» (Β' 5273)

7. ΑΠΟΦ Ε-240/2024 (ΦΕΚ Β' 6295/15.11.2024)

Διενέργεια τρίτης (γ') Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179).

8. ΑΠΟΦ Ε-215/2024 (ΦΕΚ Β 5543/04.10.2024)

Τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού μη εφικτού Προγράμματος Αγοράς, σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 6 του άρθρου 2 και της παρ. 4 του άρθρου 102 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016.

9. ΑΠΟΦ Ε-216/2024 (ΦΕΚ Β' 5544/04.10.2024)

Έγκριση τροποποίησης της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς, σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 5 του άρθρου 84 του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης και της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016, όπως ισχύουν.

10. ΑΠΟΦ Ε-199/2024 (ΦΕΚ Β' 5433/27.09.2024)

Ανάθεση υπηρεσιών Προμηθευτή Τελευταίου Καταφυγίου Ηλεκτρικής Ενέργειας στις εταιρείες «ΔΕΗ Α.Ε.» και «Metlen Energy & Metals Α.Ε.» για το χρονικό διάστημα από την 29.09.2024 έως την 28.09.2026, σύμφωνα με τις διατάξεις του τρίτου εδαφίου της περ. (β) της παρ. 2 του άρθρου 57 του ν. 4001/2011 και έγκριση σχετικού ανταλλάγματος.

11. ΑΠΟΦ. Ε-150/2024 (ΦΕΚ Β' 3969/08.07.2024)

Κατευθύνσεις αναφορικά με την εισαγωγή προϊόντων με υπο-ωριαία χρονική διάρκεια προς διαπραγμάτευση στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και στην Ενδοημερήσια Αγορά

12. ΑΠΟΦ Ε- 85/2024 (ΦΕΚ Β' 3394/13.06.2024)

Κήρυξη ως άγονου του διαγωνισμού «Διαδικασία, όροι και κριτήρια επιλογής με πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος υποψήφίων Προμηθευτών Καθολικής Υπηρεσίας Ηλεκτρικής Ενέργειας για περίοδο δύο ετών από τις 23.6.2024» που προκηρύχθηκε με την υπ' αρ. Ε-46/2024 (Β' 1554) απόφαση ΠΑΑΕΥ.

13. ΑΠΟΦ Ε-120/2024 (ΦΕΚ Β' 3327/12.06.2024)

Τροποποίηση του Σχεδίου Ετοιμότητας Αντιμετώπισης Κινδύνων σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/941 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και με την κατάργηση της οδηγίας 2005/89/ΕΚ.

14. ΑΠΟΦ Ε-135/2024 (ΦΕΚ Β' 3315/12.06.2024)

Τροποποίηση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης σύμφωνα με τα άρθρα 17 και 18 του ν. 4425/2016 και του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 96 του ν. 4001/2011, αναφορικά με τη λειτουργία των Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών στο πλαίσιο της Ενιαίας Ενδοημερήσιας Σύζευξης.

15. ΑΠΟΦ Ε-126/2024 (ΦΕΚ Β' 3314/12.06.2024)

Τροποποίηση του Κανονισμού Εκκαθάρισης Συναλλαγών της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 13 του ν. 4425/2016 και της εκτελεστικής απόφασης αναφορικά με τις «Διαδικασίες διαχείρισης κινδύνου στο Σύστημα Εκκαθάρισης και άλλα συναφή θέματα» σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 13 του ν. 4425/2016 και τις διατάξεις του κεφαλαίου 2 του ίδιου Κανονισμού.

16. ΑΠΟΦ Ε-145/2024 (ΦΕΚ Β' 3267/10.06.2024)

Ημέρα έναρξης λειτουργίας των Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών σύμφωνα με τις διατάξεις της υποενότητας 7.1.2 του Κεφαλαίου 7 του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς.

17. ΑΠΟΦ 249/2024 (ΦΕΚ Β΄ 3165/04.06.2024)

Έγκριση του Κανονισμού Λειτουργίας του Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών με τίτλο «Σύγχρονες Εφαρμογές Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας» του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Πελοποννήσου.

18. ΑΠΟΦ Ε-125/2024 (ΦΕΚ Β΄ 3099/04.06.2024)

Τροποποίηση του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς σύμφωνα με το άρθρο 10 του ν. 4425/2016 αναφορικά με τη λειτουργία των Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών στο πλαίσιο της Ενιαίας Ενδοημερήσιας Σύζευξης .

19. ΑΠΟΦ 808/2024 (ΦΕΚ Β΄ 3067/29.05.2024)

Λήψη απόφασης επί της υπ' αρ. 11684/23.12.2022 γνωστοποίησης, σύμφωνα με τα άρθρα 5 έως 10 του ν. 3959/2011, που αφορά στην απόκτηση αποκλειστικού ελέγχου από την εταιρεία με την επωνυμία «ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ(ΕΛΛΑΣ) ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥΑ.Ε.»(εφεξής και «ΜΟΗ») επί της εταιρείας με την επωνυμία «ΘΑΛΗΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ» (εφεξής και «ΘΑΛΗΣ»), κατά την έννοια του άρθρου 5, παρ. 2 (β) του ν. 3959/2011.

20. ΑΠΟΦ Ε-61/2024 (ΦΕΚ Β΄ 1850/26.03.2024)

Τροποποίηση της μεθοδολογίας εφαρμογής κανόνων αποδοχής Εντολών Αγοράς / Πώλησης με αλληλένδετη τιμή στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και στην Ενδοημερήσια Αγορά κατά τις διατάξεις των υποενοτήτων 4.1.3.2, 4.3.3 και 5.10.3 του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς, και της παρ. 4 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016.

21. ΑΠΟΦ Ε-49/2024 (ΦΕΚ Β΄ 1610/11.03.2024)

Έγκριση πρώτης τροποποίησης των Προδιαγραφών Προϊόντων στο Βάθρο Εμπορίας Φυσικού Αερίου σύμφωνα με τις διατάξεις της ενότητας 4.2 και της υποενότητας 4.4.3.4 του Κανονισμού Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου.

22. ΑΠΟΦ Ε-46//2024 (ΦΕΚ Β΄ 1554/08.03.2024)

Διαδικασία, όροι και κριτήρια επιλογής με πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος υποψήφιων Προμηθευτών Καθολικής Υπηρεσίας Ηλεκτρικής Ενέργειας για περίοδο δύο ετών από τις 23.06.2024.

23. ΑΠΟΦ Ε-36//2024 (ΦΕΚ Β΄ 1384/01-03-2024)

Τροποποίηση του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς, σύμφωνα με το άρθρο 10 του ν. 4425/2016 και του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης, σύμφωνα με τα άρθρα 17 και 18 του ν. 4425/2016, προκειμένου για τη συμμετοχή της απόκρισης ζήτησης στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και στην Ενδοημερήσια Αγορά.

6.2 Ευρωπαϊκή Νομοθεσία

1. Οδηγία για την Ενεργειακή Απόδοση των Κτιρίων 2024/1275 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 24ης Απριλίου 2024, που τέθηκε σε ισχύ την 14-05-2024, η οποία θα επιτρέψει την ταχεία απαλλαγή από τον άνθρακα κτιριακό απόθεμα, που εξακολουθεί να ευθύνεται για περίπου το 40% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ, και τελικά να αυξήσει την ενεργειακή μας ασφάλεια και μείωση της εξάρτησής μας από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα. Η Ευρωπαϊκή Αποστολή για κλιματικά ουδέτερες και έξυπνες πόλεις συνέχισε να συμβάλλει σημαντικά στους στόχους εξοικονόμησης ενέργειας του σχεδίου REPowerEU. Τριάντα τρεις πόλεις έχουν λάβει μια ετικέτα αποστολής, η οποία αναγνωρίζει τα κλιματικά μέτρα και το σχέδιο επενδύσεών τους για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας έως το 2030.

2. Κανονισμός (ΕΕ) 2024/1735 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13 Ιουνίου 2024, σχετικά με τη θέσπιση πλαισίου μέτρων για την ενίσχυση του οικοσυστήματος παραγωγής τεχνολογιών μηδενικών καθαρών εκπομπών της Ευρώπης και την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) 2018/1724.

Χρονοδιαγράμματα για έργα παραγωγής καθαρής τεχνολογίας μηδενικής τεχνολογίας (συμπεριλαμβανομένων (i) τεχνολογιών υδρογόνου: ηλεκτρολύτες και κυψέλες καυσίμου, (ii) ηλιακές φωτοβολταϊκές, ηλιακές θερμικές ηλεκτρικές και ηλιακές θερμικές τεχνολογίες· και (iii) τεχνολογίες χερσαίας αιολικής ενέργειας και υπεράκτιων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας), όπου η διαδικασία αδειοδότησης δεν πρέπει να υπερβαίνει:

- 12 μήνες για την κατασκευή ή την επέκταση καθαρών μηδενικών στρατηγικών έργων με ετήσια παραγωγική ικανότητα μικρότερη από 1 GW.
- 18 μήνες για την κατασκευή ή την επέκταση καθαρών μηδενικών στρατηγικών έργων, με (i) ετήσια παραγωγική ικανότητα 1 GW ή μεγαλύτερη ή (ii) όπου η δυναμικότητα δεν μετράται σε GW.

Τα χρονοδιαγράμματα για την κατασκευή ή την επέκταση των καθαρών μηδενικών στρατηγικών έργων είναι μικρότερα: 9 μήνες και 12 μήνες αντίστοιχα.

Αυτά τα χρονοδιαγράμματα αποκλείουν το χρόνο που απαιτείται για τη διαδικασία περιβαλλοντικής εκτίμησης.

Εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων: πρέπει να εκδοθεί αιτιολογημένη γνώμη εντός 3 μηνών από τη λήψη όλων των απαραίτητων πληροφοριών. Τα χρονοδιαγράμματα για τη διαβούλευση με το κοινό δεν πρέπει να υπερβαίνουν τις 90 ημέρες.

3. Κανονισμός (ΕΕ) 2024/1787 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουνίου 2024, για τη μείωση των εκπομπών μεθανίου στον ενεργειακό τομέα και για την τροποποίηση του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942. Ο νέος κανονισμός για το μεθάνιο εισάγει νέες απαιτήσεις για τη μέτρηση, την αναφορά και την επαλήθευση των εκπομπών μεθανίου στον ενεργειακό τομέα για το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, το LNG και τον άνθρακα, καθώς και για τη μείωση αυτών των εκπομπών. Ο κανονισμός τέθηκε σε ισχύ την 04-08-2024 και προβλέπει δυνητικά αυστηρές κυρώσεις για μη συμμόρφωση. Εισάγει τροποποιήσεις στον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/942 και θεσπίζει κανόνες για τα εργαλεία που διασφαλίζουν τη διαφάνεια όσον αφορά τις εκπομπές μεθανίου.

4. Οδηγία (ΕΕ) 2024/1788 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουνίου 2024, σχετικά με κοινούς κανόνες για τις εσωτερικές αγορές ανανεώσιμων πηγών αερίου, φυσικού αερίου και υδρογόνου, που τροποποιεί την οδηγία (ΕΕ) 2023/1791 και καταργεί την οδηγία 2009/73 /ΕΚ. Η παρούσα οδηγία αναθεωρεί το υφιστάμενο νομοθετικό πλαίσιο για τον τομέα του φυσικού αερίου, και ιδίως την οδηγία 2009/73/ΕΚ - επίσης γνωστή ως οδηγία της ΕΕ για το φυσικό αέριο. Θεσπίζει ένα κοινό πλαίσιο για την απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές των αγορών φυσικού αερίου και υδρογόνου, προκειμένου να συμβάλει στην επίτευξη των στόχων της ΕΕ για το κλίμα και την ενέργεια. Περιλαμβάνει διατάξεις για τη δέσμευση και προστασία των πελατών στη λιανική αγορά πράσινου αερίου, την υποδομή και τις αγορές υδρογόνου, τις ανανεώσιμες πηγές και το αέριο χαμηλών εκπομπών άνθρακα στις υπάρχουσες υποδομές και αγορές φυσικού αερίου, το σχεδιασμό δικτύων, την ασφάλεια εφοδιασμού και αποθήκευσης.

5. Ο νέος Κανονισμός Οικολογικού Σχεδιασμού για Βιώσιμα Προϊόντα (Κανονισμός (ΕΕ) 2024/1781) επεκτείνει το πιθανό πεδίο εφαρμογής πέρα από τα προϊόντα που σχετίζονται με την ενέργεια και επιτρέπει την εισαγωγή νέων απαιτήσεων με επίκεντρο την αποδοτικότητα των πόρων, την κυκλικότητα και την προώθηση του βιώσιμου σχεδιασμού προϊόντων στην ΕΕ. Ο κανονισμός αυτός στοχεύει να αντικαταστήσει την υφιστάμενη οδηγία για τον οικολογικό σχεδιασμό (2009/125/ΕΚ) και επεκτείνει τα κριτήρια οικολογικού σχεδιασμού για να καλύψει ένα ευρύτερο φάσμα προϊόντων, συμπεριλαμβανομένων των κλωστοϋφαντουργικών προϊόντων, θέτοντας ολοκληρωμένες απαιτήσεις οικολογικού σχεδιασμού, ο κανονισμός αποσκοπεί στη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, στην προώθηση μιας κυκλικής οικονομίας και στη διασφάλιση ότι τα αειφόρα προϊόντα θα γίνουν ο κανόνας στην αγορά της ΕΕ.

Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας





7. Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας

7.1 Περιφερειακή Αγορά Ν.Α. Ευρώπης

Ο ενεργειακός τομέας αποτελεί σημαντική οικονομική δραστηριότητα για τις περισσότερες χώρες της Νοτιοανατολικής - ΝΑ Ευρώπης με ιδιαίτερα υψηλή συμβολή στις επενδύσεις σε υποδομές και στην ανάπτυξη της αγοράς.

Η περιοχή της ΝΑ Ευρώπης αποτελείται από την Αλβανία, το Κόσοβο, τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη, τη Βουλγαρία, την Κροατία, την Κύπρο, τη Βόρεια Μακεδονία, την Ελλάδα, την Ουγγαρία, το Μαυροβούνιο, τη Ρουμανία, τη Σερβία, τη Σλοβενία, την Τουρκία και το Ισραήλ. Η γεωπολιτική θέση της ΝΑ Ευρώπης είναι μοναδική καθώς μπορεί να θεωρηθεί ως ενεργειακή γέφυρα μεταξύ των ανατολικών προμηθευτών και των δυτικών καταναλωτών. Επιπλέον, η περιοχή, ιδιαίτερα η Μαύρη Θάλασσα και η Ανατολική Μεσόγειος, μπορούν να μετεξελιχθούν σε παραγωγούς ενέργειας με σημαντικές εξαγωγικές δυνατότητες.

Χάρτης 45: Η περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης



Το IENE επικεντρώνεται στη μελέτη του ενεργειακού τομέα της ΝΑ Ευρώπης και ως εκ τούτου προχωρά στην εκπόνηση της επικαιροποιημένης έκδοσης του «SEE Energy Outlook», της βασικής μελέτης αναφοράς για τον ενεργειακό τομέα της ΝΑ Ευρώπης. Ενεργοποιώντας το ευρύ δίκτυο συνεργατών που διαθέτει σε όλα τα κράτη της περιοχής, το Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης αξιοποιεί, για άλλη μία φορά, τις δυνάμεις των πιο σημαντικών ειδικών του περιφερειακού ενεργειακού τομέα ώστε να συγγράψουν υπό την καθοδήγησή του τα διάφορα κεφάλαια του «SEE Energy Outlook 2025/2026».

Στην κορυφαία αυτή και πρωτοποριακή έκδοση του IENE συνεργάζονται περισσότεροι από 25 εμπειρογνώμονες από ακαδημαϊκά ιδρύματα, κρατικούς φορείς και μεγάλες εταιρείες ενέργειας, αλλά και καθιερωμένοι ανεξάρτητοι ενεργειακοί σύμβουλοι, καθώς και το επιστημονικό - ερευνητικό προσωπικό του Ινστιτούτου. Πρόκειται για την τέταρτη φορά που το IENE εκπονεί μία μελέτη τέτοιου εύρους και διαστάσεων, ενώ υπενθυμίζεται ότι η πρώτη έκδοση του «SEE Energy Outlook» δημοσιεύθηκε το 2011.

Το «SEE Energy Outlook 2025» αποτελεί μια ολοκληρωμένη μελέτη που εξετάζει την τρέχουσα ενεργειακή κατάσταση στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, αλλά καλύπτει επίσης τις τάσεις και τις προοπτικές της αγοράς ενέργειας από σήμερα και έως το 2050. Η μελέτη καλύπτει και τις 15 χώρες της περιοχής: Αλβανία, Βοσνία και Ερζεγοβίνη, Βουλγαρία, Κροατία, Κύπρος, Ελλάδα, Ουγγαρία, Ισραήλ, Κοσσυφοπέδιο, Μαυροβούνιο, Βόρεια Μακεδονία, Ρουμανία, Σερβία, Σλοβενία και Τουρκία.

Αξίζει να σημειωθεί ότι αυτή η νέα έκδοση του «Outlook» θα παρέχει επίσης ενεργειακές πληροφορίες για ορισμένες χώρες πέριξ της ΝΑ Ευρώπης, όπως η Αίγυπτος, η Συρία, ο Λίβανος, η Μολδαβία, η Ουκρανία, η Σλοβακία, η Αυστρία, το Αζερμπαϊτζάν και η Ιταλία, οι οποίες σχετίζονται στενά τόσο σε γεωγραφικούς όσο και σε οικονομικούς όρους με τις χώρες του πυρήνα της περιοχής.

Η μελέτη περιέχει τεκμηριωμένα συγκριτικά στοιχεία, λεπτομερείς τομεακές αναλύσεις και εκτιμήσεις και προβλέψεις αναφορικά με τη ζήτηση και παραγωγή ενέργειας. Μετά από μια σειρά εισαγωγικών κεφαλαίων, όπου παρουσιάζεται το οικονομικό και πολιτικό υπόβαθρο μαζί με τα βασικά ζητήματα ενεργειακής πολιτικής της ΝΑ Ευρώπης, η μελέτη εξετάζει τον αντίκτυπο της διαδικασίας περιφερειακής ολοκλήρωσης, της ενεργειακής μετάβασης και των θεμάτων ανταγωνισμού που αφορούν στις ενεργειακές προοπτικές της ΝΑ Ευρώπης. Επίσης, η μελέτη πραγματεύεται διεξοδικά τις πολιτικές της ΕΕ σχετικά με την απαλλαγή από τις εκπομπές άνθρακα, καθώς και το Green Deal, σε συνάρτηση με τις απαραίτητες επενδύσεις σε υποδομές και τις απαιτήσεις ενεργειακής ασφάλειας.

Στα κύρια μέρη της κορυφαίας μελέτης του IENE, στην νέα της έκδοση, περιλαμβάνονται τα εξής : οι οικονομίες της περιοχής, ενεργειακή πολιτική, ενεργειακή ασφάλεια, εξέταση των χωρών της ΝΑ Ευρώπης συμπεριλαμβανομένου του νομικού τους πλαισίου, ενεργειακή μετάβαση και απαλλαγή από τις εκπομπές άνθρακα, ενεργειακές υποδομές, προβλέψεις σχετικά με την ενεργειακή ζήτηση και προσφορά με ορίζοντα το 2050 (πετρέλαιο και

φυσικό αέριο, ηλεκτρική ενέργεια, ΑΠΕ, ενεργειακή αποδοτικότητα), ενεργειακές τεχνολογίες και προοπτικές ενεργειακών επενδύσεων.

Η ανάλυση του ενεργειακού τομέα επικεντρώνεται στους κύριους τομείς της περιοχής, όπως το πετρέλαιο (upstream, midstream, downstream), το φυσικό αέριο, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι ΑΠΕ, η ενεργειακή αποδοτικότητα, η συμπαραγωγή, το υδρογόνο και η προστασία του περιβάλλοντος.

Μια άλλη σημαντική πτυχή της μελέτης «SEE Energy Outlook 2025/2026» αφορά τις ενεργειακές διασυνδέσεις στη ΝΑ Ευρώπη, τη Μαύρη Θάλασσα και την περιοχή της Κασπίας στους τομείς του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, περιγράφονται και αναλύονται σε βάθος τα μεγάλα ενεργειακά έργα της περιοχής (αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου, εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου, πυρηνικοί σταθμοί, έργα έρευνας υδρογονανθράκων, διυλιστήρια, μονάδες ΑΠΕ και έργα ενεργειακής αποδοτικότητας).

Η μελέτη καλύπτει επίσης τις πρόσφατες εξελίξεις όσον αφορά τη διαδικασία απελευθέρωσης της ενεργειακής αγοράς τόσο για την ηλεκτρική ενέργεια όσο και για το φυσικό αέριο, καθώς και τις συνθήκες ανταγωνισμού που επικρατούν στην αγορά της περιοχής, ενώ εξετάζει επίσης τις ευρύτερες πτυχές της προστασίας του περιβάλλοντος και την κατάσταση της ενεργειακής ασφάλειας στη ΝΑ Ευρώπη. Επιπλέον, το επικαιροποιημένο «Outlook» του IENE περιλαμβάνει την εξέταση ενεργειακών τεχνολογιών που είναι κατάλληλες και πρόσφορες να εφαρμοστούν στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης καθώς και τις δυνατότητες που υπάρχουν για τοπική παραγωγή. Παράλληλα, το «SEEE Outlook 2025/2026» αναδεικνύει, μεταξύ άλλων, το κορυφαίο θέμα της ενεργειακής ασφάλειας και το πώς μπορεί να ενισχυθεί σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο. Η μελέτη ολοκληρώνεται με μια εις βάθος ανάλυση και μία σειρά από προβλέψεις σχετικά με τις δυνατότητες επενδύσεων για μία σειρά από διαφορετικά καύσιμα και ανά χώρα, ενώ επίσης αξιολογεί τις επιχειρηματικές ευκαιρίες του δυναμικού ενεργειακού τομέα της περιοχής.

Το «SEE Energy Outlook 2025/2026» αναμένεται, βάσει του ισχύοντος προγραμματισμού του IENE, να εκδοθεί το Μάιο του 2025.

Εξετάζοντας την περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης στο προσκήνιο της ενεργειακής επανάστασης. Το μεγάλο δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της περιοχής, ιδιαίτερα ηλιακής και αιολικής ενέργεια, την τοποθετεί ως βασικό παράγοντα της ενεργειακής μετάβασης της Ευρώπης. Ωστόσο, η απελευθέρωση αυτού του δυναμικού θα απαιτήσει την υπέρβαση ρυθμιστικών εμποδίων, την αναβάθμιση της υποδομής δικτύου και την προώθηση της περιφερειακής συνεργασίας. Εάν αντιμετωπιστούν αυτές οι προκλήσεις, η Νοτιοανατολική Ευρώπη μπορεί να πρωτοστατήσει

στην ώθηση της Ευρώπης για ένα καθαρότερο, πιο βιώσιμο ενεργειακό μέλλον. Η περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης απολαμβάνει μερικές από τις καλύτερες φυσικές συνθήκες για ανάπτυξη έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ευρώπη. Χώρες όπως η Ελλάδα, η Βουλγαρία και η Ρουμανία λαμβάνουν από 1.900 έως 2.400 ώρες ηλιακού φωτός ετησίως, καθιστώντας την περιοχή ιδανική για μεγάλης κλίμακας ηλιακά έργα. Παράκτιες περιοχές κατά μήκος της Μαύρης Θάλασσας, οι παράκτιες περιοχές της Ελλάδας, τα νησιά του Αιγαίου και οι ορεινές περιοχές της Ελλάδας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Σερβίας είναι πρωταρχικές τοποθεσίες για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας. Παρά τα πλεονεκτήματα αυτά, η ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη Νοτιοανατολική Ευρώπη ήταν πιο αργή σε σύγκριση με άλλες περιοχές της Ευρώπης. Η περιοχή εξακολουθεί να εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον άνθρακα και άλλα ορυκτά καύσιμα, ιδιαίτερα τον λιγνίτη, ο οποίος είναι μια από τις πιο βρώμικες μορφές παραγωγής ενέργειας. Η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προσφέρει δυνατότητες μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Η Βουλγαρία είναι ένα τέλειο παράδειγμα αυτής της δυνατότητας μείωσης των εκπομπών. Η βουλγαρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξακολουθεί να εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα ορυκτά καύσιμα – ιδιαίτερα τον λιγνίτη. Αυτό είναι ένα σημαντικό πρόβλημα διότι, ενώ ο λιγνίτης είναι η φθηνότερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, προκαλεί τις υψηλότερες εκπομπές CO₂ ανά τόνο όταν καίγεται, το ένα τρίτο περισσότερες από τον λιθάνθρακα και τρεις φορές περισσότερες από το φυσικό αέριο. Στη Ρουμανία, τα ορυκτά καύσιμα εξακολουθούσαν να αποτελούν σχεδόν το 30% του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας το 2023. Αντίθετα η Ελλάδα, αποτελεί φωτεινό παράδειγμα ανάπτυξης στον τομέα των ΑΠΕ και μείωσης του μεριδίου λιγνίτη στο ενεργειακό της μείγμα τα τελευταία χρόνια.

Η Νοτιοανατολική Ευρώπη φιλοξενεί πολλές βιομηχανίες έντασης ενέργειας, ιδιαίτερα σε τομείς όπως η μεταποίηση και ταχημικά, οι οποίες αποτελούν κρίκο παγκόσμιων αλυσίδων εφοδιασμού. Για να παραμείνουν ανταγωνιστικές και να διατηρήσουν τις συμβάσεις με πολυεθνικές εταιρείες που έχουν δεσμευτεί σε καθαρούς μηδενικούς στόχους, οι βιομηχανίες στην περιοχή πρέπει να μεταβούν σε καθαρότερες πηγές ενέργειας. Το νέο Ευρωπαϊκό Πράσινο Βιομηχανικό Σχέδιο παρέχει περαιτέρω κίνητρα για την επιτάχυνση αυτής της στροφής, ενθαρρύνοντας την ανάπτυξη τεχνολογιών καθαρής ενέργειας και τοπικές αλυσίδες εφοδιασμού για να διασφαλιστεί η ενεργειακή ανεξαρτησία. Οι χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης αναθεώρησαν τα Εθνικά Σχέδιά τους για την Ενέργεια και το Κλίμα (NECP) ώστε να αντικατοπτρίζουν πιο φιλόδοξους στόχους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η πρωτοβουλία REPowerEU συμβάλλει στην επιτάχυνση

των επενδύσεων σε υποδομές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τον εκσυγχρονισμό του δικτύου και τις διασυννοριακές διασυνδέσεις, τα οποία είναι ζωτικής σημασίας για την απελευθέρωση του πλήρους δυναμικού της περιοχής.

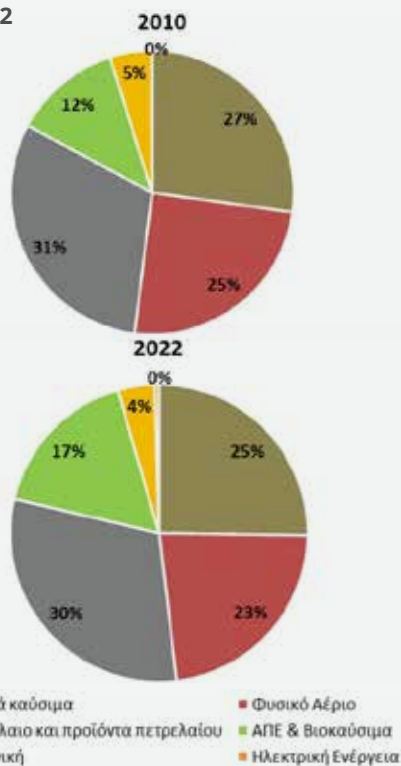
Εξετάζοντας τον ευρύτερο ενεργειακό χάρτη της ΝΑ Ευρώπης, γίνεται αντιληπτή η αλλαγή του περιφερειακού ενεργειακού μείγματος στην Συνολική Προσφορά Ενέργειας (Total Energy Supply)²⁸ μεταξύ 2010 και 2022, η οποία παρά την αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη μεγάλη συμβολή του φυσικού αερίου παραμένει δεσμευμένη σε υψηλή κατανάλωση στερεών καυσίμων και σημαντικές εισαγωγές πετρελαίου. Επιπλέον, υπάρχει λιγότερη χρήση στερεών καυσίμων, αλλά η υποχώρηση δεν είναι τόσο μεγάλη όσο αναμενόταν ώστε να προωθηθεί η ατζέντα της ΕΕ για την απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές. Ως εκ τούτου υπάρχει μια μεγάλη πολιτική και περιβαλλοντική πρόκληση, την οποία οι κυβερνήσεις των ενδιαφερομένων χωρών, αργά ή γρήγορα, θα πρέπει να αντιμετωπίσουν. Η περιοχή της ΝΑ Ευρώπης χαρακτηρίζεται από υψηλή εξάρτηση από τις εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου με την περιοχή να είναι κατά 87% εξαρτώμενη από τις εισαγωγές πετρελαίου, ενώ στη περίπτωση του φυσικού αερίου η εξάρτηση φτάνει στο 88%. Αυτή η υψηλή εξάρτηση από τις εισαγωγές υδρογονανθράκων οδηγεί πολλές χώρες στην

αναζήτηση εγχώριων πηγών υδρογονανθράκων και αυτό έχει ήδη οδηγήσει σε αυξημένες έρευνες και νέα ευρήματα ιδιαίτερα στη Ρουμανία, την Αλβανία, την Κροατία, την Κύπρο, το Ισραήλ και την Τουρκία (Μαύρη Θάλασσα).

Περεταίρω η πυρηνική ενέργεια, αν και συμβάλλει μόνο κατά 4,0% στη συνολική ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση στη ΝΑ Ευρώπη (συμπεριλαμβανομένης της Τουρκίας) και 8% αν αφαιρέσουμε την Τουρκία από το κάδρο, παραμένει βιώσιμη επιλογή, καθώς καλύπτει σημαντικές ανάγκες φορτίου βάσης (base load) σε ορισμένες χώρες (Ρουμανία, Βουλγαρία, Κροατία, Σλοβενία, Ουγγαρία) και είναι απόλυτα συμβατή και υποστηρικτική προς τις (αναθεωρημένες) πολιτικές της ΕΕ για την μείωση των εκπομπών άνθρακα. Ενόψει των τρεχόντων σχεδίων στη Ρουμανία, τη Βουλγαρία, την Ουγγαρία και την Τουρκία για επέκταση της εγκατεστημένης πυρηνικής ισχύος, η πυρηνική ενέργεια αναμένεται να διαδραματίσει κρίσιμο ρόλο στην ενίσχυση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και να καλύψει πολύ μεγαλύτερα ηλεκτρικά φορτία στην ΝΑ Ευρώπη κατά την επόμενη δεκαετία.

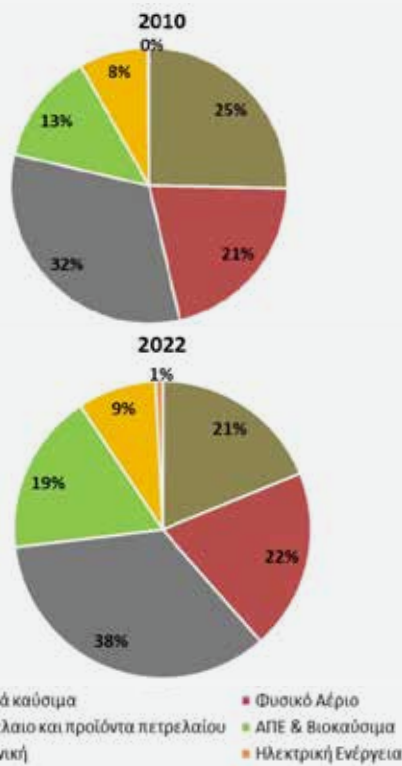
Όσον αφορά στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, η περιοχή της ΝΑ Ευρώπης στο σύνολό της φαίνεται να είναι πιο ευάλωτη από την υπόλοιπη Ευρώπη (κυρίως από τις χώρες της Δυτικής Ευρώπης). Αυτό οφείλεται στις περιορισμένες

Διάγραμμα 144: Συνολική Προσφορά Ενέργειας (%) στην ΝΑ Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένης της Τουρκίας, 2010 και 2022



Πηγή: Eurostat, IENE

Διάγραμμα 145: Συνολική Προσφορά Ενέργειας (%) στην ΝΑ Ευρώπη, χωρίς την Τουρκία, 2010 και 2022



Πηγή: Eurostat, IENE

²⁸ Συνολική Προσφορά Ενέργειας = Πρωτογενής παραγωγή + Ανακτήσιμα και Ανακυκλώσιμα Προϊόντα + Εισαγωγές - Εξαγωγές ± Μεταβολή Αποθεμάτων - Διεθνή Θαλάσσια Καύσιμα - Διεθνή αεροπορικά καύσιμα

έως τώρα επιλογές εφοδιασμού, κυρίως για το φυσικό αέριο, στη δύσκολη μορφολογία των διαφόρων χωρών και στην εξάρτηση της περιοχής από μικρό αριθμό προμηθευτών πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η ενεργειακή ασφάλεια στη ΝΑ Ευρώπη μπορεί να ενισχυθεί με την εφαρμογή ενός ευρύτερου σχεδίου (το οποίο βρίσκεται ήδη σε εξέλιξη) για τη βελτίωση των διασυνδέσεων τόσο για την ηλεκτρική ενέργεια όσο και για το φυσικό αέριο σε ολόκληρη την περιοχή και επίσης με την περαιτέρω διαφοροποίηση του ενεργειακού μείγματος των διαφόρων χωρών.

Ειδικότερα το θέμα της λήψης μέτρων για την αντιμετώπιση της ανόδου των τιμών στις χονδρεμπορικές αγορές της Νοτιοανατολικής Ευρώπης τέθηκε το Σεπτέμβριο 2024 από τους Υπουργούς Ενέργειας της Ελλάδας, της Ρουμανίας και της Βουλγαρίας προς την Κομισιόν. Στο πλαίσιο αποστολής επιστολής, οι τρεις Υπουργοί επισημαίνουν πως η αστάθεια των τιμών στη Νοτιοανατολική Ευρώπη έχει ασκήσει σημαντική πίεση στις οικονομίες των χωρών, απειλώντας τόσο την ενεργειακή ασφάλεια όσο και τη σταθερότητα της αγοράς σε ολόκληρη την περιοχή. Στα βασικά ζητήματα που θίγονται συμπεριλαμβάνονται:

- Η ανεπάρκεια χωρητικότητας διασυνδέσεων: Η έλλειψη διασυννοριακών διασυνδέσεων εμποδίζει τις αποδοτικές ροές ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης σε κρίσιμες περιόδους, επιδεινώνοντας τις αυξήσεις των τιμών, ειδικά κατά τις βραδινές ώρες αιχμής, όταν μειώνεται η παραγωγή Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Η ανάπτυξη αυτών των συνδέσεων διασύνδεσης που λείπουν, είναι ζωτικής σημασίας για την άμβλυνση της συμφόρησης και τη σύγκλιση των διασυννοριακών τιμών.
- Ο κατακερματισμός των αγορών ενέργειας: Η περιορισμένη ενοποίηση των περιφερειακών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας με το ευρύτερο σύστημα της ΕΕ έχει οδηγήσει σε σημαντικές αποκλίσεις τιμών, με ανισότητες που συχνά υπερβαίνουν τα 50-100 ευρώ/MWh. Για να αποκατασταθεί η συνοχή της αγοράς και να βελτιωθεί η σταθερότητα των τιμών, είναι απαραίτητο να επιταχυνθούν οι επενδύσεις σε υποδομές και να ενοποιηθούν οι αγορές μας πιο στενά με την αγορά της ΕΕ.
- Η μειωμένη ευέλικτη δυναμικότητα παραγωγής: Η διαθεσιμότητα ευέλικτων πηγών παραγωγής, ιδιαίτερα υδροηλεκτρικής ενέργειας, έχει περιοριστεί λόγω παρατεταμένων ξηρασιών, οδηγώντας σε μεγαλύτερη εξάρτηση από μονάδες που λειτουργούν με άνθρακα και φυσικό αέριο. Αυτή η κατάσταση υπογραμμίζει την επείγουσα ανάγκη για επενδύσεις σε ευέλικτες και καθαρές δυνατότητες παραγωγής.
- Οι γεωπολιτικοί παράγοντες και η ασφάλεια εφοδιασμού: Η αντιστροφή των παραδοσιακών ροών ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μετατροπής

της Ουκρανίας σε καθαρό εισαγωγέα από την περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης πιέζει περαιτέρω το σύστημα, ανεβάζοντας τις τιμές.

7.2 Η Ελλάδα στη Ν.Α. Ευρώπη

Την τελευταία διετία (2023-2024), παρατηρείται εντυπωσιακή αποκατάσταση του ενεργειακού κύρους της Ελλάδας (που είχε υποχωρήσει σημαντικά την περίοδο της οικονομικής κρίσης) στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, χάρη στην ολοκλήρωση μιας σειράς έργων υποδομής, κυρίως στο φυσικό αέριο, αλλά και στην περαιτέρω εντυπωσιακή διείσδυση ελληνικών επιχειρήσεων, κυρίως στον χώρο των ΑΠΕ και στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή. Τα εν λόγω έργα περιλαμβάνουν την ολοκλήρωση και λειτουργία του Ελληνο-Βουλγαρικού διασυνδετηρίου αγωγού αερίου (IGB) το 2023, την ολοκλήρωση και εμπορική λειτουργία της πλωτής μονάδας LNG στην Αλεξανδρούπολη (2024) και την νέα ηλεκτρική διασύνδεση 400 KV Ελλάδας-Βουλγαρίας (2024).

Όλα τα ανωτέρω έργα αφενός διασφαλίζουν μεγαλύτερη ενεργειακή πρόσβαση της Ελλάδος στις χώρες του βορρά, και αφετέρου συνδράμουν στην ενεργειακή ασφάλεια των χωρών της περιοχής. Με άλλα λόγια, πρόκειται περί μιας αμφίδρομης ενεργειακής σχέσης μέσα από την οποία δίνεται η δυνατότητα στην χώρας μας να αναπτύξει εξωστρέφεια, σε διπλωματικό και ενεργειακό επίπεδο, και παράλληλα να επωφεληθεί οικονομικά μέσω της αύξησης των εξαγωγών σε φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό. Η εμπορική λειτουργία του FSRU στην Αλεξανδρούπολη, που εγκαινιάστηκε την 1η Οκτωβρίου 2024, αποτελεί τομή στις ενεργειακές εξελίξεις της χώρας και ταυτόχρονα σηματοδοτεί πολλαπλά οφέλη, μετατρέποντας την Αλεξανδρούπολη σε ενεργειακό κόμβο και συμβάλλοντας στην επίτευξη εθνικών στόχων. Σημαντικό είναι ότι το ελληνικό σύστημα θα τροφοδοτείται ετησίως με περίπου 45,000 MWh φυσικού αερίου, κάτι που αντιστοιχεί σε 1.5 bcm το χρόνο ή αλλιώς με το 27% της συνολικής ετήσιας δυναμικότητας αεριοποίησης του σταθμού.

Το έργο συνδέεται με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μέσω αγωγού μήκους 28 χλμ., στον οποίο το αεριοποιημένο LNG θα προωθείται στις αγορές της Ελλάδας, της Βουλγαρίας αλλά και της ευρύτερης περιφέρειας, από τη Ρουμανία, τη Σερβία και τη Βόρεια Μακεδονία, μέχρι τη Μολδαβία και την Ουκρανία. Συνεπώς, το έργο συμβάλλει σημαντικά στην απεξάρτηση της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης από το φυσικό αέριο της Ρωσίας.

Η σπουδαιότητα του FSRU Αλεξανδρούπολης είναι μεγάλη, καθώς με τη μονάδα αυτή, η Ελλάδα αποκτά μία δεύτερη «πύλη» εισόδου υδροποιημένου αερίου, μετά τον τερματικό του ΔΕΣΦΑ στη Ρεβυθούσα. Έτσι, αυξάνεται η διαφοροποίηση των πηγών τροφοδοσίας αλλά και των προμηθευτών φυσικού αερίου. Ταυτόχρονα, ενισχύεται και η ασφάλεια εφοδιασμού αλλά και ο ανταγωνισμός στην

ευρύτερη περιοχή. Με τον τρόπο αυτό, η Ελλάδα εξελίσσεται σε διαμετακομιστικό κόμβο φυσικού αερίου στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, αξιοποιώντας τα γεωστρατηγικά πλεονεκτήματα της θέσης της.

Κάθετος Διάδρομος

Ένας ακόμα λόγος γιατί το FSRU της Αλεξανδρούπολης έχει πολύ μεγάλη σημασία για την περιφερειακή ενεργειακή πολιτική της Ελλάδας οφείλεται στο γεγονός ότι σε συνδυασμό με τον IGB αποτελούν την βάση του Κάθετου Διαδρόμου (Vertical Corridor), ο οποίος θα μεταφέρει αέριο από την Ελλάδα προς βορρά «μέχρι την Βαλτική». Ο εν λόγω διάδρομος προτάθηκε για πρώτη φορά από κοινού από Ελλάδα, Βουλγαρία και Ρουμανία τον Νοέμβριο του 2014 μετά από συνάντηση των υπουργών ενέργειας και την υπογραφή μνημονίου.

Το IENE εκπόνησε την πρώτη μελέτη σκοπιμότητας²⁹, η οποία ολοκληρώθηκε τον Μάρτιο του 2015. Ο Κάθετος Διάδρομος στην ουσία αποτελείται από τμήματα υπάρχοντων αγωγών, με την προσθήκη ορισμένων επιπλέον αγωγών που θα χρειαστούν κατά τόπους, μέσω των οποίων ένας προμηθευτής θα μπορεί να μεταφέρει αέριο από την Ελλάδα προς βορρά σε οποιαδήποτε χώρα (λχ. Βουλγαρία, Ρουμανία, Σερβία, Μολδαβία, Ουγγαρία, Ουκρανία), ο Διαχειριστής της οποίας θα έχει συμβληθεί, βάσει συμφωνίας, και θα ακολουθεί τα συγκεκριμένα πρωτόκολλα για την μεταφορά αερίου που προβλέπονται από την ομάδα χωρών που απαρτίζουν τον Κάθετο Διάδρομο.

Ο Κάθετος Διάδρομος αφορά τη δημιουργία μιας όδευσης τροφοδοσίας με αέριο για ποσότητες μέχρι 10 δισεκ. κυβ. μέτρα τον χρόνο (bcm/a), η οποία θα ξεκινά από την Ελλάδα και θα καταλήγει στην Σλοβακία στα δυτικά και στην Ουκρανία στα ανατολικά, ενώ ενδέχεται πολύ σύντομα να συμπεριληφθεί και η Σερβία, η οποία απέχει από τον σχεδιασμό σε αυτό το στάδιο. Μέχρι στιγμής, οι Διαχειριστές Συστημάτων Αερίου που συμμετέχουν στην διαδικασία του Κάθετου Διαδρόμου περιλαμβάνουν τους εξής: Bulgartransgaz και ICGB από την Βουλγαρία, Transgaz από την Ρουμανία, FGSZ από την Ουγγαρία, EUSTREAM από την Σλοβακία, VMTG από την Μολδαβία, GTSOU από την Ουκρανία και ΔΕΣΦΑ από την Ελλάδα.

Σε δεσμευτική «δοκιμή αγοράς» (market test), που πραγματοποίησαν οι διαχειριστές συστημάτων φυσικού αερίου της περιοχής τον Ιούλιο 2024, διαπιστώθηκε η πλήρης απροθυμία των χρηστών (κυρίως εμπορικές εταιρείες αερίου) να δεσμευθούν δυναμικότητα σε μακροχρόνιο ορίζοντα, σε αντίθεση με τα αποτελέσματα της μη δεσμευτικής φάσης που έγινε τον Μάιο και όπου είχαν εκδηλώσει ενδιαφέρον 27 εταιρείες από την Ελλάδα και το εξωτερικό. Ο Κάθετος Διάδρομος, που αποτελεί μια εναλλακτική όδευση για την μεταφορά φυσικού αερίου από την Ελλάδα προς τις βορειότερες χώρες της περιοχής, υποστηρίζεται τόσο από την ΕΕ όσο και από την κυβέρνηση των ΗΠΑ στο πλαίσιο της προσπάθειας για απεξάρτηση από το Ρωσικό αέριο και ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας της περιοχής.

Χάρτης 46: Κάθετος Διάδρομος (Vertical Corridor)



Πηγή: DESFA

²⁹ <https://www.iene.eu/articlefiles/the%20vertical%20corridor%20-%20from%20the%20aegean%20to%20the%20baltic.pdf>

Βασική υποδομή του Κάθετου Διαδρόμου αποτελεί ο διασυνδεδεμένος αγωγός αερίου Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB), η κατασκευή του οποίου ολοκληρώθηκε τον Οκτώβριο 2022, ενώ τέθηκε σε πλήρη εμπορική λειτουργία 12 μήνες αργότερα. Πάνω στον IGB έρχονται και «κουμπώνουν» οι αγωγοί και παρακαμπτήριες αρτηρίες των άλλων χωρών, μέσω των οποίων μεταφέρεται το αέριο από την μια χώρα στην άλλη, μέσω της ενεργοποίησης ειδικών πρωτοκόλλων μεταφοράς που έχουν συνάψει μεταξύ τους οι διάφοροι Διαχειριστές της περιοχής. Προκειμένου να ολοκληρωθεί η αλυσίδα μεταφοράς αερίου που προσφέρει ο Κάθετος Διάδρομος θα χρειαστεί η κατασκευή συμπληρωματικών αγωγών και διασυνδεδετηρίων, με ένα συνολικό κόστος που υπολογίζεται στα €400-€500 εκατ.

Τα «βλέμματα» των Διαχειριστών στρέφονται προς τις Βρυξέλλες και την Ουάσιγκτον, καθώς αμφότεροι σε προγενέστερο χρόνο είχαν δηλώσει την στήριξή τους στο έργο. Οι Διαχειριστές, πάντως, παρά τις τρέχουσες προκλήσεις που αντιμετωπίζει το έργο, λόγω της έλλειψης δεσμευτικού ενδιαφέροντος, δηλώνουν έτοιμοι να προχωρήσουν στη περαιτέρω εξέταση και μελέτη του εγχειρήματος, εκτιμώντας ότι το «ναυάγιο» του πρόσφατου market test είναι πρόσκαιρο και δεν θα επηρεάσει την μακροχρόνια βιωσιμότητα του έργου. Θα πρέπει να υπογραμμιστεί ότι το σχέδιο του Κάθετου Διαδρόμου συνιστά στρατηγικό στόχο του ευρύτερου Ευρωπαϊκού σχεδιασμού για την απεξάρτηση από το Ρωσικό αέριο με ημερομηνία-στόχο το 2027, αλλά και την περαιτέρω ανάπτυξη της περιφερειακής αγοράς αερίου μέσω ενίσχυσης της διασυνοριακής μεταφοράς και εμπορίας αερίου.

Όπως παρατηρούν παράγοντες της αγοράς με γνώση του θέματος, «το έργο του Κάθετου Διαδρόμου φαίνεται να έχει 'κολλήσει' προσωρινά λόγω των επιφυλάξεων των εταιρειών να δεσμευτούν μακροχρόνια σε ένα περιβάλλον έντονης ρευστότητας στην αγορά, η οποία το τελευταίο διάστημα κυριολεκτικά κατακλύζεται από ρωσικό αέριο που φθάνει στη περιοχή μέσω του TurkStream σε τιμή φθηνότερη κατά €8-€10 σε σχέση με τις ευρωπαϊκές τιμές, όπως αυτές διαμορφώνονται στο Ολλανδικό TTF». Χαρακτηριστικό παράδειγμα η Ελληνική αγορά, όπου το Ρωσικό αέριο που εισάγεται μέσω της πύλης του Σιδηροκάστρου το Β' εξάμηνο του 2024 κάλυψε κατά μέσο όρο το 60% της εγχώριας κατανάλωσης.

Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις

Ενισχυμένο εμφανίζεται τελευταία και το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρισμού μεταξύ Ελλάδας και των γειτονικών χωρών χάριν στις διεθνείς ηλεκτρικές διασυνδέσεις που έχουν δημιουργηθεί και λειτουργούν με επιτυχία με Ιταλία, Αλβανία, Βόρεια Μακεδονία, Βουλγαρία, Τουρκία, αλλά και νέων που είναι υπό ανάπτυξη. Σύμφωνα με τα σχετικά στοιχεία, το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας το 2023 μεταξύ Ρουμανίας - Βουλγαρίας ήταν 1.5 TWh, Βουλγαρίας - Ελλάδα

2.8 TWh και Ελλάδα - Ιταλίας 1.3 TWh. Κινητήρια δύναμη για τις ενεργειακές ροές στις διασυνδέσεις είναι οι σημαντικές διαφορές τιμών μεταξύ των επιμέρους αγορών: η μέση τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε Ρουμανία και Βουλγαρία το 2023 ήταν 104 €/MWh, στην Ελλάδα 119 €/MWh και στην Ιταλία 127 €/MWh. Η ανάπτυξη των εισαγωγών - εξαγωγών ρεύματος έχει άμεσο όφελος και για τον καταναλωτή καθώς οι ακριβότερες εγχώριες πηγές υποκαθίστανται από φθηνότερες εισαγωγές.

Η θέση της Ελλάδας στις διεθνείς ηλεκτρικές διασυνδέσεις πρόκειται να ενισχυθεί περαιτέρω το επόμενο διάστημα μέσω της λειτουργίας του Great Sea Interconnector, με 1.0 GW σε πρώτη φάση ηλεκτρικής σύνδεσης με Κύπρο και Ισραήλ (2025/2026), 3 GW με την Αίγυπτο (2026) και ίσως 3.0 GW με την Κροατία (2027/2028). Αν και καθαρά εισαγωγική η Ελλάδα στο διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας το 2022, υπάρχουν πλέον οι απαραίτητες υποδομές, ενώ δημιουργούνται και νέες, που θα επιτρέψουν πολύ μεγαλύτερες εξαγωγές ηλεκτρισμού προς τις γύρω χώρες μόλις μπορέσουμε να αξιοποιήσουμε πλήρως τις εγχώριες ενεργειακές μας πηγές, από φυσικό αέριο και ΑΠΕ.

Παράλληλα, ελληνικές εταιρείες εδραιώνουν την παρουσία τους στα Βαλκάνια. Σύμφωνα με το νέο επιχειρηματικό σχέδιο της ΔΕΗ, «εκτός από τον κρίσιμο ρόλο στην Ελλάδα και την ισχυρή παρουσία στη Ρουμανία, ο στρατηγικός σχεδιασμός περιλαμβάνει και ανάπτυξη στην Βουλγαρία ή/και την ευρύτερη περιοχή, όπου ο Όμιλος αποσκοπεί να έχει 1.1 GW εγκατεστημένης ισχύος μέχρι το 2030».

Με την παρουσία του στα Βαλκάνια, ο Όμιλος ΔΕΗ θα πετυχαίνει με το διευρυμένο και αλληλοσυμπληρούμενο χαρτοφυλάκιο ΑΠΕ φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων, διασπορά του κινδύνου εκμεταλλεόμενος τις διαφορετικές μετεωρολογικές συνθήκες στην κάθε περιοχή», αναφέρεται σχετικά από την επιχείρηση. Σημειώνεται ότι η ΔΕΗ κατέχει την πρώτη θέση της αγοράς στην παραγωγή, διανομή και προμήθεια ρεύματος στην Ελλάδα, ενώ στη Ρουμανία είναι ο μεγαλύτερος προμηθευτής με 3 εκατ. πελάτες, κατέχει τη δεύτερη θέση στα δίκτυα διανομής και είναι ο μεγαλύτερος παραγωγός ρεύματος από ΑΠΕ με μονάδες ισχύος 597 MW.

Σύμφωνα με την παρουσίαση του επιχειρηματικού σχεδίου, το όφελος από τις συνέργειες στα Βαλκάνια εκτιμάται σε €50 εκατ. ετησίως.

Τα Ελληνικά διυλιστήρια στην ΝΑ Ευρώπη

Η εικόνα της ενεργειακής αγοράς και του κυρίαρχου ρόλου της Ελλάδας στην περιοχή δεν θα ήταν πλήρης εάν δεν αναφερθούμε στον κομβικό ρόλο που παίζουν οι δυο μεγάλοι διυλιστηριακοί όμιλοι, HELLENiQ ENERGY και Motor Oil. Ο Όμιλος HELLENiQ ENERGY δραστηριοποιείται στις αγορές της Νοτιοανατολικής Ευρώπης μέσω δικτύου άνω των 300 πρατηρίων, όπου κατέχει σημαντική θέση στην εμπορία καυσίμων σε Κύπρο, Βουλγαρία,

Σερβία, Μαυροβούνιο και Δημοκρατία της Βόρειας Μακεδονίας. Στην δε παραγωγή διυλισμένων προϊόντων ανά κάτοικο, η Ελλάδα κατέχει τα σκήπτρα σε όλη την ΝΑ Ευρώπη. Αυτό σημαίνει ότι η ΝΑ Ευρώπη και σε ένα μεγάλο βαθμό η Ανατολική Μεσόγειος και Βόρεια Αφρική στηρίζονται για την πετρελαϊκή τους προμήθεια στην Ελλάδα. Η τεράστια αυτή επιτυχία της πετρελαϊκής μας βιομηχανίας οφείλεται σε έγκαιρες και στοχευμένες επενδύσεις αναβάθμισης και εκσυγχρονισμού των δυο ομίλων την περίοδο (2006-2012), κάτι που επέτρεψε την αλματώδη αύξηση της παραγωγής και των εξαγωγών σε ανταγωνιστικές τιμές.

Η Ελλάδα, αν και στο νοτιότερο τμήμα της χερσονήσου του Αίμου, αποτελεί σήμερα ενεργειακό στυλοβάτη όλης της περιοχής των Βαλκανίων και όχι μόνο, προμηθεύοντας σημαντικές ποσότητες διυλισμένων προϊόντων σε Κύπρο, Βουλγαρία, Σερβία, Μαυροβούνιο, Βόρεια Μακεδονία και Τουρκία που φθάνουν σχεδόν στο 60% της συνολικής παραγωγής των δύο μεγάλων διυλιστηριακών ομίλων. Με ήδη ισχυρό πετρελαϊκό αποτύπωμα στη ΝΑ Ευρώπη, οι Ελληνικές πετρελαϊκές σχεδιάζουν περαιτέρω αναβάθμιση της παρουσίας τους, με την HELLENiQ ENERGY να βρίσκεται σε διαβουλεύσεις για την επανενεργοποίηση του αγωγού πετρελαίου Θεσσαλονίκης-Σκοπίων, ενώ διεργασίες υπάρχουν και για την κατασκευή νέου αγωγού μεταφοράς πετρελαίου από Αλεξανδρούπολη στο Μπουργκάς της Βουλγαρίας.

Παράλληλα, με την ανάπτυξη των συμβατικών πηγών ενέργειας, η Ελλάδα τα τελευταία 10 και πλέον χρόνια έχει σημειώσει εντυπωσιακά βήματα στην προώθηση των ΑΠΕ, όπου κατέχει ένα από τα μεγαλύτερα μεγέθη συνολικής εγκατεστημένης ισχύος σχεδόν στα 16.0 GW, συμπεριλαμβανομένων και των μεγάλων υδροηλεκτρικών και συμμετοχή στο 59.0% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της χώρας. Ουσιαστικά, κατέχει την δεύτερη θέση στην περιοχή μετά την Τουρκία, η οποία λόγω μεγέθους, κρατικών ενισχύσεων και δραστηριοποίησης της εγχώριας βιομηχανίας έχει αναπτύξει ποικιλότερα τον τομέα των ΑΠΕ με συνολική ισχύ ΑΠΕ που φθάνει τα 59.0 GW.

το 20.0% του ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, με βάση τα στοιχεία για το 2023, γεγονός που κατατάσσει τη χώρα μας δεύτερη παγκοσμίως, πίσω μόνο από τη Χιλή, σύμφωνα με την ετήσια έκθεση του κλιματικού think tank Ember. Ταυτόχρονα, η Ελλάδα διατηρεί πρωτεύουσα θέση στην παραγωγή και εξαγωγή ηλιακών θερμικών συστημάτων (ηλιακοί θερμοσίφωνες), καθώς και σε αναθέσεις κατασκευής έργων ΑΠΕ εκτός Ελλάδος με μεγάλες εταιρείες να δρουν ως EPC contractor.

Συμπερασματικά, η συνεργασία μεταξύ των χωρών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης πρέπει να ενισχυθεί περαιτέρω, με την Ελλάδα στο επίκεντρο, λόγω της γεωπολιτικής της θέσης, προκειμένου να μπορέσει να δημιουργηθεί ένα δίκτυο ενεργειακών κόμβων που θα διασφαλίζει την ενεργειακή ασφάλεια και βιωσιμότητα της ΕΕ. Η περιοχή αυτή είναι πλούσια σε φυσικούς πόρους (ήλιος, θάλασσα και άνεμος) προσφέροντας τεράστιες ευκαιρίες για παραγωγή φθηνής ενέργειας, ενώ παράλληλα με τις επενδύσεις σε καθαρές τεχνολογίες αυξάνεται το ΑΕΠ των χωρών που συμμετέχουν.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα φωτοβολταϊκά παράγουν



Ενεργειακές Τεχνολογίες





8. Ενεργειακές Τεχνολογίες

Η ενεργειακή τεχνολογία είναι μια επιστήμη μηχανικής, που έχει ως κύριο σκοπό την αποτελεσματική, ασφαλή, φιλική προς το περιβάλλον και οικονομικά βιώσιμη εξόρυξη, μετατροπή, μεταφορά, αποθήκευση και χρήση ενέργειας, αποτρέποντας ταυτόχρονα τυχόν παρενέργειες προς τον άνθρωπο, τη φύση και το περιβάλλον. Μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, έχει επιτευχθεί τεράστια πρόοδος στην ανάπτυξη μιας μεγάλης γκάμας ενεργειακών τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται παγκοσμίως, ενώ η συνεχής τεχνολογική πρόοδος έχει οδηγήσει σε πολλές βελτιώσεις και υψηλότερες αποδόσεις, με σημαντική την εισαγωγή νέων τεχνολογιών χαμηλών εκπομπών.

Σκοπός του παρόντος Κεφαλαίου είναι να εντοπίσει, να περιγράψει και να αξιολογήσει τις ενεργειακές τεχνολογίες που είναι βιώσιμες, δοκιμασμένες και μπορούν να εφαρμοστούν άμεσα ή τα επόμενα χρόνια στην Ελλάδα, αλλά και στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, σε ανταγωνιστικές τιμές.

Επισκόπηση Καθαρών Ενεργειακών Τεχνολογιών στην Ελλάδα

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην ηλεκτροπαραγωγή, αλλά και στην παραγωγή και μεταφορά θερμότητας. Οι περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ είναι κατάλληλες για χρήση στην Ελλάδα, αλλά και στη ΝΑ Ευρώπη και ήδη χρησιμοποιούνται αρκετές εξ' αυτών στις περισσότερες χώρες της περιοχής. Ωστόσο, υπάρχει τεράστιο δυναμικό ΑΠΕ στη ΝΑ Ευρώπη, προκειμένου να αξιοποιηθούν περαιτέρω τα ηλιακά θερμικά συστήματα και τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά, τα υδροηλεκτρικά και η βιομάζα, αλλά και άλλες τεχνολογίες, χρησιμοποιημένες σε μικρό βαθμό ή νέες, όπως τα βιοκαύσιμα, το βιομεθάνιο, η γεωθερμία, η ωκεάνια ενέργεια και τα υπεράκτια αιολικά, όπως αναλύονται διεξοδικά στην μελέτη αναφοράς «SE Europe Energy Outlook 2021/2022» του IENE³⁰.

1. Υπεράκτια Αιολικά

Η ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων αποτελεί μια εθνική στρατηγική προτεραιότητα, καθώς αναμένεται να ενισχύσει το σχέδιο ενεργειακής μετάβασης της χώρας μας και να συμβάλει στην ενεργειακή ασφάλεια, προσφέροντας καθαρή και προσιτή ενέργεια στο ενεργειακό μίγμα. Ο ελληνικός θαλάσσιος χώρος χαρακτηρίζεται από πολύ καλό αιολικό δυναμικό με μικρή μεταβλητότητα μέσα στο έτος, γεγονός που τον καθιστά ιδιαίτερα ελκυστικό στους επενδυτές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με άλλες θαλάσσιες περιοχές της Μεσογείου, καθώς ευνοεί υψηλότερες ενεργειακές αποδόσεις των υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

Σύμφωνα με το προσχέδιο της αναθεωρημένης έκδοσης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)³¹, Η εγκατεστημένη ισχύς των υπεράκτιων αιολικών πάρκων αναμένεται να ανέλθει σε 1.9 GW έως το 2030. Επισημαίνεται ότι αυτός ο στόχος δεν είναι τελικός και αναμένεται να οριστικοποιηθεί πριν την τελική υποβολή της αναθεωρημένης έκδοσης του ΕΣΕΚ. Τα έργα υπεράκτιων αιολικών πάρκων που θα αναπτυχθούν στις ελληνικές θάλασσες θα αποτελούνται τόσο από έργα σταθερής έδρασης (fixed bottom) όσο και από πλωτά έργα.

Τα έργα υπεράκτιων αιολικών πάρκων εμφανίζουν μεγάλη ενεργειακή απόδοση (υψηλός συντελεστής χρησιμοποίησης) και η κατανομή της παραγωγής τους σε όλη την διάρκεια της ημέρας επιτρέπει τον περιορισμό της συμμετοχής τους στον κορεσμό των δικτύων, την μείωση της συμβατικής παραγωγής κατά τις βραδινές ώρες και την μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.

Αναφορικά με το πλαίσιο για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, τον Ιούλιο του 2022, ψηφίστηκε ο Ν. 4964/2022 (Α' 150), όπου προδιαγράφεται λεπτομερώς για πρώτη φορά το πλαίσιο ανάπτυξης ΥΑΠ στον ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Στόχος του πλαισίου είναι η διασφάλιση αυστηρών διαδικασιών επιλογής περιοχών ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών πάρκων με γνώμονα την προστασία και διαφύλαξη του θαλάσσιου περιβάλλοντος. Ο προσεκτικός σχεδιασμός του κανονιστικού και νομικού πλαισίου αναμένεται να ωφελήσει τη χώρα μας με την εξασφάλιση ισορροπίας μεταξύ των καταναλωτών, των τοπικών κοινωνιών και του κράτους, δημιουργώντας συνάμα το πλαίσιο για την εξασφάλιση της υλοποίησης ασφαλών επενδύσεων στη χώρα μας.

Το ρυθμιστικό μοντέλο που επιλέχθηκε αποδίδει στο κράτος, μέσω της Ελληνικής Διαχειριστικής Εταιρείας Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων (ΕΔΕΥΕΠ) που ορίζεται υπεύθυνος Φορέας υπεράκτιων αιολικών πάρκων, τον πρωτεύοντα ρόλο κατά τον σχεδιασμό και την επιλογή των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ), ενώ συνάμα προδιαγράφονται λεπτομερώς καθορισμένες διαδικασίες χωροθέτησης των περιοχών, γεγονός που μετριάξει σε υψηλό βαθμό τους κινδύνους και παρέχει την αναγκαία επενδυτική ασφάλεια, ήδη κατά το αρχικό στάδιο του σχεδιασμού.

Η παραχώρηση των δικαιωμάτων έρευνας στους επενδυτές και στη συνέχεια ανάπτυξης έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων εντός των περιοχών αυτών, θα πραγματοποιείται κατόπιν συγκεκριμένης διαδικασίας

³⁰ IENE (2022), "SE Europe Energy Outlook 2021/2022", <https://www.iene.eu/en/congress/47/iene-study-see-energy-outlook-2021-2022>

³¹ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-11/GREECE%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20EL.pdf>

αξιολόγησης που θα βασίζεται σε ποιοτικά κριτήρια, ενώ ο διαγωνισμός για την τιμή της ενέργειας που θα ακολουθήσει σε μετέπειτα στάδιο θα εγγυάται την προστασία των καταναλωτών. Ο σχεδιασμός του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος διασύνδεσης βελτιστοποιούνται διαρκώς και αναμορφώνονται χάρη στο ρυθμιστικό πλαίσιο, με την απαραίτητη πρόβλεψη των έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων στα σχέδια του ΑΔΜΗΕ για τη διασύνδεση των νησιών.

Προς την κατεύθυνση αυτή, έχει ήδη συσταθεί και λειτουργεί η Επιτροπή Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων που αποσκοπεί στην επίσπευση των διαδικασιών και την αποτελεσματική συνεργασία και επικοινωνία όλων των αρμόδιων φορέων που εμπλέκονται στη διαμόρφωση του πλαισίου των έργων ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Σημειώνεται ότι η ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων στη χώρα απαιτεί πρόκληση που προϋποθέτει την επίλυση διαφόρων σχετικών ζητημάτων, όπως της ανάγκης δημιουργίας των αναγκαίων υποδομών (π.χ. ναυπηγεία, λιμάνια), της διαθεσιμότητας εξειδικευμένου ανθρώπινου δυναμικού για τέτοια έργα, των προβλημάτων στις εφοδιαστικές αλυσίδες και του υψηλού επιπέδου ανταγωνισμού με άλλες περιοχές όπου συντελείται μεγάλης κλίμακας ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων διεθνώς.

Σύμφωνα με το προκαταρκτικό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2025-2034³² του ΑΔΜΗΕ, υπάρχουν 5 περιοχές (Θράκη, Κρήτη, Κυκλάδες, Αττική και Δωδεκάνησα), στις οποίες αναμένεται να αναπτυχθούν τα πρώτα υπεράκτια αιολικά πάρκα της χώρας. Ειδικότερα, έχουν προβλεφθεί πιλοτικά έργα 600 MW σε Έβρο και Σαμοθράκη, ακόμα 600 MW στην Κρήτη, στις Κυκλάδες και συγκεκριμένα στα νησιά Σύρο, Πάρο και Νάξο δρομολογούνται έργα 250 MW, ενώ σε νησιά των Κυκλάδων κοντά στην Αττική καθώς και στον Νότιο Ευβοϊκό θα γίνουν έργα 200 MW και στα Δωδεκάνησα έργα 350 MW.

2. Βιομεθάνιο

Το βιομεθάνιο είναι ένα ανανεώσιμο αέριο, το οποίο προκύπτει κυρίως μέσω της αναβάθμισης βιοαερίου. Το βιοαέριο προέρχεται από οργανικές ύλες, όπως ανθρώπινα ή ζωικά απόβλητα/λύματα, απορρίμματα τροφών, απόβλητα αποστακτηρίων ή γεωργικές ύλες. Επειδή ο άνθρακας αυτού του υλικού έχει μόλις ληφθεί από την ατμόσφαιρα και ανήκει στον βραχύ κύκλο άνθρακα, το βιοαέριο και το βιομεθάνιο θεωρούνται ανανεώσιμα καύσιμα. Το βιομεθάνιο έχει παρόμοιες ιδιότητες με του φυσικού αερίου και για αυτόν τον λόγο μπορεί να μεταφέρεται μέσω των διαθέσιμων υποδομών.

Επίσης, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο για οχήματα και γενικά για όλους τους σκοπούς που αξιοποιείται και το φυσικό αέριο. Το βιομεθάνιο μπορεί να εγχυθεί και να διανεμηθεί μέσω του δικτύου του φυσικού αερίου, αφότου έχει συμπίεστεί στην πίεση των αγωγών και έχει προστεθεί οσμητικό μέσο (odorization), συνήθως τετραϋδροθειοφάνιο, ώστε να είναι δυνατή η ανίχνευση διαρροών κατά μήκος του δικτύου.

Σήμερα, λειτουργούν στην Ελλάδα 99 σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με βιοαέριο με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 116 MWe, ενώ δεν υπάρχει παραγωγή βιομεθανίου. Οι κατηγορίες βιομάζας που χρησιμοποιούνται είναι απόβλητα κτηνοτροφικών εκμεταλλεύσεων (βοοειδών, χοιροτροφείων, αιγοπροβάτων, ορνιθοειδών), γεωργικά υπολείμματα (από χειμερινά σιτηρά, π.χ. σκληρού και μαλακού σίτου, βρώμης, σίκαλης, βίκου, τριτικάλε), απόβλητα αγροτο-βιομηχανιών (τυρόγαλα), υπολείμματα τροφίμων (π.χ. από εστιατόρια) και οργανικά αστικά απόβλητα. Οι ανωτέρω πρώτες ύλες μπορούν χρησιμοποιηθούν ως πρώτες ύλες για την παραγωγή βιοαερίου/βιομεθανίου.

3. Υδρογόνο

Μία από τις καθαρές μορφές ενέργειας με μηδενικές εκπομπές άνθρακα είναι το υδρογόνο. Καθαρό υδρογόνο πρέπει να παραχθεί από άλλες ενώσεις που περιέχουν υδρογόνο, όπως ορυκτά καύσιμα, βιομάζα ή νερό. Κάθε μέθοδος παραγωγής απαιτεί μια πηγή ενέργειας, δηλαδή θερμική (θερμότητα), ηλεκτρολυτική (ηλεκτρική ενέργεια) ή φωτολυτική (φως) ενέργεια. Το υδρογόνο, που παράγεται από ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια (πράσινο υδρογόνο), δεν έχει καμία εκπομπή άνθρακα που σχετίζεται με την παραγωγή ή τη χρήση του, σε αντίθεση με το υδρογόνο που παράγεται σήμερα από ορυκτά καύσιμα (μπλε ή γκρι υδρογόνο).

Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί ως υγρό, αέριο ή χημική ένωση και μετατρέπεται σε χρησιμοποιήσιμη ενέργεια μέσω κυψελών καυσίμου ή με καύση σε στροβίλους και κινητήρες. Οι χρήσεις του υδρογόνου καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα ενεργειακών εφαρμογών, όπως ως καύσιμο για μεταφορά, ως υποκατάστατο του φυσικού αερίου για θέρμανση ή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή ως πρώτη ύλη σε μια σειρά βιομηχανικών εφαρμογών (όπως για παράδειγμα στην παραγωγή αμμωνίας ή στη χαλυβουργία).

Η δυνατότητα του ανανεώσιμου υδρογόνου ως καθαρού και ευέλικτου φορέα ενέργειας έχει αναγνωριστεί εδώ και πολλά χρόνια, ωστόσο οι οικονομικές και τεχνολογικές προκλήσεις που συνδέονται με τη δημιουργία οικονομίας υδρογόνου μόλις πρόσφατα άρχισαν να ξεπερνιούνται. Με το μειούμενο συνεχώς κόστος των ΑΠΕ και της τεχνολογίας υδρογόνου, και τις αναδυόμενες εξαγωγικές αγορές, οι παράγοντες που απαιτούνται για την ανάπτυξη ενός παγκόσμιου τομέα ανανεώσιμου υδρογόνου αρχίζουν να γίνονται αντιληπτοί.

³⁰ IENE (2022), "SE Europe Energy Outlook 2021/2022", <https://www.iene.eu/en/congress/47/iene-study-see-energy-outlook-2021-2022>

³¹ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-11/GREECE%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20EL.pdf>

Στην Ελλάδα και σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του ευρωπαϊκού φορέα «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertakings», οι δυνατότητες για την παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας το 2030 είναι σημαντικές και αυτό δημιουργεί μεγάλες ευκαιρίες για τη χώρα για την αξιοποίηση της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας στην παραγωγή υδρογόνου με ηλεκτρόλυση νερού.

Στις ευκαιρίες αυτές εντάσσεται και το ενδεχόμενο να αξιοποιηθεί η υπάρχουσα υποδομή φυσικού αερίου για μεταφορά και διανομή υδρογόνου, με ανάμιξη υδρογόνου στο δημόσιο δίκτυο φυσικού αερίου στο άμεσο (2025-2030) και μεσοπρόθεσμο διάστημα (2030-2040) και ενδεχομένως να μετατραπεί μακροπρόθεσμα (μετά το 2040) μέρος του δικτύου φυσικού αερίου για αποκλειστική χρήση υδρογόνου.

Ωστόσο, η μετατροπή του δικτύου σε αποκλειστικούς αγωγούς υδρογόνου θα είναι μια πιο μακροπρόθεσμη προοπτική, καθώς οι όγκοι παραγωγής υδρογόνου αναμένεται να παραμείνουν σχετικά χαμηλοί έως το 2030.

Βραχυπρόθεσμα και μεσοπρόθεσμα, το υδρογόνο θα μπορούσε ως εκ τούτου να αναμιχθεί με μεθάνιο στο υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου, χωρίς την ανάγκη ιδιαίτερων προσαρμογών στην υποδομή μεταφοράς, διανομής και τελικής χρήσης.

Σε ό,τι αφορά τη χρήση υδρογόνου στην Ελλάδα, εκτός από τον τομέα των οδικών μεταφορών και τη ναυτιλία (ιδιαίτερα της εγχώριας ναυτιλίας που αντιπροσωπεύει σχεδόν το 10% της συνολικής ζήτησης μεταφορών και είναι το υψηλότερο στην Ευρώπη), υπάρχουν δυνατότητες για αξιοποίηση υδρογόνου στη βιομηχανία, αντικαθιστώντας την υπάρχουσα χρήση υδρογόνου που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα.

Οι τελικοί στόχοι για την παραγωγή υδρογόνου αυτή τη στιγμή είναι υπό διερεύνηση. Ωστόσο, προς το παρόν, για το 2030 η συνολική παραγωγή πράσινου υδρογόνου εκτιμάται ότι θα ανέλθει τουλάχιστον σε 0.92 TWh, που αντιστοιχεί σε δυναμικότητα εγκατεστημένων συστημάτων ηλεκτρόλυσης 300 MW περίπου, ενώ στόχος είναι να συγκεντρωθούν οι κατάλληλοι πόροι σε συνδυασμό με τη δημιουργία αλυσίδας απορρόφησης του υδρογόνου σε χρήσεις που δεν μπορούν να εξηλεκτρισθούν, ώστε να επιταχυνθεί περαιτέρω η παραγωγή υδρογόνου έως το 2030. Η συνολική κατανάλωση πράσινου υδρογόνου εκτιμάται σε 63.6 TWh/έτος μέχρι το 2050, το μεγαλύτερο ποσοστό όμως (περίπου 70%) εκτιμάται ότι θα καταναλώνεται για παραγωγή συνθετικών υδρογονανθράκων για χρήση στις μεταφορές.

4. Βιοκαύσιμα

α. Συμβατικά Υγρά Βιοκαύσιμα

Συμβατικά υγρά βιοκαύσιμα χρησιμοποιούνται ήδη στην Ελλάδα υπό μορφή βιοντήζελ με υποχρεωτική ποσόστωση ανάμιξης 7% κ.ο. στο πετρέλαιο κίνησης οδικών μεταφορών, και βιοαιθανόλης/βιοαιθέρων με υποχρεωτική ποσόστωση ανάμιξης 3.3% σε ενεργειακό περιεχόμενο στη βενζίνη, ισοδύναμη με περίπου 5% κ.ο. Το βιοντήζελ παράγεται σχεδόν εξ' ολοκλήρου στην Ελλάδα σε 18 εργοστάσια με πρώτη ύλη ελαιώδεις ενεργειακές καλλιέργειες (ελαιοκράμβη, ηλιάνθο, σόγια, βαμβακόσπορο) και ελαιώδη απόβλητα (χρησιμοποιημένα τηγανέλαια) (FAME). Η βιοαιθανόλη παράγεται από ζύμωση σακχαρωδών/αμυλούχων καλλιεργειών (ζαχαρότευτλα, ζαχαροκάλαμο, σιτηρά, καλαμπόκι) και είναι εισαγόμενη. Πριν την ανάμιξη όμως, μετατρέπεται στα διυλιστήρια κατά το μεγαλύτερο μέρος σε αιθέρες προκειμένου να μειωθεί το σημείο εξάτμισης. Η παραγωγή/κατανάλωση συμβατικών υγρών βιοκαυσίμων δεν αναπτύσσεται περαιτέρω προκειμένου να μη δημιουργηθεί πρόβλημα στην προσφορά τροφίμων και ζωοτροφών, σύμφωνα και με την Ενωσιακή πολιτική. Το άνω όριο των συμβατικών βιοκαυσίμων ως ποσοστό των καυσίμων μεταφορών διατηρείται στο 1.7% καθ' όλη τη διάρκεια της ενεργειακής μετάβασης, υποδηλώνοντας τη σταδιακή μείωση της παραγωγής τους σε απόλυτο μέγεθος.

β. Προηγμένα Υγρά Βιοκαύσιμα

Τα προηγμένα βιοκαύσιμα παράγονται με υδρογόνωση φυτικών ελαίων ή άλλων βιολογικών λιπών, όπως το ζωικό λίπος, τα χρησιμοποιημένα μαγειρικά έλαια και το tall oil (υπόλειμμα βιομηχανιών χαρτιού). Για τον σκοπό αυτό, χρησιμοποιούνται «μπλε» ή «πράσινο» υδρογόνο και ως πρώτη ύλη άνθρακα βιολογικά ελαιώδη/λιπώδη απόβλητα. Με τη χημική αυτή διαδικασία, αφαιρείται καταρχήν το περιεχόμενο στην πρώτη ύλη οξυγόνο και στη συνέχεια γίνεται διάσπαση και ισομερισμός των οργανικών μορίων, με τελικό προϊόν το ντίζελ (προηγμένο βιοντήζελ) ή την κηροζίνη (SAF-Sustainable Aviation Fuel). Υπό έρευνα βρίσκονται και τεχνολογίες αεριοποίησης ξυλωδών υπολειμμάτων και σύνθεσης υγρών καυσίμων με χρήση πράσινου υδρογόνου μέσω της χημικής διεργασίας Fischer-Tropsch που επιτυγχάνει την καταλυτική μετατροπή μίγματος CO (παραγόμενου από την αεριοποίηση) και H₂ σε υγρά καύσιμα (ντίζελ, βενζίνη, κηροζίνη). Ένα από τα υγρά καύσιμα που εξετάζεται επίσης ως υποκατάστατο της βενζίνης και μπορεί να παραχθεί με παρόμοιες τεχνολογίες, είναι η μεθανόλη (βιομεθανόλη).

Σήμερα δεν υπάρχει παραγωγή προηγμένων βιοκαυσίμων στην Ελλάδα. Προβλέπεται όμως η συμμετοχή των προηγμένων βιοκαυσίμων να φθάσει στο 2.4% των καυσίμων μεταφορών μέχρι το 2030 και το 17% μέχρι το 2040. Κυριότερος περιορισμός είναι η διαθεσιμότητα πρώτης ύλης και το κόστος παραγωγής, το οποίο όμως έχει πτωτική τάση. Τα προηγμένα υγρά βιοκαύσιμα θα χρησιμοποιηθούν κατά βάση στον τομέα των μεταφορών υποκαθιστώντας ταυτόχρονα τα συμβατικά βιοκαύσιμα.

5. Ανανεώσιμα Καύσιμα Μη Βιολογικής Προέλευσης (RFNBO)

Τα καύσιμα αυτά παράγονται χρησιμοποιώντας, ως πηγή άνθρακα, CO₂ δεσμευόμενο από απαέρια/καυσαέρια συγκεκριμένων βιομηχανικών διεργασιών (μέχρι το 2040 σύμφωνα με την Ενωσιακή πολιτική), από βιομάζα ή από την ατμόσφαιρα (DAC - Direct Air Capture), και, ως πηγή υδρογόνου, «πράσινο» υδρογόνο. Ονομάζονται και e-fuels λόγω της χρήσης μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή του πράσινου υδρογόνου και τη δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα από τον αέρα. Η σύνθεση γίνεται με καταλυτικές χημικές διεργασίες τύπου Fischer-Tropsch ή σύνθεσης μεθανόλης, από αέριο σύνθεσης (μίγμα CO, CO₂, H₂). Είναι τεχνολογίες υπό ανάπτυξη, κυρίως ως προς το σκέλος της ενεργειακής κατανάλωσης και του κόστους για την παραγωγή τους.

Ένα από τα καύσιμα αυτά είναι και η αμμωνία. Παράγεται σε ανανεώσιμη μορφή από άζωτο του αέρα και πράσινο υδρογόνο με την καταλυτική αντίδραση Haber-Bosch. Υπό έρευνα βρίσκεται η χρήση της αμμωνίας για πρόωση πλοίων. Άλλη εναλλακτική που εξετάζεται για πρόωση πλοίων είναι η χρήση της μεθανόλης (βιολογικής προέλευσης ή μη). Στην Ελλάδα δεν υπάρχει σήμερα παραγωγή ή χρήση ανανεώσιμων καυσίμων μη βιολογικής προέλευσης. Προβλέπεται, όμως, αυτή να φθάσει το 1% των καυσίμων μεταφορών μέχρι το 2030 και το 23% μέχρι το 2040. Κυριότερη αβεβαιότητα είναι η τεχνική, και κυρίως οικονομική, βελτιστοποίηση των σχετικών τεχνολογιών.

6. Δέσμευση και Χρήση ή Αποθήκευση Διοξειδίου του Άνθρακα (CCUS)

Η δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα από τα καυσαέρια/απαέρια της βιομηχανίας είναι ο ταχύτερος τρόπος για τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του τομέα αυτού, τουλάχιστον μέχρι την ανάπτυξη εναλλακτικών τεχνολογιών βασισμένων στις ΑΠΕ και το υδρογόνο. Το δεσμευόμενο CO₂ μπορεί να χρησιμοποιείται για σύνθεση συνθετικών καυσίμων μέχρι το 2040, σύμφωνα με την Ενωσιακή πολιτική (ώστε να μειωθεί η χρήση νέων ορυκτών καυσίμων στις μεταφορές).

Μπορεί επίσης να αποθηκεύεται σε στεγανούς γεωλογικούς σχηματισμούς. Στο πλαίσιο αυτό, εξετάζεται η διευκόλυνση επενδύσεων για δέσμευση CO₂ που εκπέμπεται από βιομηχανικές εγκαταστάσεις, κυρίως διυλιστήρια και τσιμεντοβιομηχανίες. Έχουν ήδη εγκριθεί για συγχρηματοδότηση από το Innovation Fund δύο έργα: έργο IRIS για τη δέσμευση CO₂ στη μονάδα παραγωγής υδρογόνου ενός διύλιστηρίου στην Κόρινθο, και έργο IFESTOS για τη δέσμευση CO₂ σε ένα εργοστάσιο παραγωγής τσιμέντου στη Βοιωτία.

Παράλληλα, έχει ήδη υπαχθεί στο Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας για συγχρηματοδότηση και ωριμάζει αδειοδοτικά η πρώτη μονάδα αποθήκευσης CO₂ στον Πρίνο της Καβάλας. Η μονάδα θα διαθέτει δυναμικότητα απορρόφησης 2.5 εκατ. τόνους CO₂κατ' έτος στην πλήρη της λειτουργία. Εκτιμάται ότι η πρώτη φάση (για δυναμικότητα περίπου 1 εκατ. τόνους ετησίως) θα έχει ολοκληρωθεί ως το τέλος 2025 και η δεύτερη φάση (πλήρης δυναμικότητα) ως το τέλος 2027.

Προχωρά επίσης η ολοκλήρωση του σχετικού αδειοδοτικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την δέσμευση, μεταφορά, χρήση και αποθήκευση CO₂. Έχει επίσης ανατεθεί η ευθύνη εποπτείας της κατασκευής και λειτουργίας των έργων αυτών στην ΕΔΕΥΕΠ. Αξίζει να σημειωθεί πως οι τεχνολογίες CCUS αναμένεται να χρησιμοποιηθούν και στον τομέα της ναυτιλίας. Οι πρόσφατες αποφάσεις του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (IMO/MEPC 80, Ιούλιος 2023) για δεσμευτικούς στόχους απόλυτης μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG), όπως, μεταξύ άλλων, ο στόχος αποανθρακοποίησης της ναυτιλίας (net zero) το 2050 και οι ενδεικτικοί ενδιάμεσοι αλλά φιλόδοξοι στόχοι απόλυτης μείωσης των εκπομπών GHG το 2030 και το 2040 καθιστούν την τεχνολογία αυτή σημαντική λύση για τη ναυτιλία.

Η τεχνολογία CCUS έχει ήδη συμπεριληφθεί στα sustainable pathways του IMO και εκτιμάται ότι θα αποτελέσει μια από τις επιλογές συμμόρφωσης της πλοιοκτησίας για την επίτευξη των στόχων της αποανθρακοποίησης της ναυτιλίας. Επιπρόσθετα, είναι σκόπιμο να ληφθεί υπόψη ότι το δεσμευμένο (captured) CO₂ από τη δέσμευση των αερίων εκπομπών με χρήση τεχνολογίας «CCS onboard» ενδέχεται να χρησιμοποιηθεί ως πρώτη ύλη, π.χ. για την παραγωγή εναλλακτικών καυσίμων με ανακυκλωμένο άνθρακα, π.χ. μπλε μεθανόλη.

Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE ολοκλήρωσε τον Οκτώβριο του 2023 ειδική μελέτη για τις προοπτικές δέσμευσης, αξιοποίησης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCUS) στην Ελλάδα. Η δημιουργία κόμβων (hub) CCUS στην Ελλάδα αποτελεί το βασικό καινοτόμο στοιχείο της πρωτοποριακής μελέτης του IENE, καθώς παρουσιάζει το πλεονέκτημα να μην απαιτεί κατασκευή ακριβών υποδομών, όπως εκτεταμένους αγωγούς ή γεωτρήσεις αποθήκευσης, ενώ μπορεί να εξυπηρετεί πάνω από μία βιομηχανικές και άλλες μονάδες που βρίσκονται στην ίδια περιοχή. Η μελέτη αυτή προτείνει πέντε πιθανές τοποθεσίες (Κόρινθος - Ασπρόπυργος, Θεσσαλονίκη, Αλεξανδρούπολη, Βόλος και Δυτική Μακεδονία, με επίκεντρο την ηλεκτροπαραγωγή στην Πτολεμαΐδα) στην Ελλάδα ως κόμβους CCUS καθώς και ένα αναλυτικό χρονοδιάγραμμα, από το 2024 ως το 2032, για την δημιουργία τους.

7. Ηλεκτροκίνηση

Η ηλεκτροκίνηση αναμένεται να γνωρίσει ιδιαίτερη ανάπτυξη τα επόμενα χρόνια στην Ελλάδα, με το ΕΣΕΚ να αναφέρει ότι στόχος της χώρας μας είναι 1 στα 3 αυτοκίνητα να είναι ηλεκτρικό μέχρι το 2030. Η διείσδυση ηλεκτρικών οχημάτων στην ελληνική αγορά οχημάτων είναι πολύ μικρή, όμως τα τελευταία χρόνια έχουν καταγραφεί σημαντικές εξελίξεις. Καταρχάς, η τεχνολογία συνεχίζει να εξελίσσεται. Αρκεί να αναλογιστεί κανείς ότι το 2011 η μέση αυτονομία ενός ηλεκτρικού οχήματος ήταν μόλις 117 χλμ. και πλέον έχει φτάσει σχεδόν τα 400 χλμ. Αντίστοιχες είναι οι βελτιώσεις στο χρόνο φόρτισης, το λογισμικό και φυσικά τα δίκτυα φόρτισης που διεθνώς έχουν επεκταθεί σημαντικά στα χρόνια που προηγήθηκαν.

Επίσης, εντός του 2023 έκαναν την εμφάνισή τους στην Ευρώπη τα πρώτα φθηνά ηλεκτρικά μοντέλα, κυρίως από κινεζικούς κατασκευαστές. Μέσα στο 2024, αναμένεται να ακολουθήσουν οι ευρωπαϊκές βιομηχανίες, με μοντέλα μικρομεσαίου μεγέθους που θα τιμολογούνται στα €20,000-€25,000, χωρίς τις επιδοτήσεις, ώστε να ανταγωνιστούν ευθέως τα συμβατικά οχήματα.

Πρόκειται για αυτοκίνητα με αυτονομίες κοντά στα 400 χλμ. που θα επιτρέψουν στους οδηγούς να κινηθούν ηλεκτρικά εντός και εκτός της πόλης εκμεταλλευόμενοι το ολοένα και αυξανόμενο δημόσιο δίκτυο φόρτισης. Το χαμηλό κόστος απόκτησης αποτελεί σημαντικό κίνητρο αν αναλογιστεί κανείς τη μεγάλη διαφορά ανάμεσα στην τιμή των καυσίμων και την αντίστοιχη του ρεύματος που χρειάζεται για να φορτίσει ένα ηλεκτρικό όχημα.

Συγκεκριμένα στην Ελλάδα, το 2024 αναμένεται να ξεκινήσει σταδιακά η εφαρμογή των δημοτικών σχεδίων φόρτισης (ΣΦΗΟ) ώστε να έχει ο κάθε οδηγός τις λύσεις που χρειάζεται, όχι μόνο στα μεγάλα αστικά κέντρα αλλά και στην περιφέρεια. Επίσης, σημαντική εξέλιξη για τη χώρα μας είναι η απαίτηση από την 1η Ιανουαρίου του 2024 το 1/4 τουλάχιστον των νέων εταιρικών αυτοκινήτων ιδιωτικής χρήσης που ταξινομούνται ανά εταιρεία σωρευτικά να είναι αμιγώς ηλεκτρικά οχήματα ή plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα.

Την ίδια στιγμή, συνεχίζεται το πρόγραμμα «Κινούμαι Ηλεκτρικά 2», οι πληρωμές του οποίου έφτασαν τα €5.4 εκατ. μόνο τον περασμένο Δεκέμβριο. Συνολικά, το 2023, το πρόγραμμα διέθεσε €14 εκατ. για 5,823 αιτήσεις που αφορούσαν 6,021 οχήματα. Αξιοσημείωτο είναι ότι η διείσδυση των ηλεκτρικών (BEV) και επαναφορτιζόμενων (PHEV) έφτασε τον περασμένο Νοέμβριο στην Ελλάδα το 13.7% όλων των νέων ταξινομήσεων, έχοντας πραγματοποιήσει άλμα 4.5% μέσα σε ένα έτος.

8. Αποθήκευση Ενέργειας

Σήμερα, οι δύο βασικές τεχνολογίες αποθήκευσης είναι η αντλησιοταμίευση και οι συσσωρευτές (μπαταρίες). Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την κυρίαρχη τεχνολογία αποθήκευσης παγκοσμίως. Τα κυριότερα πλεονεκτήματά της είναι η τεχνολογική ωριμότητα, η ταχεία απόκριση και οι αρκετά υψηλοί βαθμοί απόδοσης. Ωστόσο, είναι δύσκολη και χρονοβόρος η εύρεση και η κατασκευή των δύο ταμιευτήρων που απαιτούνται σε συστήματα αντλησιοταμίευσης, ενώ παράλληλα συνοδεύεται από σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως παρεμβάσεις σε ενδιαιτήματα ειδών – ειδικά υδάτινων οικοσυστημάτων, η αποψίλωση δασών και η αφαίρεση μεγάλης ποσότητας βλάστησης πριν την πλήρωση των ταμιευτήρων.

Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες έχουν ταχύτερες αποκρίσεις, μικρότερους χρόνους εγκατάστασης και μεγαλύτερους βαθμούς απόδοσης από την αντλησιοταμίευση, ενώ είναι σε θέση να προσφέρουν πληθώρα ενεργειακών υπηρεσιών. Η πρόοδος αυτών των τεχνολογιών και η αυξημένη ζήτηση έχουν οδηγήσει σε εντυπωσιακή μείωση του κόστους τους. Ωστόσο, μειονεκτήματα των μπαταριών είναι ο μικρός συγκριτικά χρόνος ζωής, η ευαισθησία, ζητήματα ασφάλειας, η πεπερασμένη διαθεσιμότητα πρώτων υλών για την κατασκευή τους και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της απόρριψής τους, που επιβάλλουν την ανάπτυξη σχετικών συστημάτων ανακύκλωσης.

Στην Ελλάδα, οι τεχνολογίες αποθήκευσης έχουν αποκτήσει κεντρική θέση στο ΕΣΕΚ, καθώς αναμένεται να οδηγήσουν σε σημαντική αύξηση του ποσοστού διείσδυσης της παραγωγής ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, καθόσον αναμένεται να υποκαταστήσουν τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής φορτίου.

Ειδικότερα, οι μονάδες αποθήκευσης συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλοντας στην εξομάλυνση των μεγάλων διακυμάνσεων των ημερήσιων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, με απορρόφηση ενέργειας ΑΠΕ όταν η παραγωγή ΑΠΕ είναι αυξημένη ή/και υψηλότερη από την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και απόδοσή της κατά τις ώρες αιχμής, υποκαθιστώντας την παραγωγή των ακριβών συμβατικών μονάδων φυσικού αερίου, περιορίζοντας έτσι τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Ως εκ τούτου, οι μονάδες αποθήκευσης αντικαθιστούν αποτελεσματικά την ακριβή ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μονάδες υψηλού κόστους με τη χαμηλού κόστους καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που διατίθεται σε συνθήκες υψηλής παραγωγής ΑΠΕ, διευκολύνοντας έτσι συνολικότερα την ενσωμάτωση των ΑΠΕ και μειώνοντας τις περικοπές ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, κατά τις ώρες υπερπαραγωγής.

Πέραν της εγκατάστασης συστημάτων αποθήκευσης μικρής διάρκειας, π.χ. μπαταριών, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε σταθμούς αντλησιοταμίευσης είναι ιδιαίτερα σημαντική. Η εγκατάσταση των σταθμών αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας, όπως είναι οι σταθμοί αντλησιοταμίευσης, θα ενισχύσει παράλληλα την επάρκεια ισχύος και ενέργειας της χώρας. Οι σταθμοί αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας συμβάλλουν επίσης στην αποθήκευσή της για μεγάλα διαστήματα πλεονάζουσας παραγωγής ΑΠΕ, ήτοι μια αναμενόμενη κατάσταση υπό συνθήκες πολύ υψηλής διείσδυσης της παραγωγής ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, καθώς και στην παροχή εφεδρείας και επικουρικών υπηρεσιών στο σύστημα.

9. Έξυπνα Δίκτυα

Μία σημαντική πρόκληση και προτεραιότητα πολιτικής είναι η προώθηση των έξυπνων δικτύων στην Ελλάδα. Η ψηφιοποίηση και η αναβάθμιση αναμένεται να συμβάλει στη δημιουργία συνθηκών υψηλής ευελιξίας για τη λειτουργία του εγχώριου ενεργειακού συστήματος. Επίσης, σημαντικό ρόλο αναμένεται να παίξει και η οριστικοποίηση του μοντέλου διενέργειας επένδυσης σε έξυπνους μετρητές και ευφυή δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και των πηγών χρηματοδότησης.

Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί κρίσιμη υποδομή για τον μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος και την υλοποίηση του οράματος για την απολιγνιτοποίησή του. Η τεχνολογική αναβάθμιση και μετάβαση του δικτύου διανομής στην ψηφιακή εποχή αποτελεί βασική προϋπόθεση τόσο για τη βελτίωση των λειτουργικών παραμέτρων και της αξιοπιστίας του, όσο και για την περαιτέρω εξέλιξη των εγχώριων ενεργειακών αγορών. Θα διευκολύνει, επίσης, την επίτευξη των στόχων του ενεργειακού σχεδιασμού, ο οποίος προβλέπει συνεχώς αυξανόμενο ρόλο για τις ΑΠΕ και την αποκεντρωμένη παραγωγή και βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλα τα επίπεδα.

Επίσης, θα επιτρέψει την υιοθέτηση ενός αμφίδρομου μοντέλου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με την ενεργή συμμετοχή των καταναλωτών, οι οποίοι θα μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες εξισορρόπησης ή ευελιξίας στο σύστημα, προσαρμόζοντας τη ζήτησή τους ανάλογα με τις συνθήκες και συγχρόνως να λειτουργούν ως παραγωγοί (prosumers), με τη συμβολή ενδεχομένως φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (aggregators), καθώς και τη σύζευξη όλων των τομέων τελικής ενεργειακής κατανάλωσης.

Οι αυξημένες ανάγκες κοινής χρήσης δεδομένων μεταξύ του διαχειριστή του δικτύου διανομής, προμηθευτών, δημόσιων αρχών και άλλων ενδιαφερόμενων μερών, απαιτούν την περαιτέρω ανάπτυξη των συστημάτων ανταλλαγής δεδομένων, αλλά και τη δημιουργία προτύπων στα συστήματα, σε πρωτόκολλα και μορφές δεδομένων. Με την ανάπτυξη έξυπνων δικτύων και επιχειρηματικών μοντέλων που εστιάζουν στα δεδομένα και την ολική ψηφιοποίηση του δικτύου, η αναβάθμιση των υποδομών πληροφορικής και η ασφάλεια στον κυβερνοχώρο αποτελεί κρίσιμο παράγοντα. Στο πλαίσιο αυτό απαιτείται, μεταξύ άλλων, στενή συνεργασία μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής, διαλειτουργικότητα μεταξύ των συστημάτων, καθορισμός ενιαίου πλαισίου ασφάλειας του κυβερνοχώρου στην ΕΕ συμπεριλαμβανομένων προληπτικών, διορθωτικών και αμυντικών σχεδίων για το ενεργειακό σύστημα.

Στην Ελλάδα, ο ΑΔΜΗΕ βρίσκεται σήμερα σε φάση μετασχηματισμού που θα τον μετατρέψει σε έναν ψηφιακό Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Digital TSO) δίνοντας έμφαση στο:

- Asset Performance Management System: σύστημα που επιτρέπει τη διαχείριση των παγίων του Διαχειριστή μέσω του ελέγχου και της αξιολόγησης της κατάστασής τους, αποτρέποντας σφάλματα και ενισχύοντας την ασφάλεια και την αποδοτικότητα του συστήματος.
- Digital Infrastructure & Digital Grid: βελτιστοποίηση του δικτύου μέσω της εξισορρόπησης φορτίου σε πραγματικό χρόνο, των δικτυακών ελέγχων και των συνδεδεμένων end-to-end αγορών.
- Data Analytics Strategy: λογισμικό διαχείρισης Big & Open data για τις διαδικασίες εποπτείας και ελέγχου της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατ' αντιστοιχία και ο ΔΕΔΔΗΕ ακολουθεί την ψηφιακή μετάβαση και αναβαθμίζεται ώστε να μπορεί να υποστηρίξει βέλτιστα τον τελικό καταναλωτή, βιομηχανικό και οικιακό:

- Με νέες «software» ψηφιακές υπηρεσίες που εκσυγχρονίζουν τον Διαχειριστή όπως η αναβάθμιση του website, νέο mobile app με σκοπό την καλύτερη εξυπηρέτηση του καταναλωτή.
- Με νέες «hardware» ψηφιακές υπηρεσίες, όπως οι έξυπνοι μετρητές που παρέχουν γνώση της κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο και η εφαρμογή τηλεματικής στη διαχείριση του στόλου των οχημάτων για αμεσότερες επεμβάσεις στο δίκτυο.

Με τις παραπάνω ενέργειες, οι Διαχειριστές θα συμβάλλουν στην εθνική προσπάθεια για μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή και το ενεργειακό μίγμα, στη μείωση του κόστους παραγωγής αλλά και στην προσαρμογή των λειτουργιών του δικτύου στα νέα δεδομένα ενίσχυσης της αποκεντρωμένης παραγωγής ενέργειας.

Σύμφωνα με το προσχέδιο της αναθεωρημένης έκδοσης του ΕΣΕΚ, απαιτείται η εγκατάσταση έξυπνων μετρητών. Ο ΔΕΔΔΗΕ σχεδιάζει να έχουν όλοι οι καταναλωτές έναν έξυπνο μετρητή έως το 2030. Από το 2021, είχαν αναπτυχθεί 13,000 έξυπνοι μετρητές σε επίπεδο μέσης τάσης και 70,000 σε επίπεδο χαμηλής τάσης, κυρίως για καταναλωτές με υψηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2022, εγκαταστάθηκαν 100,000 έξυπνοι μετρητές. Εκτιμάται ότι θα αυξηθούν σε 500,000 το 2023 και μεταξύ 800,000 και 1 εκατ. κάθε χρόνο από το 2024 έως το 2030.

10. Πυρηνικές Τεχνολογίες

Η Ελλάδα είναι μία χώρα, η οποία δεν διαθέτει τεχνογνωσία σε θέματα πυρηνικής ενέργειας και δεν έχει στην κατοχή της κάποιο πυρηνικό σταθμό. Εισάγει, όμως, περί τις 2-4 TWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως από την Βουλγαρία, μέρος της οποίας παράγεται από τον υφιστάμενο πυρηνικό σταθμό στο Κοζλοντούι.

Η Ελλάδα ενδιαφέρεται να συμμετάσχει σε ένα πανευρωπαϊκό πρόγραμμα για την επόμενη γενιά μικρών αρθρωτών πυρηνικών αντιδραστήρων (Small modular reactors - SMRs) και παρακολουθεί από κοντά την εξέλιξη της τεχνολογίας που προς το παρόν παραμένει ακόμη ακριβή.

Σε ό,τι αφορά στην επιχειρηματολογία ότι οι χώρες χωρίς πυρηνικά είναι πιο ασφαλείς στο σενάριο ενός ατυχήματος, άνθρωποι με γνώση των διεργασιών απαντούν ότι δεν έχει πλέον καμία βάση, σε μια περιοχή, όπως η ΝΑ Ευρώπη, γεμάτη από πυρηνικά εργοστάσια. Τόσο τα υφιστάμενα, όσο και αυτά που έρχονται τα επόμενα χρόνια.

Σε αυτό το περιβάλλον, και παρότι δεν έχει ανοίξει ακόμη επισήμως σχετική συζήτηση στην Ελλάδα, παρασκευαστικά διεξάγονται διεργασίες, καθότι η ΝΑ Ευρώπη αποκτά ολοένα και περισσότερους αντιδραστήρες, η ανάγκη εξισορρόπησης της ευστάθειας του ελληνικού συστήματος κρίνεται απαραίτητη και καμία από τις «καθαρές» τεχνολογίες δεν φαίνεται ικανή να την εξασφαλίσει.

Το θέμα που επανέρχεται στο τραπέζι είναι κατά πόσο μια «πυρηνική συνεργασία» της Ελλάδας με τη Βουλγαρία μπορεί να συμβάλει στην εξισορρόπηση του συστήματος. Τα κόστη σήμερα δεν είναι φθηνά και η τιμή της πυρηνικής ενέργειας, ακόμη και των μικρών αντιδραστήρων (SMRs), κινείται στα €80-€120/MWh, αρκετά υψηλότερα σε σύγκριση με τις τιμές των ΑΠΕ. Με τη διαφορά ότι η παραγωγή φωτοβολταϊκών και αιολικών δεν είναι σταθερή σε 24ωρη βάση.

Η ιδέα για συνεργασία με τη Βουλγαρία δεν είναι καινούργια. Είχε προταθεί για πρώτη φορά στη καρδιά της ενεργειακής κρίσης, λίγο μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022, και αφορούσε το νέο πυρηνικό αντιδραστήρα στο Κοζλοντούι. Ένα χρόνο μετά, τον Ιούλιο του 2023, σε συνέχεια της συνάντησης που είχαν ο Έλληνας πρωθυπουργός με τον τότε Βούλγαρο πρωθυπουργό Νικολάι Ντένκοφ, ο τελευταίος είχε αποκαλύψει ότι η ελληνική κυβέρνηση ενδιαφέρεται να επενδύσει στους νέους αντιδραστήρες.

Να εισέλθει δηλαδή μετοχικά κάποια ελληνική επιχείρηση σε μια από τις καινούργιες μονάδες του Κοζλοντούι. Εναλλακτική επιλογή θα ήταν μια 20ετής συμφωνία αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή να συνάψει η Ελλάδα μια μακροπρόθεσμη συμφωνία με τον πυρηνικό σταθμό, ένα διμερές συμβόλαιο (PPA), σε ανταγωνιστικές τιμές, προκειμένου να αγοράζει η Ελλάδα μέρος από την πρόσθετη παραγωγή ενέργειας .

Ωστόσο, στην παρούσα φάση, δεν υπάρχουν σκέψεις για μία τέτοια επένδυση στην Ελλάδα, όταν μάλιστα η ελληνική κοινωνία δεν είναι έτοιμη για μια τέτοια κουβέντα, όπως άλλωστε και παντού όπου δεν υπάρχουν πυρηνικοί σταθμοί. Άλλωστε δεν είναι τυχαίο ότι όσες χώρες επενδύουν σε αυτή τη τεχνολογία είναι όσες διαθέτουν ήδη τέτοιες μονάδες και προχωρούν στην αναβάθμιση αυτών. Όμως, στο μέλλον τα πράγματα μπορεί να αλλάξουν. Αν προχωρήσει η τεχνολογία των SMRs, υποχωρήσουν σημαντικά οι τιμές και αρχίσει να αναπτύσσεται η σχετική αγορά, η συζήτηση για τέτοιου είδους επενδύσεις στην Ελλάδα θα βρίσκεται σε άλλη βάση.



Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα





9. Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα

9.1. Εισαγωγή

Ο ενεργειακός τομέας αποτελεί έναν από τους πλέον στρατηγικούς τομείς της ελληνικής οικονομίας, επηρεάζοντας πλήθος άλλων κλάδων και μεγάλο μέρος της οικονομικής δραστηριότητας. Τόσο η αδιάλειπτη παροχή άφθονης ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, βασικές προϋποθέσεις για την ομαλή λειτουργία κατοικιών και παραγωγικών υποδομών, όσο και η εξασφάλιση υγρών καυσίμων, απαραίτητων για τις μεταφορές, την οικιακή θέρμανση και την ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως στο νησιωτικό χώρο, αποτελούν την κινητήρια δύναμη της οικονομίας.

Ο τομέας της ενέργειας είναι έντασης κεφαλαίου και επενδύσεων. Με βάση την γεωγραφική θέση της Ελλάδας, τα συγκριτικά της πλεονεκτήματα και τις σχεδιαζόμενες διαρθρωτικές αλλαγές, ο ενεργειακός τομέας μπορεί και πρέπει (υπό προϋποθέσεις) να αποτελέσει έναν από τους βασικούς μοχλούς ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας. Υπάρχουν σήμερα στην Ελλάδα σημαντικές επενδυτικές ευκαιρίες, τόσο στον πρωτογενή ενεργειακό τομέα (π.χ. έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, ΑΠΕ και ενεργειακή αποδοτικότητα), όσο και οι αναγκαίες επενδύσεις στη μεταφορά, διανομή και υποδομές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού.

Οι επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα αποβλέπουν τόσο στη συντήρηση και αναβάθμιση των υπαρχόντων συστημάτων και μονάδων όσο και στην επέκτασή τους και άρα αποτελούν βασικό στοιχείο του επενδυτικού ορίζοντα. Με τον ενεργειακό τομέα στο σύνολό του να αποτελεί, τρόπον τινά, την «ραχοκοκαλιά» της οικονομικής ανάπτυξης στη χώρα μας λόγω της ιδιαίτερης θέσης που κατέχει σε συνάρτηση με τον ευρύτερο «παραγωγικό ιστό» της οικονομίας.

Σήμερα, βρίσκονται σε εξέλιξη στην Ελλάδα πληθώρα μικρών και μεγάλων ενεργειακών έργων που μεταξύ τους καλύπτουν όλους τους επιμέρους κλάδους. Περιληπτικά, τα έργα αυτά περιλαμβάνουν έργα ΑΠΕ και κυρίως την εγκατάσταση νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, ηλιοθερμικών σταθμών, μικρών υδροηλεκτρικών έργων, μονάδων βιοαερίου και την ανάπτυξη γεωθερμικών πεδίων. Καθώς θα προχωρούν οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ, κρίνεται επιτακτική η ανάγκη για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, που σημαίνει ότι θα υπάρξουν αξιόλογες επενδύσεις σε συστήματα αποθήκευσης (αντλησιοταμίευση και ηλεκτρικές μπαταρίες). Ένα σημαντικό μέρος των ενεργειακών επενδύσεων, από εδώ και στο εξής, θα συμπεριλαμβάνουν τις χιλιάδες μικρές ή μεγαλύτερες επεμβάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων οικιακού και τριτογενή τομέα, των μεταφορών και της βιομηχανίας.

Επίσης, η δραστηριότητα στο φυσικό αέριο είναι έντονη, καθώς προβλέπονται πολλά έργα επέκτασης των δικτύων φυσικού αερίου στις πόλεις και στην περιφέρεια, η κατασκευή νέων διακλαδώσεων και διασυννοριακών αγωγών, η δημιουργία νέων πλωτών θερματικών σταθμών LNG και η ανάπτυξη του small-scale LNG.

Κομβικής σημασίας αποτελεί η ολοκλήρωση των νησιωτικών ηλεκτρικών διασυνδέσεων των Κυκλάδων και η «μεγάλη» ηλεκτρική διασύνδεση της ηπειρωτικής Ελλάδας με την Κρήτη, ενώ ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι επενδύσεις από ιδιωτικές εταιρείες για την περαιτέρω ανάπτυξη της λιανικής αγοράς ηλεκτρισμού και γενικά στην ψηφιοποίηση της αγοράς ηλεκτρισμού.

Ακόμη, στις προβλεπόμενες ενεργειακές επενδύσεις συγκαταλέγονται ο διαρκής εκσυγχρονισμός των διυλιστηρίων των ΕΛΠΕ και Motor Oil μέσω έργων συντήρησης και αναβάθμισης, καθώς και οι έρευνες υδρογονανθράκων, μετά την αλλαγή στάσης της ελληνικής κυβέρνησης και την αναζωπύρωση των ερευνών.

Με συνολικές εκτιμώμενες επενδύσεις που ξεπερνούν τα €67 δισ. για την περίοδο 2024-2030, ο ελληνικός ενεργειακός τομέας έχει σοβαρά περιθώρια ποιοτικής βελτίωσης και περαιτέρω ανάπτυξης και δύναται πράγματι να προσφέρει την απαιτούμενη ώθηση στην αναπτυξιακή διαδικασία τα επόμενα χρόνια. Σε αυτό θα μπορούσαν να συμβάλλουν ο αναγκαίος εκσυγχρονισμός στα συστήματα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, επεμβάσεις στην τελική κατανάλωση ενέργειας και αποφάσεις στρατηγικού χαρακτήρα για την αξιοποίηση των φυσικών πόρων και την ανάδειξη της γεωγραφικής θέσης της Ελλάδας.

Παράλληλα, θα πρέπει να λάβουμε σοβαρά υπόψη τον σημαντικό εξαγωγικό χαρακτήρα του, με τις εξαγωγές διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων, αξίας άνω των €14.0 δισ. το 2023, να συνεισφέρουν κατά 27.5% στο σύνολο των ελληνικών εξαγωγών. Αξιοσημείωτη εξαγωγική πορεία καταγράφουν την τελευταία πενταετία οι αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου, τα ηλεκτρικά καλώδια, τα ηλιακά θερμικά συστήματα και τα μονωτικά υλικά, με τις εξαγωγές τους να φθάνουν συνολικά τα €2.5 δισ.

³⁴ <https://www.ot.gr/2024/07/08/energeia/pyriniki-energeia-sto-trapezi-tis-elladas-mikra-ergostasia-gia-paragogi-reymatos/>

Πιο συγκεκριμένα, η Ελλάδα διατηρεί εξαγωγικές δραστηριότητες στους εξής ενεργειακούς τομείς:

- **Πετρελαϊκά προϊόντα:** Οι όμιλοι ΕΛΠΕ και Motor Oil εξαγωγή σημαντικές ποσότητες πετρελαϊκών προϊόντων στην περιοχή της Μεσογείου και των Βαλκανίων
- **Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας** προς Ιταλία, Βόρεια Μακεδονία, Αλβανία, Τουρκία και Βουλγαρία
- **Δομικά υλικά για μόνωση** (π.χ. αλουμίνια, κουφώματα)
- **Ηλιακά θερμικά συστήματα** (π.χ. ηλιακοί θερμοσίφωνες, επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες)
- **Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας** (π.χ. μπαταρίες για συστήματα ΑΠΕ, με ιδιαίτερα σημαντική την παρουσία της Systems Sunlight, η οποία ειδικεύεται στην ανάπτυξη, την παραγωγή και τη διάθεση μπαταριών και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για βιομηχανικές, καταναλωτικές εφαρμογές και εφαρμογές προηγμένης τεχνολογίας)
- **Καλώδια:** Χρήση αυτών σε δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ΑΠΕ, διασυνδέσεις νησιών με ηπειρωτικά συστήματα, αλλά και υπεράκτιων αιολικών πάρκων (π.χ. Όμιλος Cablel Ελληνικά Καλώδια εξαγωγή υποβρύχια και υπέργεια καλώδια υψηλής και υπερυψηλής τάσης)
- **Ηλεκτρονικοί μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας** για βιομηχανικές και εμπορικές εφαρμογές (π.χ. η Landis+Gyr A.E., με έδρα την Κόρινθο, εξαγωγή μετρητές στην Γαλλία και σε άλλες γαλλόφωνες αγορές ανά τον κόσμο)
- **Αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου** (π.χ. η Σωληνοουργία Κορίνθου διαθέτει μία από τις μεγαλύτερες ποικιλίες χαλυβδοσωλήνων παγκοσμίως που χρησιμοποιούνται σε χερσαίους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου και πετρελαίου, σε αγωγούς επανέγχυσης CO₂ και σε αγωγούς μεταφοράς πετροχημικών και καυσίμων)

Οι ανωτέρω εξαγωγικές δραστηριότητες αποτελούν μία πολύ καλή βάση για την περαιτέρω επέκτασή τους τόσο γεωγραφικά όσο και ποσοτικά. Η περαιτέρω ανάπτυξη των εξαγωγών ενεργειακών προϊόντων θα οδηγήσει αναπόφευκτα σε μεγαλύτερες επενδύσεις, ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού των εταιρειών και αύξηση της απασχόλησης. Για αυτό, η πολιτεία θα πρέπει να υποστηρίξει με κάθε δυνατό τρόπο τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή και εξαγωγή ενεργειακών προϊόντων.

Ο ενεργειακός τομέας μπορεί να αναδειχθεί ως ένας από τους πλέον σημαντικούς τομείς για τις οικονομικές προοπτικές της Ελλάδας, παρά τις αντιξοότητες της πρόσφατης πανδημίας του κορωνοϊού και των πολέμων Ρωσίας-Ουκρανίας και Ισραήλ-Χαμάς, που βρίσκονται και οι δύο ακόμη σε εξέλιξη. Εκτός από την άμεση συνεισφορά του στην παραγωγή και την απασχόληση, αυτό συμβαίνει για τουλάχιστον δύο επιπλέον λόγους. Πρώτον, σχετίζεται με τον ρόλο του κόστους ενέργειας και της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού για την ανταγωνιστικότητα της οικονομίας και τον προσδιορισμό του επιπέδου ευημερίας των πολιτών και, δεύτερον, με την προσέλκυση επενδύσεων για την αξιοποίηση των εγχώριων ενεργειακών πόρων, τον εκσυγχρονισμό των ενεργειακών υποδομών και τον καταλυτικό ρόλο που μπορεί να έχουν αυτοί οι παράγοντες για την ανάπτυξη νέων δραστηριοτήτων.

9.2. Συνολικές Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα

Ο Πίνακας 34 συνοψίζει τις εκτιμώμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα για την περίοδο 2024-2030, βάσει των προβλέψεων του ΕΣΕΚ (Οκτώβριος 2024) και διαφόρων ενεργειακών και βιομηχανικών φορέων. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις λαμβάνουν υπόψη μία σειρά από παραδοχές (βλ. Παράρτημα IV), συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα, από το 2024 και μετά, θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης την επόμενη εξαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1.5%.

Πίνακας 34: Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2024-2030

Κλάδος	Περιγραφή	Εκτιμώμενες Επενδύσεις σε εκατ. €
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	Έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων (Upstream)	• Έρευνες πεδίων, νέες γεωτρήσεις πετρελαίου και φυσικού αερίου, κατασκευή υποδομών σε ξηρά και θάλασσα ¹ 1,500
	Διύλιση και εμπορία (Downstream)	• Αναβάθμιση και εκσυγχρονισμός εγκαταστάσεων διύλισης 3,500
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	Αγωγοί, δίκτυα φυσικού αερίου και λοιπές εγκαταστάσεις	• Ανάπτυξη αστικών και περιφερειακών δικτύων (city grids) 1,500
		• Διασυνοριακοί αγωγοί ² 150
		• Υπόγεια αποθήκη στη Νότια Καβάλα 800
		• Τερματικοί σταθμοί LNG και FSRUs ³ 1,500
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ	Ηλεκτροπαραγωγή (νέες μονάδες)	• Πρίνος CCUS 1,500
		• Μονάδες φυσικού αερίου (CCGT) ⁴ 1,500
		• Αποθήκευση ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων ηλεκτρικών συσσωρευτών και έργων αντλησιοταμίευσης) 3,000
	Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας	• Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ στο νησιωτικό χώρο 250
		• Αναβάθμιση και επέκταση του υπάρχοντος δικτύου και διασύνδεση νήσων (συμπεριλαμβανομένων νέων γραμμών μεταφοράς Υ/Τ) 4,000
	ΑΠΕ	• Μικρά υδροηλεκτρικά 150
		• Αιολικά (χερσαία και υπεράκτια) 11,000
		• Φωτοβολταϊκά ⁵ 9,000
		• Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα (Concentrating Solar Power) 300
		• Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένων υγρών βιοκαυσίμων) 750
	• Γεωθερμία (υψηλής και χαμηλής ενθαλπίας) 500	
	• Πράσινο υδρογόνο/μονάδες CCUS 2,600	
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑ	Ενεργειακή αποδοτικότητα	• Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια) 8,000
		• Ηλεκτροκίνηση 2,500
ΟΙΚΙΑΚΕΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΕΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ	Οικιακές και εμπορικές ηλιοθερμικές εφαρμογές	• Ηλιοθερμικά συστήματα σε ξενοδοχεία, βιομηχανία, κατοικίες, συντήρηση, αντικατάσταση, κλπ. 1,500
ΕΡΕΥΝΑ ΚΑΙ ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ	Έρευνα και καινοτομία	• Έρευνα και καινοτομικές εφαρμογές ενέργειας 2,000
Συνολικές Εκτιμώμενες Επενδύσεις μέχρι το 2030		67,500

¹ Το συνολικό επενδυτικό κόστος αποτελεί εκτίμηση του IENE και βασίζεται σε προγραμματισμένες 3-4 ερευνητικές και παραγωγικές γεωτρήσεις

² Περιλαμβάνονται ο διασυνδεδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας και αναβαθμίσεις υπάρχοντων εγκαταστάσεων. Δεν περιλαμβάνεται ο αγωγός East Med

³ Περιλαμβάνονται τα FSRUs σε Αλεξανδρούπολη (ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης και ΑΣΦΑ Θράκης) της Gastrade, Θεσσαλονίκη της Elpedison, Αγίου Θεοδώρου της Motor Oil και Βόλο (ΑΣΦΑ Αργώ) των Mediterranean Gas, όπως και συμπληρωματικά έργα στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας

⁴ Περιλαμβάνονται τα νέα CCGT των (α) ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ-Motor Oil, (β) ΔΕΗ-ΔΕΠΑ Εμπορίας-Damco Energy, (γ) Elpedison και (δ) Ομίλου Μυτιληναίος

⁵ Περιλαμβάνονται κεντρικές μονάδες αυτοπαραγωγών, εγκαταστάσεις Φ/Β στις στέγες και συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πηγή: IENE

Οι ενεργειακές επενδύσεις που παρουσιάζονται στον Πίνακα 34 προκύπτουν από:

- Τους στόχους που θέτει το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) μηνός Οκτωβρίου, συνολικού προϋπολογισμού €96 δις. Επισημαίνεται ότι το ΕΣΕΚ προβλέπει τον ριζικό μετασχηματισμό του εγχώριου ενεργειακού τομέα, που θα οδηγήσει σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας προς όφελος της κοινωνίας και του περιβάλλοντος.
- Την καταγραφή ενεργειακών επιχειρηματικών και επενδυτικών προτάσεων και τις αναλύσεις που πραγματοποιεί το ΙΕΝΕ σε συνεχή βάση.
- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) 2023-2032³⁵, συνολικού προϋπολογισμού €1.27 δις., που έχει δημοσιευθεί από το Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ). Επίσης, έχουν ληφθεί υπόψη η Μελέτη Ανάπτυξης 2021-2030³⁶ και η Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης 2023-2032³⁷ του ΔΕΣΦΑ.

- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2024-2033³⁸, που έχει δημοσιευθεί από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Επίσης, τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος 2022-2031 του ιδίου.
- Το Σχέδιο αναμόρφωσης της αγοράς ηλεκτρισμού (market reform plan³⁹), όπως έχει αναρτηθεί στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ.
- Τη Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική για το 2050⁴⁰, που συντάχθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, η οποία αποτελεί έναν οδικό χάρτη για τα θέματα του κλίματος και της ενέργειας.
- Τα επενδυτικά προγράμματα ενεργειακών επιχειρήσεων.

Στον Πίνακα 34, δεν περιλαμβάνεται το μελετητικό, νομοθετικό, ρυθμιστικό, διοικητικό και χρηματοδοτικό έργο, καθώς και το έργο δημιουργίας επενδυτικών κινήτρων, που είναι αναγκαίο για την προώθηση και ολοκλήρωση πολλών εκ των επενδύσεων που παρουσιάζονται.

9.3. Πηγές Χρηματοδότησης για Ενεργειακές Επενδύσεις

Σήμερα, υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός χρηματοδοτικών πηγών και εργαλείων, ώστε ο ενδιαφερόμενος επενδυτής, ιδιωτική εταιρεία ή κρατική οντότητα, να μπορεί να διερευνήσει και να επιλέξει προσεκτικά την πλέον κατάλληλη μορφή χρηματοδότησης. Ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή των προσφερόμενων κοινοτικών, εθνικών και διεθνών πηγών χρηματοδότησης, όπου μπορούν να αντληθούν κεφάλαια, αλλά και τεχνογνωσία, προκειμένου να φανούν χρήσιμες και να υποστηρίξουν μικρές και μεγάλες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα.

9.3.1. Ευρωπαϊκές Πηγές Χρηματοδότησης

Καθοριστικό ρόλο στην χρηματοδότηση ενεργειακών έργων έχουν διαδραματίσει τα ακόλουθα πέντε Ευρωπαϊκά διαρθρωτικά ταμεία κατά την περίοδο 2014-2020, ενώ αναμένεται να συμβάλλουν σημαντικά και κατά τη προγραμματική περίοδο 2021-2027:

- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ)**, το οποίο προωθεί την ισόρροπη ανάπτυξη των διαφόρων περιφερειών της ΕΕ.
- Το **Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο (ΕΚΤ)**, το οποίο στηρίζει έργα σχετικά με την απασχόληση σε ολόκληρη την Ευρώπη και επενδύει στο ανθρώπινο δυναμικό της Ευρώπης - τους εργαζομένους, τους νέους και όλους όσους αναζητούν εργασία.

- Το **Ταμείο Συνοχής (ΤΣ)**, το οποίο χρηματοδοτεί έργα στους τομείς των μεταφορών και του περιβάλλοντος σε χώρες στις οποίες το ακαθάριστο εθνικό εισόδημα (ΑΕΕ) ανά κάτοικο είναι χαμηλότερο από το 90% του μέσου όρου της ΕΕ.
- Το **Ευρωπαϊκό Γεωργικό Ταμείο Αγροτικής Ανάπτυξης (ΕΓΤΑΑ)**, το οποίο εστιάζει στην επίλυση των ιδιαίτερων προκλήσεων που αντιμετωπίζουν οι αγροτικές περιοχές της ΕΕ.
- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Θάλασσας και Αλιείας (ΕΥΘΑ)**, το οποίο βοηθά τους αλιείς να υιοθετήσουν πρακτικές βιώσιμης αλιείας και τις παράκτιες κοινότητες να διαφοροποιήσουν τις οικονομίες τους ώστε να βελτιωθεί η ποιότητα ζωής κατά μήκος των ευρωπαϊκών ακτών.

Σημειώνεται ότι κατά τη προγραμματική περίοδο 2021-2027:

- Αυξάνεται η χρήση των χρηματοδοτικών εργαλείων.
- Αυξάνεται η σημασία των επιστρεπτέων ενισχύσεων (που δίνονται μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων).
- Μειώνονται εν γένει οι επιχορηγήσεις.
- Δίνεται η δυνατότητα για συνδυασμό πόρων των Ταμείων με πόρους από άλλες πηγές.
- Ενισχύεται η επιδίωξη για αυξημένη μόχλευση και ανακύκλωση των πόρων.

³⁵ https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/%CE%A3%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%BF%20%CE%A0%CE%91%20%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91%202023%202032_final.pdf

³⁶ https://www.desfa.gr/userfiles/pdf/f_%CE%9C%CE%B5%CE%BB%CE%AD%CF%84%CE%B7%20%CE%91%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7%CF%82%202021-2030_GR.pdf

³⁷ https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/f_Demand%20Forecast%20Study%202023-2032.pdf

³⁸ <https://www.admie.gr/sites/default/files/2023-10/%CE%94%CE%A0%CE%91%202024-2033%20%CE%9A%CF%8D%CF%81%CE%B9%CE%BF%20%CE%A4%CE%B5%CF%8D%CF%87%CE%BF%CF%82.pdf>

³⁹ https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/07/Greece_market_reform_plan_v5-July-16_Clean-final.pdf

⁴⁰ https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/lts_gr_el.pdf

Τα Ευρωπαϊκά προγράμματα:

- Το πρόγραμμα **Horizon** κατά τη προγραμματική περίοδο 2021-2027 (Horizon Europe), αλλά και την περίοδο 2014-2020 (Horizon 2020). Το πρόγραμμα αποτελεί το μεγαλύτερο Ευρωπαϊκό πρόγραμμα Έρευνας και Καινοτομίας.
- Το πρόγραμμα **Connecting Europe Facility (CEF)**, το οποίο χρηματοδοτεί την ανάπτυξη, απασχόληση και ανταγωνιστικότητα μέσω επενδύσεων σε Ευρωπαϊκές υποδομές (Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος και έργα διασυνοριακής συνεργασίας) στους κλάδους της Ενέργειας, των Μεταφορών και των Τηλεπικοινωνιών.
- Το πρόγραμμα **InvestEU** κατά τη προγραμματική περίοδο 2021-2027, το οποίο θα εστιάζει στις βιώσιμες υποδομές, στην έρευνα, καινοτομία και ψηφιοποίηση, στις μικρές και μεσαίες επιχειρήσεις και στις κοινωνικές επενδύσεις και δεξιότητες.
- Το πρόγραμμα **Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΔΑΜ)** κατά τη προγραμματική περίοδο 2021-2027, το οποίο αποτελεί τον κύριο πυλώνα για τον σχεδιασμό μίας αναπτυξιακής στρατηγικής στις περιοχές ΔΑΜ και αναμένεται να παρέχει τα αναγκαία μέσα προκειμένου να επιτευχθούν σημαντικά οικονομικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα. Το Πρόγραμμα ΔΑΜ έχει συνολικό προϋπολογισμό €1.63 δισ. και διαρθρώνεται σε προτεραιότητες όπως: (α) η ενίσχυση και προώθηση της επιχειρηματικότητας, με δράσεις ενίσχυσης των επιχειρήσεων – με έμφαση στις μικρομεσαίες – και της διασύνδεσης της επιχειρηματικότητας με την έρευνα και την καινοτομία, (β) η ενεργειακή μετάβαση, με δράσεις ενεργειακού χαρακτήρα όπως η τηλεθέρμανση, η ηλεκτροκίνηση, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, κλπ., (γ) η κυκλική οικονομία, με δράσεις που στοχεύουν στην επανάχρηση των λιγνιτικών εδαφών και την ανάπτυξη νέων οικονομικών δραστηριοτήτων και (δ) η δίκαιη εργασιακή μετάβαση, με δράσεις ενδυνάμωσης των δεξιοτήτων του ανθρώπινου δυναμικού των περιοχών μετάβασης και την προώθηση της απασχόλησης.
- Το πρόγραμμα **Ταμείο Απανθρακοποίησης των Νησιών**, αντλώντας πόρους από την δημοπράτηση 25 εκατ. τόνων αδιάθετων δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (Υπουργική Πράξη ΕΥΔΕΠ/ΥΜΕΠΕΡΑΑ 12299/25-10-22). Στις δράσεις που θα χρηματοδοτηθούν περιλαμβάνονται η αλλαγή του ενεργειακού μοντέλου στα μη διασυνδεδεμένα νησιά με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και η ταχύτερη ηλεκτρική διασύνδεση καθώς και έργα ενεργειακής εξοικονόμησης. Μέρος των κονδυλίων του Ταμείου Απανθρακοποίησης θα αξιοποιηθούν στη χρηματοδότηση έργων ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών προκειμένου να επιταχυνθεί η υλοποίηση του σχεδιασμού του ΑΔΜΗΕ, αλλά και σε έργα ενεργειακής εξοικονόμησης. Ο νέος αυτός χρηματοδοτικός μηχανισμός αποτελεί βασικό εργαλείο για την επίτευξη των στόχων του

άρθρου 21 «Μετασχηματισμός του Αναπτυξιακού Υποδείγματος των Νησιών και Μετάβασή τους στην Κλιματική Ουδετερότητα» του πρόσφατα ψηφισθέντα Εθνικού Κλιματικού Νόμου (ν. 4936/2022, Α' 105). Το ύψος της χρηματοδότησης για τα έτη 2024-2030 που θα διατεθεί για την απανθρακοποίηση των νησιών του Ιονίου και του Αιγαίου στην Ελλάδα από το Ταμείο Απανθρακοποίησης εκτιμάται προσεγγιστικά σε €2.27 δισ. σε τρέχουσες τιμές, ενώ η συνολική δαπάνη εκτιμάται σε €5.4 δισ., ανάλογα και με την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών κατά τη νομισματική αποτίμηση.

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια ευρωπαϊκά ταμεία:

- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης (Just Transition Fund, JTF)**, το οποίο χρηματοδοτήθηκε τον Ιούνιο του 2021 με νέα ενωσιακά κονδύλια ύψους €17.5 δισ.
- Το **Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Ρύπων (EU Emissions Trading Scheme, EU ETS)**, το οποίο είναι ο κεντρικός Ευρωπαϊκός Μηχανισμός για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Μέρος των πόρων από το EU ETS χρησιμοποιείται για την προώθηση μέτρων και πολιτικών ενεργειακής αποδοτικότητας.

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια ευρωπαϊκά προγράμματα:

- Το πρόγραμμα **LIFE**, το οποίο αποτελεί το χρηματοδοτικό μέσο της ΕΕ για το περιβάλλον και την Κλιματική Αλλαγή.

Ευρωπαϊκές επενδυτικές τράπεζες:

- Η **Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ, EIB)**, που φιλοδοξεί να μετατραπεί σε μια «Κλιματική Τράπεζα».
- Η **Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης (ΕΤΑΑ, EBRD)**, η οποία τα τελευταία χρόνια εστιάζει στη χρηματοδότηση έργων του τομέα των μεταφορών, της ενέργειας και των υποδομών ύδρευσης και αποχέτευσης.
- Άλλες ευρωπαϊκές και διεθνείς επενδυτικές τράπεζες.
- Διακρατικές συμφωνίες και μνημόνια συνεργασίας/κατανόησης.

Πέραν των ανωτέρω, σημαντικό ρόλο θα έχουν τα κεφάλαια από το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Ανάκαμψης** λόγω της πρωτοφανούς οικονομικής ύφεσης, των συνεπειών της πανδημίας και του πολέμου της Ρωσίας στην Ουκρανία. Από το συνολικό κεφάλαιο του Ευρωπαϊκού Ταμείου Ανάκαμψης, ύψους €672.5 δισ., το ποσό που αναλογούσε στην Ελλάδα ανερχόταν σε €31 δισ., από τα οποία €18 δισ. είχαν τη μορφή επιχορηγήσεων και τα υπόλοιπα €13 δισ. τη μορφή δανείων με μηδενικό επιτόκιο. Ωστόσο,

η Ελλάδα, μέσω του εθνικού Ταμείου Ανάκαμψης, αναμένεται να αντλήσει από το συμπληρωματικό πακέτο του σχεδίου «REPowerEU», που ανακοίνωσε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Μάιο του 2022, επιπλέον €3 δισ., φτάνοντας τα €34 δισ.

9.3.2. Εθνικές Πηγές Χρηματοδότησης

Τις βασικές πηγές χρηματοδότησης κρατικών επενδύσεων εν γένει:

- Τον **Τακτικό Προϋπολογισμό**.
- Το ετήσιο Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων (ΠΔΕ) (τόσο το εθνικό ΠΔΕ, που περιλαμβάνει έργα τα οποία χρηματοδοτούνται αμιγώς από εθνικούς πόρους όσο και το συγχρηματοδοτούμενο ΠΔΕ, που περιλαμβάνει έργα στο χρηματοδοτικό σχήμα των οποίων συμμετέχουν με πόρους τα ευρωπαϊκά ταμεία, ευρωπαϊκά προγράμματα ή/και άλλοι Διεθνείς Χρηματοδοτικοί Οργανισμοί, κλπ. Σημειώνεται ότι ο προγραμματισμός είναι τριετής, π.χ. ΠΔΕ 2021-2023).
- Το **Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΕΠΑ)** του Ν. 4635/2019, αντικείμενο του οποίου αποτελεί ο μεσοπρόθεσμος αναπτυξιακός προγραμματισμός αξιοποίησης των εθνικών πόρων του ΠΔΕ.
- Το **Ταμείο Υποδομών**, το οποίο αποσκοπεί στην χρηματοδότηση του ιδιωτικού και δημόσιου τομέα για την υλοποίηση μικρών και μεσαίων έργων, με έμφαση στους τομείς της ενέργειας, του περιβάλλοντος και της αστικής ανάπτυξης, καθώς και στη συμμετοχή του σε σχετικές Συμπράξεις Δημόσιου και Ιδιωτικού Τομέα (ΣΔΙΤ).

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια εθνικά ταμεία:

- Τα εθνικά έσοδα από το **Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Ρύπων** (έσοδα από πλειστηριασμούς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου), μέσω του Πράσινου Ταμείου.
- Το **Πράσινο Ταμείο**, το οποίο έχει σκοπό την υποστήριξη προγραμμάτων, μέτρων, παρεμβάσεων και ενεργειών που αποβλέπουν στην ανάδειξη και αποκατάσταση του περιβάλλοντος, τη στήριξη της περιβαλλοντικής πολιτικής της χώρας και την εξυπηρέτηση του δημόσιου και κοινωνικού συμφέροντος.
- Το **Εθνικό Ταμείο Ενεργειακής Απόδοσης (ΕΤΕΑΠ)**, το οποίο αναμένεται να αποτελέσει βάση για την ανάπτυξη νέων χρηματοδοτικών εργαλείων που θα συνδυάζουν επιδοτήσεις, εγγυοδοσία και δανεισμό, για τη χρηματοδότηση προγραμμάτων και άλλων μέτρων για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας καθώς και την ανάπτυξη της αγοράς ενεργειακών υπηρεσιών.

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια εθνικά (συγχρηματοδοτούμενα) προγράμματα:

- Το εθνικό σκέλος του προγράμματος **LIFE** και δη το πρόγραμμα **LIFE-IP AdaptInGR**, για τον 1ο (2016-2025) και 2ο (από το 2026) κύκλο προσαρμογής.
- Τα προγράμματα **Εξοικονομώ κατ' οίκον** και Ηλέκτρα για τα ιδιωτικά και δημόσια κτίρια, αντίστοιχα.

Ο Ελληνικός χρηματοπιστωτικός τομέας:

- Ελληνικές επενδυτικές και άλλες τράπεζες, περιλαμβανομένης της Επενδυτικής Τράπεζας της Ελλάδας (ΙΒΓ).
- Επενδυτικές επιχειρήσεις.
- Ασφαλιστικά ιδρύματα.

Απλά και σύνθετα χρηματοδοτικά εργαλεία:

- Πράσινα ομόλογα (green bonds) και πράσινη χρηματοδότηση (green financing) εν γένει.
- Συμβάσεις Ενεργειακής Απόδοσης (ΣΕΑ).
- Επενδυτικά δάνεια, που θα αποπληρώνονται (και) από κάποιο πρόγραμμα.
- Σχήματα αυτοπαραγωγής και ενεργειακού συμψηφισμού, κυρίως για τη χρηματοδότηση ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων κατοικίας ενεργειακά ευάλωτων νοικοκυριών.
- Ενεργειακές κοινότητες, με τη συμμετοχή φυσικών προσώπων ή/και Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) ή/και Νομικών Προσώπων Δημοσίου (ΝΠΔΔ) και Ιδιωτικού Δικαίου (ΝΠΙΔ).

Αξιοποίηση των μηχανισμών της αγοράς:

- Δημιουργία οργανωμένης ελληνικής ενεργειακής αγοράς χρηματοπιστωτικών προϊόντων, ώστε να επιτευχθεί η ομαλή μετάβαση στο νέο πλαίσιο αγορών.
- Λειτουργία στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (ΕΧΕ) και μιας πλατφόρμας χρηματιστηριακών συναλλαγών στο πλαίσιο της αγοράς φυσικού αερίου, διευρύνοντας τις δυνατότητες ανάπτυξης της χώρας ως ενεργειακού κόμβου.
- Λειτουργικές ενισχύσεις, ιδίως για τις ΑΠΕ (μέσω Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ, ΕΛΑΠΕ), για το χρονικό διάστημα που αυτές είναι θεμιτές.
- Διαγωνιστικές διαδικασίες για την Εξοικονόμηση Ενέργειας, με την προσφορά χρηματοδοτικής ενίσχυσης σε τεχνικές παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας σε τομείς με υψηλό δυναμικό, όπως ο βιομηχανικός και ο τριτογενής τομέας.

Κίνητρα:

- Χρηματοδοτικά κίνητρα.
- Επενδυτικά κίνητρα.
- Φορολογικά κίνητρα. Ενδεικτικά, η αύξηση των συντελεστών απόσβεσης παγίων των επενδύσεων εξοικονόμησης ενέργειας για νομικά πρόσωπα και η φοροαπαλλαγή δαπανών για την ενεργειακή αναβάθμιση των κτιρίων και εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ για φυσικά και νομικά πρόσωπα.
- Πολεοδομικά κίνητρα. Ενδεικτικά, κίνητρα μετεγκατάστασης βιομηχανικών μονάδων σε Βιομηχανικές και Επιχειρηματικές Περιοχές (ΒΕΠΕ).
- Επενδυτικοί νόμοι.
- Καθεστώτα επιβολής υποχρέωσης ενεργειακής απόδοσης, με τα οποία εξασφαλίζεται ότι οι διανομείς ενέργειας ή/και οι εταιρείες λιανικής πώλησης ενέργειας που ορίζονται ως υπόχρεα μέρη, επιτυγχάνουν έναν σωρευτικό στόχο εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική χρήση.

Σημειώνεται ότι τα κίνητρα μπορεί να αφορούν στην πραγματοποίηση επενδύσεων ή στην επίτευξη στόχων εν γένει. Ενδεικτικά, μπορούν να αφορούν στην παραγωγή και διάθεση καυσίμων νέων τεχνολογιών/χαμηλού άνθρακα.

Λοιπές διευκολύνσεις:

- Διασφάλιση της δυνατότητας χρηματοδότησης μέρους του έργου από τραπεζικά ιδρύματα.
- Παροχή εγγυήσεων.
- Ανάλυση μέρους του επιχειρηματικού κινδύνου που δεν αναλαμβάνουν τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα.
- Διευκόλυνση της πρόσβασης σε χρηματοδότηση των Επιχειρήσεων Ενεργειακών Υπηρεσιών (ΕΕΥ).
- Υιοθέτηση χαμηλού επιτοκίου προεξόφλησης για τον προσδιορισμό των ελάχιστων απαιτήσεων ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων.

Επενδυτικοί προϋπολογισμοί ενεργειακών επιχειρήσεων (ΕΣΦΑ, ΑΔΜΗΕ, κλπ) για το τμήμα του κόστους της επένδυσης που δεν χρηματοδοτείται από τρίτες πηγές, όπως οι εδώ αναφερόμενες.

Κινητοποίηση ιδιωτικών κεφαλαίων:

- Καινοτόμα προγράμματα μικτής/υβριδικής χρηματοδότησης (blended/hybrid finance), σε συνεργασία με τον εγχώριο χρηματοπιστωτικό τομέα
- Μικτή χρηματοδότηση μέσω δανεισμού με ευνοϊκούς όρους (blended concessional loans)
- Χρηματοδότηση μέσω χρονομίσθωσης (lease-financing)
- Μέσα επιμερισμού του κινδύνου, όπως εργαλεία μικτής ασφάλισης και εγγύησης (blended insurance and guarantee instruments)

- Μηχανισμοί που επικεντρώνονται στη συνάθροιση επενδύσεων (aggregating).

Λοιπές παροτρύνσεις:

- Παρακίνηση των μεγάλων οντοτήτων δημοσίου ενδιαφέροντος στο πλαίσιο του Ν. 4403/2016, της Εταιρικής Κοινωνικής Ευθύνης και ευρύτερα, να δημοσιεύουν και κατ' επέκταση να πραγματοποιούν δράσεις και επενδύσεις με περιβαλλοντική και κοινωνική σκοπιμότητα.
- Η πρωτοβουλία United Nations Environment Programme Finance Initiative (UNEP FI), που καθοδηγεί το χρηματοπιστωτικό τομέα να υπηρετήσει τους ανθρώπους και τον πλανήτη, σήμερα και για τις επόμενες γενιές. Περιλαμβάνει τις Αρχές Υπεύθυνης Τραπεζικής (Principles for Responsible Banking, PRB), τις Αρχές Βιώσιμης Ασφάλισης (Principles for Sustainable Insurance, PSI) και τις Αρχές Υπεύθυνων Επενδύσεων (Principles for Responsible Investment, PRI).

9.3.3. Κρίσιμοι Παράγοντες Επιτυχίας

Η επιτυχία υλοποίησης των παραπάνω ενεργειακών επενδύσεων για την εξυπηρέτηση των προαναφερθέντων στόχων κρίνεται ότι θα περάσει κατά κύριο λόγο μέσα από τα ακόλουθα:

- Έγκαιρη ολοκλήρωση του σχετικού μελετητικού, νομοθετικού, ρυθμιστικού, διοικητικού και χρηματοδοτικού έργου, καθώς και του έργου δημιουργίας επενδυτικών και άλλων κινήτρων.
- Έγκαιρη περιβαλλοντική αδειοδότηση, κάτι που ενδέχεται να απαιτήσει και βελτιστοποίηση διαδικασιών.
- Στοχευμένα κίνητρα προς τον ερευνητικό κλάδο για να επεκταθεί πέρα από τα ενωσιακά επιχορηγούμενα προγράμματα σε μία πιο εξωστρεφή πολιτική που θα προσκαλεί και θα καλωσορίζει διεθνείς συνεργασίες με θεσμούς και άλλα κράτη.
- Περαιτέρω ενοποίηση της αγοράς ενέργειας της ΕΕ-ΝΑ Ευρώπης, με ρυθμιστική και πολιτική σταθερότητα.
- Επενδυτική και οικονομική σταθερότητα και επενδυτικά κίνητρα εν γένει, αναγκαία για τη μόχλευση των σημαντικών ιδιωτικών κεφαλαίων.

Επισημαίνεται ότι στο βαθμό που πολλές από τις παραπάνω ενεργειακές επενδύσεις απαιτούν συστήματα και εξαρτήματα που παράγονται στην Κίνα ή άλλες χώρες, η οικονομία των οποίων έχει πληγεί για μία παρατεταμένη χρονική περίοδο, η ολοκλήρωση των επενδύσεων ενδέχεται να καθυστερήσει. Αυτό καθιστά αναγκαίες σχετικές προβλέψεις στο χρηματοδοτικό σχήμα των επενδύσεων.



Προοπτικές Περαιτέρω Ανάπτυξης της Ελληνικής Αγοράς Ενέργειας





10. Προοπτικές Περαιτέρω Ανάπτυξης της Ελληνικής Αγοράς Ενέργειας

Τόσο σε διεθνές όσο και σε ελληνικό επίπεδο, ο ενεργειακός τομέας αναδεικνύεται ως ένας από τους πλέον ανθεκτικούς και δυναμικά αναπτυσσόμενους. Αυτό πιστοποιείται από την πορεία των επενδύσεων τα τελευταία πέντε χρόνια, όπου παρά τις συνεχόμενες κρίσεις (βλέπε πανδημία, πόλεμος στην Ουκρανία και στη Μέση Ανατολή, άνοδος των επιτοκίων), αυτές ακολουθούν μια σταθερά ανοδική πορεία.

Σύμφωνα με στοιχεία του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA)⁴¹, το 2024 οι συνολικές επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα σε παγκόσμιο επίπεδο αναμένεται να ξεπεράσουν τα \$3 τρισεκ. και καλύπτουν όλο το φάσμα των πηγών ενέργειας και τις σχετικά με αυτές υποδομές. Πιο συγκεκριμένα, οι επενδύσεις στον κλάδο των ορυκτών καυσίμων αναμένεται να διαμορφωθούν το 2024 στα \$1,12 τρισεκ. Σε ό,τι αφορά τα έργα που είναι σχετικά με καθαρές μορφές ενέργειας, η κατανομή σε επενδύσεις έχει ως εξής:

Χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα	\$31 δισεκ.
Πυρηνική ενέργεια	\$80 δισεκ.
Ηλεκτρικά δίκτυα και αποθήκευση ενέργειας	\$452 δισεκ.
Ενεργειακή αποδοτικότητα και παρεμφερή έργα	\$669 δισεκ.
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	\$771 δισεκ.

Η ανοδική πορεία που παρατηρείται στις ενεργειακές επενδύσεις διεθνώς ακολουθήθηκε και στην Ελλάδα, εάν λάβουμε υπόψη τα δεδομένα που περιέχονται στο Κεφάλαιο 9.2, όπου παρατίθενται στοιχεία για τις προβλεπόμενες επενδύσεις στον Ελληνικό ενεργειακό τομέα την περίοδο 2024-2030, οι οποίες εκτιμώνται στα €67.5 δισεκ., συμπεριλαμβανομένων και κονδυλίων για έρευνα. Θα πρέπει δε να σημειώσουμε ότι το συντριπτικά μεγαλύτερο μέρος των επιπλέον επενδύσεων αφορά σε ΑΠΕ και Ενεργειακή Αποδοτικότητα.

Παράλληλα, όμως, με τις επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ενέργειας (συμβατικές και ΑΠΕ), σε δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, σε συστήματα βελτίωσης ενεργειακής αποδοτικότητας,

στην έρευνα, κλπ, υπάρχουν και οι επενδύσεις στις υπηρεσίες και στον μελετητικό-συμβουλευτικό τομέα που είναι πραγματικά δύσκολο να καταγραφούν, πόσο μάλλον να προβλεφθούν. Όμως, καθώς αλλάζουν οι ενεργειακές αγορές και γίνονται πλέον ευέλικτες, εμφανίζονται νέοι παίκτες που εισφέρουν επενδύσεις και δυναμισμό στην αγορά. Με πλέον γνωστό το παράδειγμα της δημιουργίας του electricity retail market που αναπτύχθηκε τα τελευταία 10 χρόνια, δημιουργώντας περί τις 1,500-2,000 νέες θέσεις εργασίας. Τελευταία έχουμε την αγορά ηλεκτρικών συσσωρευτών (μπαταρίες), της φόρτισης και servicing ηλεκτρικών αυτοκινήτων και της ηλεκτροκίνησης γενικότερα, που και αυτή έχει συνεισφέρει και θα συνεισφέρει πολλές νέες θέσεις εργασίας. Η εκτίμηση του IENE είναι ότι ο αριθμός των καθαρά νέων θέσεων εργασίας σε αυτόν το νέο κλάδο θα έχει ξεπεράσει τις 2,000 μέχρι το 2030.

Αντίστοιχη κινητικότητα παρατηρείται στον τομέα συμβουλευτικών υπηρεσιών με πολλές νέες εταιρείες και γραφεία να έχουν δημιουργηθεί τα τελευταία χρόνια που απασχολούν αντίστοιχα πολλούς νέους επιστήμονες και μηχανικούς. Στις ανωτέρω νέες δραστηριότητες του ενεργειακού τομέα θα πρέπει να προσθέσουμε τις επενδύσεις που τώρα προχωρούν στο υδρογόνο και αυτές που σχεδιάζονται στα συστήματα CCUS με τα πρώτα αποτελέσματα από πλευράς υποδομών να μην είναι ορατά πριν το 2028. Όμως, υπάρχει δέσμευση από την κυβέρνηση και τις εμπλεκόμενες βιομηχανίες, πράγμα που σημαίνει ότι και σε αυτό τον τομέα της ενεργειακής μετάβασης θα δούμε σύντομα την δημιουργία νέου κύκλου εργασιών και άρα απασχόλησης.

Λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις επενδύσεις σε πάγια και νέες παραγωγικές μονάδες όσο και την ανάπτυξη σε επίπεδο υπηρεσιών, η γενική αίσθηση είναι ότι βρισκόμαστε ενώπιον μιας έντονα αναπτυξιακής πορείας του Ελληνικού ενεργειακού τομέα που αναπόφευκτα θα επηρεάσει θετικά και αρκετούς άλλους τομείς (πχ. οικοδομή, κατασκευές, μεταλλουργία, ηλεκτρολογικά προϊόντα, κά). Η δε περαιτέρω ψηφιοποίηση του ενεργειακού τομέα (λχ. έξυπνοι μετρητές ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, συστήματα ελέγχου ενεργειακής κατανάλωσης, κλπ.) πρόκειται να επιφέρει σημαντικές αλλαγές συνδράμοντας στον εκσυγχρονισμό του.

Ακόμα, θα πρέπει να σημειώσουμε ότι οι τεκτονικές αλλαγές στον ενεργειακό τομέα κατά την τελευταία πενταετία επέτρεψαν να δούμε παραδοσιακές

⁴¹ IEA (2024), "World Energy Investment 2024", <https://iea.blob.core.windows.net/assets/60fcd1dd-d112-469b-87de-20d39227df3d/WorldEnergyInvestment2024.pdf>

εταιρείες από τον χώρο των ορυκτών καυσίμων, όπως η HELLENiQ ENERGY και η Motor Oil, να επεκτείνονται στις ΑΠΕ. Παράλληλα, είναι ξεκάθαρο ότι όλες αυτές οι μεγάλες εταιρείες και επενδυτές, βλέπουν ένα μονοπάτι επιτυχίας και μεγάλης κερδοφορίας, από τον διαρκή μετασχηματισμό του τομέα. Η τάση αυτή ενισχύεται από το γεγονός ότι οι «πράσινες» επενδύσεις και γενικώς οι κινήσεις των εταιρειών στις καθαρές μορφές ενέργειας, της κυκλικής οικονομίας και της βιωσιμότητας, βρίσκουν πολύ πιο εύκολα χρηματοδοτήσεις, καθώς η διεθνής επενδυτική βιομηχανία γνωρίζει ότι εκεί είναι το μέλλον. Ενδεικτικό της αύξησης του ενδιαφέροντος είναι η έκδοση πράσινων ομολόγων για την χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ και ενεργειακής αποδοτικότητας, τα οποία παρουσιάζουν σταθερή άνοδο τα τελευταία χρόνια.

Επιπλέον, τα κεφάλαια του Ταμείου Ανάκαμψης λειτουργούν ως επιταχυντής των εξελίξεων σε μια συγκυρία που τα ίδια τα γεγονότα επισπεύδουν τις αλλαγές που πρέπει να γίνουν, προξενώντας έναν δημιουργικό αναβρασμό σε όλο το πλέγμα του ενεργειακού κλάδου, αλλά και των υποδομών.

Η εκτίμηση είναι ότι όλες αυτές οι αλλαγές θα έχουν όμως και συγκεκριμένα οφέλη για την οικονομία και για τους πολίτες γενικότερα. Πέρα από τις πολλές νέες θέσεις εργασίας που ήδη δημιουργούνται, η ενεργειακή μετάβαση σε περιβαλλοντικά φιλικότερες και χαμηλότερου κόστους μορφές ενέργειας, στην οποία συντελούν όλες αυτές οι επενδύσεις και οι εξαγορές, θα προσφέρει άφθονη και φτηνότερη ενέργεια σε όλους τους καταναλωτές.

Πρόκειται για μια μικρή «επανάσταση», η οποία συντελείται εν μέσω ενεργειακής ανασφάλειας, λόγω των γεωπολιτικών εντάσεων στην Ουκρανία και στη Μέση Ανατολή. Με την πρόσφατη ενεργειακή κρίση να έχει δράσει καταλυτικά προσφέροντας κίνητρα στους καταναλωτές, νοικοκυριά και επιχειρήσεις, να προχωρήσουν σε επενδύσεις με στόχο την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κατοικιών και εμπορικών κτιρίων, γραφείων, ξενοδοχείων, κλπ.

Η συνολική αποτίμηση ως προς τις περαιτέρω προοπτικές ανάπτυξης του Ελληνικού ενεργειακού τομέα είναι απόλυτα θετική. Γιατί πέρα από την έμφαση που δίνεται μέχρι στιγμής στην λεγόμενη πράσινη ανάπτυξη, πολύ σύντομα η κυβέρνηση, μέσω των προγραμμάτων και μηχανισμών που ελέγχει, και κυρίως οι εταιρείες, θα κληθούν να επενδύσουν σε μεγάλη κλίμακα στα ηλεκτρικά δίκτυα, στα αντίστοιχα στο φυσικό αέριο και στο υδρογόνο, στα νέα καύσιμα (e-fuels), αλλά και στην περαιτέρω έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, σε μια σοβαρή προσπάθεια να μειωθεί η τεράστια ενεργειακή εξάρτηση της χώρας από εισαγόμενα καύσιμα. Κάτι που θα υποχρεωθεί να κάνει στο πλαίσιο της νέας Ευρωπαϊκής στρατηγικής για ενίσχυση της ενεργειακής αυτονομίας της ΕΕ.

Γενικά Συμπεράσματα





11. Γενικά Συμπεράσματα

Η ενεργειακή κρίση που ξεκίνησε το 2021, εντάθηκε το 2022 λόγω της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, περιορίστηκε το 2023 με τη έναρξη των εχθροπραξιών στη Μέση Ανατολή και συνεχίστηκε το α' εξάμηνο του 2024, είχαν σημαντική επίπτωση στον εγχώριο ενεργειακό τομέα, οδηγώντας στη μείωση της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας.

Χαρακτηριστικό του ελληνικού ενεργειακού τομέα είναι η διαχρονικά υψηλή εξάρτηση της χώρας από το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, εισαγόμενα κατά 99% κατά μέσο όρο, όμως με μείωση της χρήσης λιγνίτη στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή, με αξιοσημείωτη αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ μόλις τα τελευταία χρόνια. Ιδιαιτερότητα του εθνικού ενεργειακού συστήματος αποτελεί η περιορισμένη έκταση των δικτύων τηλεθέρμανσης σε ένα ηλεκτρικό σύστημα που αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα και τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών (Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – ΜΔΝ).

Η Ελλάδα οδεύει τα τελευταία χρόνια προς την ενεργειακή μετάβαση σε καθαρές πηγές ενέργειας, ακολουθώντας την τάση για μία απανθρακοποιημένη ευρωπαϊκή οικονομία, μέσω Οδηγιών και ρυθμίσεων ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού πακέτου, που έχει ως κύριο στόχο την παραγωγή καθαρής ενέργειας, την καθιέρωση ενεργού συμμετοχής των καταναλωτών ως παραγωγών ενέργειας (prosumers) και τη μείωση του ενεργειακού κόστους μέχρι το 2030 τουλάχιστον. Ιστορικό υψηλό κατέγραψε το 2023 η παραγωγή καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, καθώς το 57% του ενεργειακού μείγματος καλύφθηκε από αιολικά, φωτοβολταϊκά και από υδροηλεκτρικές μονάδες, ξεπερνώντας τις 25 TWh. Το 2022 το αντίστοιχο ποσοστό ήταν 50,12%.

Ειδικότερα όσον αφορά στις ΑΠΕ η ανάπτυξή τους είναι αλματώδης τα τελευταία χρόνια στη χώρα μας με την ετήσια παραγωγή πράσινης ενέργειας να σημειώνει το 2023 ρεκόρ δεκαετίας, αγγίζοντας τις 21,35 TWh, αυξημένη κατά 147% σε σχέση με την ετήσια ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το 2014, που ήταν 8,64 TWh. Σημειώνεται ότι τον Αύγουστο του 2023 μάλιστα, πραγματοποιήθηκε η μεγαλύτερη, μηνιαία παραγωγή από ΑΠΕ στην ιστορία του ηλεκτρικού συστήματος που ήταν 2,25 TWh. Ακόμη, αξίζει να επισημανθεί πως -για πρώτη φορά- η παραγωγή ΑΠΕ κινήθηκε καθόλη τη διάρκεια του έτους πάνω από τις 1,5 TWh ανά μήνα.

Όμως, η ραγδαία διεύδυση των ΑΠΕ και το υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον για την πράσινη ανάπτυξη τα τελευταία δύο χρόνια έχει οδηγήσει στην απόρριψη, όλο και πιο συχνά, χιλιάδων μεγαβαττωρών παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της αδυναμίας του συστήματος να απορροφήσει την ενέργεια που παράγουν φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα κατά τη διάρκεια της ημέρας.

Το ανωτέρω πρόβλημα συνδέεται με τα ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των ήπιων καιρικών συνθηκών και της ήδη χαμηλής κατανάλωσης (ως απότοκο της ενεργειακής κρίσης), σε συνδυασμό με την αυξημένη παραγωγή των ΑΠΕ, ιδίως κατά τις μεσημβρινές ώρες. Ο συνδυασμός αυτός, που χαρακτηρίζει το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας κυρίως την άνοιξη και το φθινόπωρο, έχει δημιουργήσει αρκετά προβλήματα στο δίκτυο λόγω της συνεχιζόμενης εγκατάστασης νέων έργων ΑΠΕ, και συνιστά μια δύναμη μεγάλη απειλή για το ηλεκτρικό σύστημα που δημιουργεί κινδύνους για μπλακ άουτ, ιδίως σε μέρες που τα φορτία είναι πολύ χαμηλά. Αναφορικά με τη ζήτηση, κατά την τελευταία δεκαετία η κάλυψη της συνολικής ζήτησης από παραγωγή ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 151%, φτάνοντας το 2023 σε ποσοστό άνω του 43%, το υψηλότερο που έχει καταγραφεί μέχρι στιγμής.

Παράλληλα, το 2023 η συμμετοχή του λιγνίτη στο εγχώριο ενεργειακό μείγμα συρρικνώθηκε περαιτέρω, σημειώνοντας ιστορικό ελάχιστο με 10,1%. Η μείωση αυτή αντανάκλα τη σημαντική πρόοδο του προγράμματος απολιγνιτοποίησης της χώρας -δεδομένου ότι το 2014 η παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη ξεπερνούσε το 54%- και τη συνεχή ανοδική πορεία μορφών ενέργειας φιλικών προς το περιβάλλον.

Προκειμένου να έχουμε μια πιο πλήρη εικόνα της παρούσας κατάστασης του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, κρίνεται απαραίτητη η σύνοψη βασικών ενεργειακών μεγεθών.

Σύνολο ενεργειακού συστήματος

- Η ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια (Gross Available Energy) στην Ελλάδα κυμάνθηκε στους 23.774 χιλ. τόνους το 2022, παρουσιάζοντας σημαντική μείωση της τάξης του 23,4% σε σχέση με το 2010, ενώ, σε σχέση με το 2021 καταγράφεται αύξηση της τάξης του 1,9%.
- Η συνολική προσφορά ενέργειας (Total Energy Supply) έφτασε τις 20.663 χιλ. τόνους το 2022, μειωμένη κατά 25,3% σε σχέση με το 2010
- Για το 2022, ο τομέας των μεταφορών είχε τη μεγαλύτερη συνεισφορά ως μερίδιο στην τελική ενεργειακή κατανάλωση (μερίδιο 38,1%), ενώ επίσης, σημαντική ήταν η συμμετοχή τόσο του οικιακού όσο και του βιομηχανικού τομέα (μερίδιο 28,0% και 16,7% αντίστοιχα). Στον τομέα των μεταφορών, οι οδικές μεταφορές κυριαρχούν στην κατανάλωση ενέργειας, αποτελώντας το 85,1% του τομέα το 2022.
- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην προσφορά ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2010-2022, καθώς η συνολική συνεισφορά τους το 2022, ως μερίδιο στην συνολική προσφορά ενέργειας, ανερχόταν στο 17,7%.

- Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2023 διαμορφώθηκε σε 35,9%, παρουσιάζοντας εντυπωσιακή άνοδο, σε σχέση με το 2006, που το αντίστοιχο μερίδιο κυμαινόταν στο 9%.
- Ο βαθμός ενεργειακής εξάρτησης της Ελλάδας είναι μεγάλος. Το 2010, το 68,6% της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας στην Ελλάδα προερχόταν από εισαγωγές. Το 2021, το μερίδιο αυτό αυξήθηκε στο 81,8%, κυρίως λόγω αύξησης του μεριδίου του εισαγόμενου πετρελαίου και των ορυκτών καυσίμων.
- Εντοπίζονται δύο βασικά προβλήματα που απειλούν τις επενδύσεις. Το ένα είναι ο ηλεκτρικός χώρος, όπου οι δύο διαχειριστές, ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ έχουν προϋπολογίσει σημαντικές επενδύσεις για τα επόμενα χρόνια και το δεύτερο είναι οι περικοπές έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας που ήδη το 2024 αναμένεται να φτάσουν κοντά στο 5% της πράσινης παραγωγής με τάσεις περαιτέρω ανόδου μελλοντικά. Στην περίπτωση αυτή, βασική λύση είναι η αποθήκευση ενέργειας μέσω των μπαταριών και της αντλησιοταμίευσης.

Πετρέλαιο

- Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα, που ξεκίνησε πριν 40 περίπου χρόνια το 1981, διεκόπη το 2021 λόγω μιας σειράς τεχνικών προβλημάτων, με αποτέλεσμα το 2022 και το 2023 να είναι μηδενική.
- Το Ιράκ ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2022, με 10,4 εκατομμύρια τόνους, ακολουθούμενο από τη Ρωσία με 5,95 εκατομμύρια τόνους και το Καζακστάν με 3,13 εκατομμύρια τόνους.
- Η κατανάλωση πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, μετά την μείωση που υπέστη την περίοδο της οικονομικής κρίσης (-30,6% το 2013 σε σχέση με το 2010) και την ανάκαμψη την περίοδο που ακολούθησε, μειώθηκε απότομα το 2020 σε σχέση με το 2019 κατά -10,8%, λόγω κυρίως της κρίσης από την πανδημία Covid-19, ενώ το 2021 αυξήθηκε μόλις κατά 1,3%.
- Ο τομέας των μεταφορών κατανάλωσε 5,8 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου το 2022, αντιπροσωπεύοντας το 70,0% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου. Ακολουθούν ο οικιακός τομέας με 15,4% και η βιομηχανία με 9,5%.

Φυσικό αέριο

- Μειωμένη κατά 21,56% σε σχέση με το 2022 καταγράφεται η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου στην Ελλάδα, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2023 [37]. Συγκεκριμένα, η συνολική ζήτηση (εγχώρια κατανάλωση & εξαγωγές) φυσικού αερίου μειώθηκε κατά 21,56%, φθάνοντας τις 67,60 TWh από 86,18 TWh το 2022.
- Η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα μειώθηκε κατά -10,1% το 2023 σε σχέση με το 2022, κατ' επιταγή των στόχων που έχει

θέσει η ΕΕ για μείωση της κατανάλωσης κατά 15% την περίοδο από τον Αύγουστο του 2022 μέχρι τον Μάρτιο του 2023, σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου των πέντε προηγούμενων ετών.

- Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου το 2023, όπως και όλα τα προηγούμενα έτη, καταναλώθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Όμως, η χρήση φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή, υποχώρησε το 2023 φτάνοντας στο 68% της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου από 74% το 2022.

Ηλεκτρισμός - ΑΠΕ

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώθηκε στις 49.492 GWh το 2023, μειωμένη κατά 2,4%, σε σύγκριση με το 2022, που ανήλθε στις 50.688 GWh.
- Αθροιστικά το 2023 το μερίδιο των ΑΠΕ και των υδροηλεκτρικών έφτασε το 57,0% συνολικά, ξεπερνώντας το άθροισμα της συμμετοχής όλων των ορυκτών καυσίμων, το οποίο διαμορφώθηκε στο 42,1%, γεγονός που καθιστά «καθαρές» τις περισσότερες κιλοβατώρες που παρήχθησαν το 2023.
- Το 2022 αποτέλεσε ορόσημο καθώς ανατράπηκε η εικόνα των προηγούμενων χρόνων, όπου το μεγαλύτερο μερίδιο στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή καταλάμβανε το φυσικό αέριο και προηγούμενα ο λιγνίτης. Η τάση αυτή συνεχίστηκε και το 2023 με τις ΑΠΕ να ηγούνται στο ηλεκτρικό μίγμα, με μερίδιο 47,9% και παραγωγή 21,4 TWh.
- Το 2023 οι ανανεώσιμες πηγές παρήγαγαν περισσότερη ενέργεια από τη ζήτηση ρεύματος στη χώρα και οι διαχειριστές του συστήματος και του δικτύου διανομής (ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ) αναγκάστηκαν να προχωρήσουν σε περικοπές της πλεονάζουσας πράσινης υπερπαραγωγής, προκειμένου να διατηρήσουν την ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος και να αποφευχθεί ενδεχόμενο blackout.
- Το 2023, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας ανήλθε στα 23.958 MW, σημειώνοντας άνοδο της τάξεως του 16,7% από τα επίπεδα του 2022 (20.514 MW). Σύμφωνα με Δελτίο του ΔΑΠΕΕΠ Δεκεμβρίου 2023 [84], οι ΑΠΕ σημείωσαν τη μεγαλύτερη αύξηση στην εγχώρια εγκατεστημένη ισχύ στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2023 σε σύγκριση με το 2022, καταγράφοντας νέα εγκατεστημένη ισχύ 1.997 MW και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 11,9 GW. Παρομοίως, αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ παρουσίασαν οι μονάδες φυσικού αερίου και οι λιγνιτικοί σταθμοί κατά 15,9% και 17,3% αντίστοιχα.

Πίνακας 35: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2023

Μίγμα Καυσίμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Λιγνιτικές μονάδες	2,87
Μονάδες φυσικού αερίου	6,03
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3,17
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	11,87
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	23,95
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	1,005
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,19
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στα ΜΔΝ (Β)	1,195
Γενικό σύνολο (Α+Β)	25,15

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Το 2023, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας ανήλθε σε 43,86 TWh, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε σε 2,23 TWh. Το γενικό σύνολο έφτασε τις 46,09 TWh, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στον Πίνακα 36.

Πίνακας 36: Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2023

Μίγμα Καυσίμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	20,668
Υδροηλεκτρικές μονάδες	4,05
Μονάδες φυσικού αερίου	14,63
Λιγνιτικές μονάδες	4,513
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Α)	43,861
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	1,9
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,33
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ (Β)	2,23
Γενικό σύνολο (Α+Β)	46,09

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Η ελληνική αγορά παρέμεινε εισαγωγική το 2023, αλλά οι συνθήκες που διαμορφώθηκαν κατά το πρώτο τρίμηνο του 2024 οδήγησαν σε σημαντική μείωση του ελλείμματος στο ισοζύγιο ενώ υπήρξαν διαστήματα κατά τα οποία η Ελλάδα ήταν εξαγωγέας ενέργειας. Η αύξηση της παραγωγικής βάσης των ΑΠΕ σε συνδυασμό με τις ευνοϊκές καιρικές συνθήκες και τη στασιμότητα της ζήτησης ήταν οι βασικές αιτίες που οδήγησαν στην αύξηση των εξαγωγών. Σε βάθος χρόνου η επέκταση των διασυνοριακών διασυνδέσεων και η προσθήκη μονάδων αποθήκευσης είναι δυνατόν να καταστήσουν την Ελλάδα εξαγωγέα ενέργειας για την ευρύτερη περιοχή.

Λιγνίτης

- Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από λιγνίτη μειώθηκε σημαντικά από τις 23,23 TWh το 2015 στις 5,59 TWh το 2022 και στις 4,51 TWh το 2023, λόγω της ανάπτυξης των ΑΠΕ, της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και του υψηλού κόστους δικαιωμάτων ρύπων που καθιστά την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη αντικοινωνική.
- Το 2023, η ελληνική παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε κατά 28,9% στους 9,7 εκατ. τόνοι, εκ των οποίων η ΔΕΗ παρήγαγε 9,5 εκατομμύρια τόνους.

Ενεργειακή αποδοτικότητα

- Η Ελλάδα στοχεύει στη μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας κατά τουλάχιστον 32,5%, έως το 2030, σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Οδηγία για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα, 2018/2002/ΕΕ. Αυτό συνεπάγεται την εφαρμογή μέτρων σε τομείς, όπως η Βιομηχανία, οι Μεταφορές αλλά και ο Κτιριακός τομέας.
- Ένα από τα κεντρικά σημεία της ενεργειακής στρατηγικής είναι η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του κτιριακού αποθέματος, ιδιαίτερα αυτών του δημόσιου τομέα, όπως νοσοκομεία, εκπαιδευτικά κτίρια, δημοτικά καταστήματα, κα. Μέχρι το 2035, προβλέπεται η ανακαίνιση μεγάλου μέρους των κτιρίων με σκοπό την ενεργειακή τους αναβάθμιση μέσω προγραμμάτων, όπως το «Εξοικονομώ».
- Το 2023, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από μονάδες ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα ανέρχεται σε περίπου 200-300 MW. Οι περισσότερες από αυτές τις μονάδες βρίσκονται σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις, αγροτικές εφαρμογές (θερμοκήπια) και εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης.
- Συνολικά, η κατάσταση της ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα το 2023 παρουσιάζει μια σταθερή αλλά αργή ανάπτυξη, με αυξανόμενες προοπτικές, καθώς η χώρα προχωρά στην υλοποίηση των στόχων του ΕΣΕΚ και των ευρωπαϊκών κατευθύνσεων

Βιβλιογραφία

- 1 Carbon Brief, «Analysis: Growth of Chinese fossil CO2 emissions drives new global record in 2023,» December 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.carbonbrief.org/analysis-growth-of-chinese-fossil-co2-emissions-drives-new-global-record-in-2023/>.
- 2 IEA, «World Energy Outlook 2024,» October 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/02b65de2-1939-47ee-8e8a-4f62c38c44b0/WorldEnergyOutlook2024.pdf>.
- 3 Energy Institute, «Statistical Review of World Energy 2024/ 73rd Edition,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf.
- 4 IEA, «Electricity 2024 - Analysis and forecast to 2026,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b2fd954-2017-408e-bf08-952fdd62118a/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>.
- 5 IEA, «Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf.
- 6 IRENA, «Renewable Energy Capacity Statistics 2024,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2024.pdf?rev=50a4c39fd14c4274b246cd51150a0aa1.
- 7 IEA, «CO2 Emissions in 2023,» March 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/33e2badc-b839-4c18-84ce-f6387b3c008f/CO2Emissionsin2023.pdf>.
- 8 EMBER, «European Electricity Review 2024,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/10/European-Electricity-Review-2024.pdf>.
- 9 European Commission, «Quarterly Report on European Electricity Markets - 3rd Quarter of 2023,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://energy.ec.europa.eu/document/download/dbe14528-5a8d-4668-a951-2c36f6e57e3e_en?filename=New_Quarterly_Report_on_European_Electricity_markets_Q3_2023.pdf.
- 10 ACER, «Key developments in EU electricity wholesale markets - 2024 Market Monitoring Report,» March 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Key_developments_electricity.pdf.
- 11 Eurostat, «Energy balance - new methodology,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_balance_-_new_methodology#What_is_an_energy_balance.3F.
- 12 Eurostat, «Energy Balances 2023 Edition,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>.
- 13 Eurostat, «Shares summary results 2022,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.
- 14 ΣΕΕΠΕ, «Η Ελληνική Αγορά Πετρελαιοειδών,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.seepe.gr/%CE%B7-%CE%B5%CE%BB%CE%BB%CE%B7%CE%BD%CE%B9%CE%BA%CE%B7-%CE%B1%CE%B3%CE%BF%CF%81%CE%B1-%CF%80%CE%B5%CF%84%CF%81%CE%B5%CE%B%CE%B1%CE%B9%CE%BF%CE%B5%CE%B9%CE%B4%CF%89%CE%BD/>.
- 15 IOBE, «Συγκεντρωτικά Στοιχεία και Αριθμοδείκτες του κλάδου εμπορίας πετρελαιοειδών για το έτος 2022,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.seepe.gr/wp-content/uploads/2023/12/IOBE-2022.pdf>.
- 16 ΕΔΕΥ, «Περιοχή παραχώρησης Πρίνου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession_gr.html.
- 17 Offshore Technology, «Oil & gas field profile: Prinos Conventional Oil Field, Greece,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/oil-gas-field-profile-prinos-conventional-oil-field-greece/?cf-view&cf-closed>.
- 18 ENERGEAN, «2023 Full Year Results,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energean.com/media/5767/2023-full-year-results.pdf>.
- 19 ΕΔΕΥΕΠ, «ΥΠΟΓΕΙΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΑΕΡΙΟΥ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://herema.gr/el/ccs-ugs/underground-gas-storage/#southKavalaProject>.
- 20 Eurostat, «Imports of oil and petroleum products by partner country,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_oil__custom_11382351/default/table?lang=en.
- 21 Eurostat, «Complete Energy Balances,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>.
- 22 ΕΛΣΤΑΤ, «Δελτίο Τύπου: Κατανάλωση Πετρελαιοειδών 2022,» ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.statistics.gr/el/statistics?p_p_id=documents_WAR_publicationsportlet_

INSTANCE_qDQ8fBKko4lN&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=4&p_p_col_pos=1&_documents_WAR_publicat.

- 23 ΕΛΠΕ, «Ετήσιος Απολογισμός 2023,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.helleniqenergy.gr/sites/default/files/2024-06/ar_2023_gr_0.pdf.
- 24 MOTOR OIL, «Ετήσια Οικονομική Έκθεση 2023,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.moh.gr/enimerosi-ependyton/chrimatoikonomiki-pliroforisi/etisies-ikonomikes-ekthesis/>.
- 25 ΣΕΕΠΕ, «Κατανόηση τιμών αντλίας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.seepe.gr/%ce%ba%ce%b1%cf%84%ce%b1%ce%bd%cf%8c%ce%b7%cf%83%ce%b7-%cf%84%ce%b9%ce%bc%cf%8e%ce%bd-%ce%b1%ce%bd%cf%84%ce%bb%ce%af%ce%b1%cf%82/>.
- 26 Ευρωπαϊκή Επιτροπή, «Weekly Oil Bulletin,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en.
- 27 Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων, «ΕΒΔΟΜΑΔΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗΣ ΤΙΜΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ,» 07 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.fuelprices.gr/deltia.view>.
- 28 Υπουργείο Ανάπτυξης και Ανταγωνιστικότητας, «Παρατηρητήριο Τιμών Υγρών Καυσίμων,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.fuelprices.gr/deltia.view>.
- 29 Fuels Europe, «TOTAL TAXATION SHARE IN THE END CONSUMER PRICE,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://fuelseurope.eu/uploads/files/modules/documents/file/1688464558_D4Mrz58f8NX6x8p2VK1h9DblZzMgdeS8pjrMVpau.pdf.
- 30 IENE, «Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα - Ειδική Έκθεση της Επιτροπής Υδρογονανθράκων (Upstream) του IENE,» 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iene.gr/articlefiles/ekthesi%20ydogonantrakes.pdf>.
- 31 Energia.gr, «Στα 680 δισ. κυβικά μέτρα τα Κοιτάσματα Αερίου στην Ελλάδα, εκτιμά η ΕΔΕΥΕ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/223189/sta-680-dis-kyvika-metra-ta-koitasmata-aerioy-sthn-ellada-ektima-h-edeye>.
- 32 Newmoney, «Συμφωνία ΕΛΠΕ – Exxon Mobil για τα κοιτάσματα στη νότια Κρήτη,» 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.newmoney.gr/roh/palmos-oikonomias/epixeiriseis/simfonia-elpe-exxon-mobil-gia-ta-kitasmata-sti-notia-kriti/>.
- 33 Newmoney, «ExxonMobil: «Μένει» στην Κρήτη, αλλά πήρε παράταση 2 χρόνια για τις έρευνες,» 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.newmoney.gr/roh/palmos-oikonomias/energeia/exxonmobil-meni-stin-kriti-alla-pire-paratasi-2-chronia-gia-tis-erevnes/>.
- 34 ENERGEAN, «Δάνειο 90,5 εκατ. από την Παρευξινία Τράπεζα για την ανάπτυξη του κοιτάσματος Έψιλον για την Energean,» Ιανουάριος 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energean.com/media/5112/20220104-%CE%B4%CE%AC%CE%BD%CE%B5%CE%B9%CE%BF-bstdb->.
- 35 ΕΔΕΥΕΠ, 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.greekhydrocarbons.gr/news_gr/PR_REL_090621.pdf.
- 36 ΕΔΕΥΕΠ, «Ετήσια Οικονομική Έκθεση 2020,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/financialStatements/AnnualReport_2020.pdf.
- 37 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2023,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2023>.
- 38 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το α' εξάμηνο του 2024,» ΙΟΥΛΙΟΣ 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-ejamhno-toy-2024>.
- 39 ΔΕΣΦΑ, «Μελέτη Ανάπτυξης 2021-2030,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/f_%CE%9C%CE%B5%CE%BB%CE%AD%CF%84%CE%B7%20%CE%91%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7%CF%82%202021-2030_GR.pdf.
- 40 ΡΑΑΕΥ, «ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ,» Μάρτιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/genika-nea/87164/>.
- 41 Eurostat, «Electricity and gas: EU prices decrease after 2022 surge,» April 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20240425-3>.
- 42 Eurostat, «Electricity and gas: EU prices decrease after 2022 surge,» Απρίλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20240425-3>.

Βιβλιογραφία

- 43 ΡΑΑΕΥ, «ΕΚΘΕΣΗ ΛΙΑΝΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ,» Ιανουάριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2024/05/NATURAL-GAS-RETAIL-MARKET-REPORT_%CE%99%CE%91%CE%9D%CE%9F%CE%A5%CE%91%CE%A1%CE%99%CE%9F%CE%A3-2024.pdf.
- 44 ΕΝΑΟΝ ΕΔΑ, «Το δίκτυο φυσικού αερίου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://edaattikis.gr/schetika-me-emas/to-diktyo-fysikou-aeriou/>.
- 45 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία Μεριδίων Αγοράς,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/regulated-services/transmission/pliροφορισmetaforas-page/ng-market-data/market-shares-data>.
- 46 ΡΑΑΕΥ, «ΕΚΘΕΣΗ ΛΙΑΝΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΟ 2023,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/parakolouthisi-agoron/elliniki-agora-lianikis-fusikou-aeriou/anafotes-lianikis-agoras-fusikou-aeriou/>.
- 47 ΕΛΣΤΑΤ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ: Μεταφορές μέσω αγωγών φυσικού αερίου έτους 2023,» 20 09 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.statistics.gr/documents/20181/bc9cc2cc-d02f-939b-c825-cb0aded645e2>.
- 48 Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, «Πρόταση Αναθεώρησης ΕΣΕΚ Αύγουστος 2024,» Αύγουστος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/2024/08/%CE%95%CE%B8%CE%BD%CE%B9%CE%BA%CF%8C-%CE%A3%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%BF-%CE%B3%CE%B9%CE%B1-%CF%84%CE%B7%CE%BD-%CE%95%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1-%CE%BA%CE%B1%CE%B9-%CF%84%CE%BF-%CE%9A>.
- 49 ΡΑΕ, «Εκθεση Πεπραγμένων ΡΑΕ 2020,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/04/%CE%A0%CE%B5%CF%80%CF%81%CE%B1%CE%B3%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CE%B1_2020_final-2.pdf.
- 50 ΔΕΣΦΑ, «Εγκατάσταση ΥΦΑ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/Ing-facility>.
- 51 Capital, «Αλεξανδρούπολη: Την αδειοδότηση για έναν ακόμη FSRU στη Θράκη εξασφάλισε από τη ΡΑΕ η Gastrade,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.capital.gr/epixeiriseis/3631570/alexandroupoli-tin-adeiodotisi-gia-enan-akomi-fsru-sti-thraki-exasfalise-apo-ti-rae-i-gastrade>.
- 52 Gastrade, «Το Έργο,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.gastrade.gr/to-ergo/>.
- 53 Dioriga Gas, «Το έργο,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://dioriga.gr/el/to-ergo/>.
- 54 Energia.gr, «FSRU Διώρυγα Gas: Εγκρίθηκαν Χθες οι Περιβαλλοντικοί Όροι,» 2023 Αύγουστος. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/210115/fsru-dioryga-gas-egkrithhkan-hthes-oi-perivallontikoi-oroi>.
- 55 ΡΑΑΕΥ, «ΑΠΟΦΑΣΗ ΤΟΥ ΚΛΑΔΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΡΑΑΕΥ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. Ε-134/2023,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://diavgeia.gov.gr/doc/6%CE%984%CE%98%CE%99%CE%94%CE%9E-%CE%930%CE%9C?inline=true>.
- 56 B2Green, «Τίτλοι τέλους για τους νέους σταθμούς φυσικού αερίου FSRU – Ποια είναι τα πρότζεκτ,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://news.b2green.gr/49155/%CF%84%CE%AF%CF%84%CE%BB%CE%BF%CE%B9-%CF%84%CE%AD%CE%BB%CE%BF%CF%85%CF%82-%CE%B3%CE%B9%CE%B1-%CF%84%CE%BF%CF%85%CF%82-%CE%BD%CE%AD%CE%BF%CF%85%CF%82-%CF%83%CF%84%CE%B1%CE%B8%CE%BC%CE%BF%CF%8D%CF%82>.
- 57 Energia.gr, «Πρίνος: Όλοι Ευχαριστημένοι (Energian και Δημόσιο) από την Παράταση των Αδειών Εκμετάλλευσης των Κοιτασμάτων,» Ιούνιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/220011/prinos-oloi-eyharisthmenoi-energian-kai-dhmosio-apo-thn-paratash-ton-adeion-ekmetalleyshston-koitasmaton>.
- 58 Energia.gr, «Φυσικό Αέριο: Πώς οι Δεξαμενές της Ουκρανίας Μπορεί να Συμβάλουν στην Ενεργειακή Ασφάλεια της Ευρώπης,» Ιούλιος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/209264/fysiko-aerio-pos-oi-dexamenes-ths-oykranias-mporei-na-symvaloun-sthn-energeiakh-asfaleia-ths-eyrophs>.
- 59 Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, «Το Συμβούλιο εκδίδει τον κανονισμό για την αποθήκευση αερίου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/el/press/press-releases/2022/06/27/council-adopts-regulation-gas-storage/>.
- 60 Energean, «Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ CO2 ΣΤΟΝ ΠΡΙΝΟ,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energean.com/el/home/projects-%CF%83%CE%B5-%CE%B5%CE%BE%CE%B5%CE%BB%CE%B9%CE%BE%CE%B7/h-%CE%B1%CF%80%CE%BF%CE%B8%CE%B7%CE%BA%CE%B5%CF%85%CF%83%CE%B7-co2-%CF%83%CF%84%CE%BF%CE%BD-%CF%80%CF%81%CE%B9%CE%BD%CE%BF/>.

- 61 Trans Adriatic Pipeline, «Σχετικά με τον Διαδριατικό Αγωγό Φυσικού Αερίου (TAP),» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.tap-ag.gr/nhea/nhea-eidheseis/o-tap-energopoihi-to-prhoto-ephipedo-ephektases-tes-dynamikhotethas-toy>.
- 62 Three Seas Initiative , [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://projects.3seas.eu/projects/iap-ionic-adriatic-pipeline>.
- 63 Eneria.gr, «ICGB: Συμφωνία Διασύνδεσης με τον ΔΕΣΦΑ για το Σημείο Διασύνδεσης στην Κομοτηνή,» Σεπτέμβριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/222952/icgb-symfonia-diasyndeshs-me-ton-desfa-gia-to-shmeio-diasyndeshs-sthn-komothnh>.
- 64 IENE, «THE “VERTICAL CORRIDOR” FROM THE AEGEAN TO THE BALTIC,» May 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iene.eu/articlefiles/the%20vertical%20corridor%20-%20from%20the%20aegean%20to%20the%20baltic.pdf>.
- 65 efsyn, «Κάθετος Διάδρομος Φυσικού Αερίου: μια διαβαλκανική Οδύσσεια,» Ιανουάριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.efsyn.gr/oikonomia/diethnis-oikonomia/447204_kathetos-diadromos-fysikoy-aeriyomia-diabalkaniki-odysseia.
- 66 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΣ ΤΑΧΥΔΡΟΜΟΣ, «Φυσικό αέριο: Ανοίγει ο κάθετος διάδρομος από Ουκρανία μέχρι Ελλάδα – Το MoU 8 χωρών,» Ιανουάριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ot.gr/2024/01/19/energeia/fysiko-aerio-anoigei-o-kathetos-diadromos-aro-oukrania-mexri-ellada-to-mou-8-xoron/>.
- 67 Energia.gr, «Ο ΔΕΣΦΑ θα Επιβλέψει την Κατασκευή του Διασυνδεδεμένου Αγωγού Φ.Α. Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας,» Σεπτέμβριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/211187/o-desfa-epivlepsei-thn-kataskeyh-toy-diasyndethrioy-agogoy-fa-elladasvorieias-makedonias->.
- 68 NAYTEMPORIKH, «Παιχνίδια της Gazprom με τον TurkStream,» 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://m.naftemporiki.gr/story/1874761/paixnidia-tis-gazprom-me-ton-turkstream>.
- 69 IGI Poseidon, «Περιγραφή του Έργου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://igi-poseidon.com/el/project/eastmed-poseidon/>.
- 70 Euro2Day, «Ανασύρεται από τα... αζήτητα ο αγωγός αερίου EastMed,» Νοέμβριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.euro2day.gr/news/economy/article/2220126/anasyretai-apo-ta-azhthta-o-agogos-aeriy-eastmed.html>.
- 71 ΥΠΟΔΟΜΕΣ, «Στο τέλος του 2024 έτοιμος ο νέος αγωγός φυσικού αερίου στη Δυτική Μακεδονία,» Απρίλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypodomes.com/fysiko-aerio-sta-teli-toy-2024-etoimos-o-agogos-dytikis-makedonias/>.
- 72 ΕΝΑΟΝ ΕΔΑ, «Νομοθεσία, Κανονισμοί & Κώδικες - Διαχείριση Δικτύων Διανομής,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://edaattikis.gr/i-agera-aeriy/nomothesia-kanonismoi-kodikis/>.
- 73 EUROGAS, «Stations Map,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.eurogas.org/resources/stations-map/>.
- 74 Fuelo, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://gr.fuelo.net/fuel/type/methane/2years?lang=en>.
- 75 IENE, ««Μελέτη Κόστους – Οφέλους για την Επέκταση του Δικτύου Μεταφοράς ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα (Περιφέρεια Ηπείρου και Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας),» Οκτώβριος 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iene.gr/articlefiles/meleti%20iene%20fa%20rae%2030%2010%202021.pdf>.
- 76 Energia.gr, «ΔΕΣΦΑ: Νέος Σταθμός LNG στο Άσπρο Σκύδρας για την Τροφοδοσία της Περιοχής με Φυσικό Αέριο,» Ιούλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/220710/desfa-neos-stathmos-lng-sto-aspro-skydras-gia-thn-trofodosia-ths-periohhs-me-fysiko-aerio>.
- 77 ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ, «ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.gekterna.com/el/activities/thermal-energy/>.
- 78 Capital, «Ξεκίνησαν οι πρώτες δοκιμές στη νέα μονάδα αερίου της Κομοτηνής των ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ-ΜΟΗ,» Σεπτέμβριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.capital.gr/epixeiriseis/3870317/xekinisan-oi-protos-dokimes-sti-nea-monada-aeriy-tis-komotinis-ton-gek-terna-moi/>.
- 79 Ypodomes, «Ξεκινά η δοκιμαστική λειτουργία της νέας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής των ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ και MOTOR OIL στην Κομοτηνή,» Ιούλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypodomes.com/xekina-i-dokimastiki-leitoyrgia-tis-neas-monadas-ilektroparagogy-ton-gek-terna-kai-motor-oil-stin-komotini/>.
- 80 ΑΔΜΗΕ, «Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrifi>.
- 81 ΡΑΑΕΥ, «Θεσμικό Πλαίσιο Ηλεκτρισμού,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/thesmiko-plaisio-ilektrismou/>.
- 82 Energia.gr, «28ο «Ενέργεια & Ανάπτυξη, 2024»: Οι Στρεβλώσεις στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας και Πώς Αντιμετωπίζονται,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/224395/28o-energeia-anaptyxh-2024-oi-strevloseis-sthn-agera-hlektrikhs-energeias-kai-pos-antimetopizontai>.

Βιβλιογραφία

- 83 ΑΔΜΗΕ, «Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας,» Δεκέμβριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2024/02/Energy_Report_202312_v2_gr_0.pdf.
- 84 ΔΑΠΕΕΠ, «ΔΕΛΤΙΟ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Δεκέμβριος 2023,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2024/02/09_DEC_2023_min_DELTIO_ELAPE_v_1.0_06.02.2024.pdf.
- 85 ΑΔΜΗΕ, «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2024-2033,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/systima/anaptyxi/dekaetes-programma-anaptyxis>.
- 86 ΑΔΜΗΕ, «Αγορά - Περιγραφή,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrifi>.
- 87 ΔΕΗ, «Ετήσιος Απολογισμός,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ppcgroup.com/media/otrpxuti/apologismos-2023-0627-gr.pdf>.
- 88 ΑΔΜΗΕ, «Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/mesostathmiki-timi-agoras>.
- 89 ΑΔΜΗΕ, «ΜΗΝΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2022,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/01/Energy_Report_202212_v1_gr.pdf.
- 90 ΥΠΕΝ, «Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούλιος 2024,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2024/07/%CE%A4%CE%B9%CE%BC%CE%AD%CF%82-%CF%81%CE%B5%CF%8D%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%BF%CF%82-2024.07.17%CE%A4%CE%95%CE%9B%CE%99%CE%9A%CE%9F.pdf>.
- 91 Eurostat, «Electricity price statistics,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics&oldid=575810.
- 92 Household Energy Price Index (HEPI), «Household Energy Price Index for Europe,» Ιούλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://static1.squarespace.com/static/616804e3b1bb682181eb927a/t/66b0a0384b6dd4609a1921dd/1722851388191/HEPI_Press_Release_July_2024.pdf.
- 93 ΥΠΕΝ, «Απάντηση στην ανακοίνωση του ΣΥΡΙΖΑ για τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (20.08.2024),» Αύγουστος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypen.gov.gr/apantisi-stin-anakoinosi-tou-syriza-gia-tis-times-ilektrikis-energeias-20-08-2024/>.
- 94 ΡΑΑΕΥ, «Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/ilektrismos/mi-diasynd-nisia/>.
- 95 ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Απρίλιο 2024,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/media/47232/04%CF%80%CE%BB%CE%B7%CF%81%CE%BF%CF%86%CE%BF%CF%81%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CE%BF-%CE%B4%CE%B5%CE%BB%CF%84%CE%B9%CE%BF-2024-%CE%B1%CF%80%CF%81%CE%B9%CE%BB%CE%B9%CE%BF%CF%83.pdf>.
- 96 ΥΠΕΝ, «Παρουσίαση Αλεξάνδρα Σδούκου Υφυπουργός Περιβάλλοντος - Η ενεργειακή μετάβαση των Ελληνικών νησιών προς την κλιματική ουδετερότητα,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://energypress.gr/sites/default/files/media/paroyiasi_ypou-epitropi-nision_yfypen-final-as-sent-to-parliament.pdf.
- 97 ΟΔΕ, «Εισήγηση της ΟΔΕ - Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2021/07/Eisigisi_ODE_Apothikeusis-xwris-FEK-kai-praktika.pdf.
- 98 Υpodomes, «Εντός χρονοδιαγράμματος τα έργα για το μεγαλύτερο έργο αποθήκευσης ενέργειας στην Ελλάδα στην Αμφιλοχία,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypodomes.com/entos-chronodiagrammatos-ta-erga-gia-to-megalytero-ergo-apothikeusis-energeias-stin-ellada-stin-amfilochia/>.
- 99 ΥΠΕΝ, «Κώστας Σκρέκας: «Εκπνούμε Εθνικό Σχέδιο Ηλεκτροκίνησης, με το βλέμμα στο μέλλον και στόχο τις βιώσιμες μεταφορές στη χώρα μας,» Μάιος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypen.gov.gr/kostas-skrekas-ekponoume-ethniko-schedio-ilektrokinisis-me-to-vlemma-sto-mellon-kai-stocho-tis-viosimes-metafores-sti-chora-mas/>.
- 100 ACEA, «NEW CAR REGISTRATIONS, EUROPEAN UNION1,» January 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.acea.auto/files/Press_release_car_registrations_full_year_2023.pdf.
- 101 European Alternative Fuels Observatory (EAFO), «Greece,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/greece>.
- 102 European Commission, «European Alternative Fuels Observatory,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/greece>.

- 103 ΔΕΔΔΗΕ, «Το νέο τοπίο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ο ρόλος του Διαχειριστή Δικτύου Διανομής (ΔΕΔΔΗΕ),» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/Documents2/PAROUSIASIS%202017/%CE%A0%CE%91%CE%A1%CE%9F%CE%A5%CE%A3%CE%99%CE%91%CE%A3%CE%97%20%CE%91%CE%9D%CE%A4%CE%99%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%95%CE%94%CE%A1%CE%9F%CE%A5%20%CE%94%CE%95%CE%94%CE%94%CE%97%CE%95%20%CE%99%20%CE%9C%CE%91%CE%A1%C>.
- 104 EURACOAL, «Market Report 2024 no 1,» April 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Market-Reports/EURACOAL-Market-Report-2024-1_v03-rko.pdf.
- 105 EUROCOAL, «EURACOAL ANNUAL REPORT 2023,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Annual-Reports/EURACOAL-Annual-Report-2023-rev04-WEB.pdf>.
- 106 ΑΔΜΗΕ, «ΜΗΝΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2022,» ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/01/Energy_Report_202212_v1_gr.pdf.
- 107 ΔΕΗ, «Συμβατική Παραγωγή,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.dei.gr/el/dei-omilos/i-dei/tomeis-drastiriotitas/symvatiki-paragogi/>.
- 108 ΔΑΠΕΕΠ, «Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ,» Δεκέμβριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2024/02/09_DEC_2023_min_DELTIO_ELAPE_v_1.0_06.02.2024.pdf.
- 109 ΔΑΠΕΕΠ, «ΜΙΝΙ ΜΗΝΙΑΙΟ ΑΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ & ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ,» Ιούνιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2024/08/15_JUN_2024_min_DELTIO_ELAPE_v_1.0_13.08.2024.pdf.
- 110 ΕΛΕΤΑΕΝ, «Δελτίο Τύπου: Η Στατιστική της Αιολικής Ενέργειας για τον Ιούνιο 2024,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://eletaen.gr/wp-content/uploads/2024/07/2024-07-03-2024S1-HWEA-Statistics-Greece.pdf>.
- 111 ΕΛΕΤΑΕΝ, «Δελτίο Τύπου: Η στατιστική της Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα για το 2023,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://eletaen.gr/deltio-tyrou-i-statistiki-tis-aioliki-energeias-stin-ellada-gia-to-2023/>.
- 112 ΡΑΑΕΥ, «Γεωπληροφοριακός Χάρτης,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://geo.rae.gr/?lon=26.909224878870027&lat=40.14498463785943&zoom=6>.
- 113 WINDEUROPE, «Wind energy in Europe: 2023 Statistics and the outlook for 2024-2030,» 02 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2023-statistics-and-the-outlook-for-2024-2030/>.
- 114 ΕΔΕΥΕΠ, «ΕΘΝΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ,» Σεπτέμβριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://herema.gr/wp-content/uploads/2023/10/%CE%A3%CE%A7%CE%95%CE%94%CE%99%CE%9F-%CE%95%CE%98%CE%9D%CE%99%CE%9A%CE%9F%CE%A5-%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%93%CE%A1%CE%91%CE%9C%CE%9C%CE%91%CE%A4%CE%9F%CE%A3-%CE%A5%CE%91%CE%A0_%CE%95%CE%94%CE%95%CE%A5%CE%95%CE%A0.p.
- 115 ΕΔΕΥΕΠ, «Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://energypress.gr/sites/default/files/media/synodeytiko-yliko.pdf>.
- 116 ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ, «Ευρωπαϊκή Ημέρα του Ήλιου,» Ιούνιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://helapco.gr/nea/nea-2024/evropaiki-hmera-tou-iliou/>.
- 117 ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ (ΣΕΦ), «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2023,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://helapco.gr/xoorigle/2024/02/pv-stats_greece_2023_19Feb2024.pdf.
- 118 ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ (ΣΕΦ), «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το πρώτο εξάμηνο του 2024,» Αύγουστος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://helapco.gr/xoorigle/2024/08/HELAPCO_PV-stats_greece_%CE%971-2024.pdf.
- 119 ThinkGeoEnergy, «ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2021 – installed power generation capacity (MWe),» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2023-power-generation-capacity/>.
- 120 European Geothermal Energy Council, «EGEC Geothermal Market Report 2023,» July 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.egec.org/wp-content/uploads/2024/07/EGEC_2022-Key-Findings_Market-Report.pdf.
- 121 Energia.gr, «Η Ενεργειακή Κρίση Επισημαίνει την Αξιοποίηση της Γεωθερμίας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/189245/h-energeiakh-krish-epispeydei-thn-axiopihs-ths-geothermias>.

Βιβλιογραφία

- 122 Απόστολος Αρβανίτης - Ελληνική Αρχή Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (Ε.Α.Γ.Μ.Ε.), «ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΕΜΠΟΔΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΗΣ ΓΕΩΘΕΡΜΙΑΣ,» Ιούνιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.oryktosploutos.net/wp-content/uploads/2024/06/116424563.pdf>.
- 123 ΡΑΑΕΥ, «Ανταγωνιστικές Διαδικασίες ΑΠ.Ε.,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/ape/agora-a-p-e/monimes-antagonistikies-diadikasies/>.
- 124 ΡΑΑΕΥ, «Ανταγωνιστικές Διαδικασίες Αποθήκευση,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/ape-agora-a-p-e-antagonistikies-diadikasies-apothikeusis/>.
- 125 ΙΕΝΕ, «Η Αγορά των Μακροπρόθεσμων Διμερών Συμβολαίων Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας (PPAs) στην Ελλάδα – Μέρος Α΄,» Νοέμβριος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no34.pdf>.
- 126 ΡΕΧΑΡΑΡΚ, «EUROPEAN PPA MARKET OUTLOOK 2024,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://go.pexarark.com/l/891233/2024-02-06/hd4y8/891233/1707212342jIEFslZb/European_PPA_Market_Outlook_2024_HighR.pdf.
- 127 ΕΥ, «Renewable Energy Country Attractiveness Index- 63th edition,» JUNE 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/en-gl/insights/energy-resources/documents/ey-gl-recai-63-top-40-ranking-06-2024.pdf>.
- 128 ΕΛΕΤΑΕΝ, «Άρθρο: Η πρόοδος στην ανακύκλωση των ανεμογεννητριών,» Μάρτιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://eletaen.gr/arthro-i-proodos-stin-anakyklosi-ton-anemogennitron/>.
- 129 European Composites Industry Association (EuCIA), «Accelerating Wind Turbine,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://eucia.eu/wp-content/uploads/2023/04/WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-circularity.pdf>.
- 130 ΦΩΤΟΚΥΚΛΩΣΗ, «ΑΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ Η.Η.Ε. 2023,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://fotokiklosi.gr/wp-content/uploads/2024/05/%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%9B%CE%9F%CE%93%CE%99%CE%A3%CE%A4%CE%99%CE%9A%CE%97-%CE%95%CE%A4%CE%9F%CE%A5%CE%A3-2023-%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%A3-%CE%94%CE%97%CE%9C%CE%9F%CE%A3%CE%99%CE%95%CE%A5%CE%A3%CE%97-1.pdf>.
- 131 Ελληνικής Εταιρείας Ανάπτυξης Βιομάζας (ΕΛΕΑΒΙΟΜ), «Συμμετοχή της ΕΛΕΑΒΙΟΜ στην Ημερίδα της ΡΑΑΕΥ στη Θεσσαλονίκη για την Ανακύκλωση Ενεργειακών Υποδομών,» Ιούνιος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://hellabiom.gr/symmetochi-tis-eleaviom-stin-imerida-tis-raaeu-sti-thessaloniki-gia-tin-anakyklosi-energeiakon-ypodomon/>.
- 132 European Commission, «EU Climate Action Progress Report 2024,» October 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://climate.ec.europa.eu/document/download/d0671350-37f2-4bc4-88e8-088d0508fb03_en.
- 133 European Environment Agency, «EU Emissions Trading System (ETS) data viewer,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/emissions-trading-viewer-1-dashboards>.
- 134 Germanwatch, NewClimate Institute & Climate Action Network, «CCPI 2025: Ranking and Results,» 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ccpi.org/wp-content/uploads/CCPI-2025-Results.pdf>.
- 135 Ευρωπαϊκή Ένωση, «ΚΑΤ' ΕΞΟΥΣΙΟΔΟΤΗΣΗ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) 2024/1041 ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ,» Απρίλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401041.
- 136 Bussness Daily, «Energean: Τρέχει το έργο αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα στον Πρίνο,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.businessdaily.gr/epiheiriseis/110488_energean-trehei-ergo-apothikeusis-dioxeidiou-toy-anthraka-ston-prino.
- 137 ΤΙΤΑΝ, «Δελτίο Τύπου - Μεγάλης κλίμακας έργο δέσμευσης CO2 του Ομίλου ΤΙΤΑΝ επιλέχθηκε από το Ταμείο Καινοτομίας της ΕΕ,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.titan-cement.com/wp-content/uploads/2023/07/13072023_13072023_Titan_Group_large-scale_Carbon_gr.pdf.
- 138 MOTOR OIL, «Ο Όμιλος Motor Oil προχωρά αποφασιστικά στον πράσινο μετασχηματισμό του με τη στήριξη του Innovation Fund της Ε.Ε,» Ιούλιος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.moh.gr/news/o-omilos-motor-oil-prochora-apofasistika-ston-prasino-metaschimatismo-tou-me-ti-stirixi-tou-innovation-fund-tis-e-e/>.
- 139 ΙΕΝΕ, «Prospects for the Implementation of CCUS in Greece,» October 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.iene.eu/articlefiles/inline/ccus_extendedreport.pdf.

Παράρτημα

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: ΣΧΕΣΕΙΣ ΜΕΤΑΞΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Gross available energy	GAE	=	+	PPRD	Primary production
			+	RCV_RCY	Recovered & recycled products
			+	IMP	Imports
			-	EXP	Exports
			+	STK_CHG	Change in stock
Total energy supply	NRGSUP	=	+	GAE	Gross available energy
			-	INTMARB	International maritime bunkers
			-	INTAVI	International aviation
Gross inland consumption	GIC	=	+	GAE	Gross available energy
			-	INTMARB	International maritime bunkers
Transformation input	TI_E	=	+	TI_EHG_E	Electricity & heat generation
			+	TI_CO_E	Coke ovens
			+	TI_BF_E	Blast furnaces
			+	TI_GW_E	Gas works
			+	TI_RPI_E	Refineries & petrochemical industry
			+	TI_PF_E	Patent fuel plants
			+	TI_BKBPB_E	BKB & PB plants
			+	TI_CL_E	Coal liquefaction plants
			+	TI_BNG_E	For blended natural gas
			+	TI_LBB_E	Liquid biofuels blended
			+	TI_CPP_E	Charcoal production plants
			+	TI_GTL_E	Gas-to-liquids plants
			+	TI_NSP_E	Not elsewhere specified
Electricity & heat generation (transformation input)		=	+	TI_EHG_MAPE_E	Main activity producer electricity only
			+	TI_EHG_MAPCHP_E	Main activity producer CHP
			+	TI_EHG_MAPH_E	Main activity producer heat only
			+	TI_EHG_APE_E	Autoproducer electricity only
			+	TI_EHG_APCHP_E	Autoproducer CHP
			+	TI_EHG_APH_E	Autoproducer heat only
			+	TI_EHG_EDHP	Electrically driven heat pumps
			+	TI_EHG_EB	Electric boilers
			+	TI_EHG_EPS	Electricity for pumped storage
			+	TI_EHG_DHEP	Derived heat for electricity production
Refineries & petrochemical industry (transformation input)	TI_RPI_E	=	+	TI_RPI_RI_E	Refinery intake
			+	TI_RPI_BPI_E	Backflows from petrochemical industry
			+	TI_RPI_PT_E	Products transferred
			+	TI_RPI_IT_E	Interproduct transfers
			+	TI_RPI_DU_E	Direct use
			+	TI_RPI_PII_E	Petrochemical industry intake
Transformation output	TO	=	+	TO_EHG	Electricity & heat generation
			+	TO_CO	Coke ovens
			+	TO_BF	Blast furnaces
			+	TO_GW	Gas works
			+	TO_RPI	Refineries & petrochemical industry
			+	TO_PF	Patent fuel plants
			+	TO_BKBPB	BKB & PB plants
			+	TO_CL	Coal liquefaction plants
			+	TO_BNG	Blended in natural gas
			+	TO_LBB	Liquid biofuels blended
			+	TO_CPP	Charcoal production plants
			+	TO_GTL	Gas-to-liquids plants
			+	TO_NSP	Not elsewhere specified

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: ΣΧΕΣΕΙΣ ΜΕΤΑΞΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Electricity & heat generation (transformation output)	TO_EHG	=	+	TO_EHG_MAPE	Main activity producer electricity only
				TO_EHG_MAPCHP	Main activity producer CHP
				TO_EHG_MAPH	Main activity producer heat only
				TO_EHG_APE	Autoproducer electricity only
				TO_EHG_APCHP	Autoproducer CHP
				TO_EHGAPH	Autoproducer heat only
				TO_EHG_EDHP	Electrically driven heat pumps
				TO_EHG_EB	Electric boilers
				TO_EHG_PH	Pumped hydro
				TO_EHG_OTH	Other sources
				Refineries & petrochemical industry (transformation output)	TO_RPI
TO_RPI_BKFLOW	Backflows				
TO_RPI_PT	Products transferred				
TO_RPI_IT	Interproduct transfers				
TO_RPI_PPR	Primary product receipts				
TO_RPI_PIR	Petrochemical industry returns				
Energy sector generation	NRG_E	=	+	NRG_EHG_E	Own use in electricity & heat
				NRG_CM_E	Coal mines
				NRG_OIL_NG_E	Oil & natural gas extraction plants
				NRG_PF_E	Patent fuel plants
				NRG_CO_E	Coke ovens
				NRG_BKBPB_E	BKB & PB plants
				NRG_GW_E	Gas works
				NRG_BF_E	Blast furnaces
				NRG_PR_E	Petroleum refineries (oil refineries)
				NRG_NI_E	Nuclear industry
				NRG_CL_E	Coal liquefaction plants
				NRG_LNG_E	Liquefaction & regasification plants (LNG)
				NRG_BIOG_E	Gasification plants for biogas
				NRG_GTL_E	Gas-to-liquids (GTL) plants
NRG_CPP_E	Charcoal production plants				
NRG_NSP_E	Not elsewhere specified (energy)				
Available for final consumption	AFC	=	+	NRGSUP	Total energy supply
				TI_E	Transformation input
				TO	Transformation output
				NRG_E	Energy sector
				DL	Distribution losses
Final non-energy consumption transformation/energy	FC_NE	=	+	TI_NRG_FC_IND_NE	Non-energy use industry/
				FC_TRA_NE	Non-energy use in transport sector
				FC_OTH_NE	Non-energy use in other sectors
Non-energy use industry/ transformation/energy sector	TI_NRG_FC_IND_NE =	=	+	TI_NE	Non-energy use in transformation
				NRG_NE	Non-energy use in energy sector
				FC_IND_NE	Non-energy use in industry sector
Final energy consumption	FC_E	=	+	FC_IND_E	Industry
				FC_TRA_E	Transport
				FC_OTH_E	Other
Industry*	FC_IND_E*	=	+	FC_IND_IS_E	Iron & steel
				FC_IND_CPC_E	Chemical & petrochemical
				FC_IND_NFM_E	Non-ferrous metals
				FC_IND_NMM_E	Non-metallic minerals
				FC_IND_TE_E	Transport equipment
				FC_IND_MAC_E	Machinery

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: ΣΧΕΣΕΙΣ ΜΕΤΑΞΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

			+	FC_IND_MQ_E	Mining & quarrying
			+	FC_IND_FBT_E	Food, beverages & tobacco
			+	FC_IND_PPP_E	Paper, pulp & printing
			+	FC_IND_WP_E	Wood & wood products
			+	FC_IND_CON_E	Construction
			+	FC_IND_TL_E	Textile & leather
			+	FC_IND_NSP_E	Not elsewhere specified (industry)
Transport	FC_TRA_E	=	+	FC_TRA_RAIL_E	Rail
			+	FC_TRA_ROAD_E	Road
			+	FC_TRA_DAVI_E	Domestic aviation
			+	FC_TRA_DNAVI_E	Domestic navigation
			+	FC_TRA_PIPE_E	Pipeline transport
			+	FC_TRA_NSP_E	Not elsewhere specified (transport)
Other	FC_OTH_E	=	+	FC_OTH_CP_E	Commercial & public services
			+	FC_OTH_HH_E	Households
			+	FC_OTH_AF_E	Agriculture & forestry
			+	FC_OTH_FISH_E	Fishing
			+	FC_OTH_NSP_E	Not elsewhere specified (other)
Statistical differences	STATDIFF	=	+	AFC	Available for final consumption
			-	FC_NE	Final non-energy consumption
			-	FC_E	Final energy consumption
Gross electricity production	GEP	=	+	GEP_MAPE	Main activity producer electricity only
			+	GEP_MAPCHP	Main activity producer CHP
			+	GEP_APE	Autoproducer electricity only
			+	GEP_APCHP	Autoproducer CHP
Gross heat production	GHP	=	+	GHP_MAPCHP	Main activity producer CHP
			+	GHP_MAPH	Main activity producer heat only
			+	GHP_APCHP	Autoproducer CHP
			+	GHPAPH	Autoproducer heat only

Πηγή: Eurostat

Distribution losses	DL	519.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	2	0.6	492.7	299.1	5.3
Available for final consumption	AFC	13,801.3	48.2	0.0	0.0	8,378.6	1,201.8	1,643.7	0.0	0.0	27.4	4,701.9	12,196.9	918.8
Final non-energy consumption	FC_NE	449.9	0.0	0.0	0.0	426.4	21.3	0.0	2	2	2	2	449.9	0.0
* Non-energy use industry/transformation/energy	TI_NRC_FC_NE	433.0	0.0	0.0	0.0	411.7	21.3	0.0	2	2	2	2	433.0	0.0
* Non-energy use in transformation sector	TI_NE	3.9	2	2	2	3.9	2	0.0	2	2	2	2	3.9	0.0
* Non-energy use in energy sector	MRO_NE	48.9	2	2	2	48.9	2	0.0	2	2	2	2	48.9	0.0
* Non-energy use in industry sector	FC_IND_NE	382.2	2	2	2	381.0	21.3	0.0	2	2	2	2	382.2	0.0
* Non-energy use in transport sector	FC_TRA_NE	9.0	0.0	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	2	2	2	2	9.0	0.0
* Non-energy use in other sectors	FC_OTH_NE	7.6	0.0	0.0	0.0	7.6	0.0	0.0	2	2	2	2	7.6	0.0
Final energy consumption	FC_E	15,299.7	71.1	0.0	0.0	8,332.7	1,182.2	1,640.0	0.0	2	27.4	4,136.3	11,974.8	920.8
* Industry sector	FC_IND_E	2,565.5	95.2	0.0	0.0	166.1	988.7	1,210.0	0.0	2	0.0	1,022.8	2,005.5	130.1
* Iron & steel	FC_IND_IS_E	148.0	0.0	0.0	0.0	20.2	29.3	0.0	0.0	2	0.0	96.5	106.6	1.1
* Chemicals & petrochemicals	FC_IND_CPC_E	222.2	0.0	0.0	0.0	29.4	152.4	0.0	0.0	2	0.0	40.4	204.8	0.4
* Nonferrous metals	FC_IND_NFM_E	570.6	0.0	0.0	0.0	30.6	231.9	0.0	0.0	2	0.0	306.3	426.4	3.3
* Nonmetallic minerals	FC_IND_NMM_E	573.6	45.4	0.0	0.0	366.0	34.8	6.8	0.0	2	0.0	100.7	523.6	7.9
* Transport equipment	FC_IND_TE_E	6.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.1	0.0	0.0	2	0.0	4.5	4.1	0.0
* Machinery	FC_IND_MAC_E	80.8	0.0	0.0	0.0	19.8	9.8	0.0	0.0	2	0.0	51.5	58.7	0.6
* Mining & quarrying	FC_IND_MQ_E	76.8	19.8	0.0	0.0	37.1	0.7	0.0	0.0	2	0.0	19.2	66.6	0.2
* Food, beverages & tobacco	FC_IND_FB_E	473.0	0.0	0.0	0.0	156.6	86.9	86.8	0.0	2	0.0	160.7	317.2	86.6
* Paper, pulp & printing	FC_IND_PP_E	71.6	0.0	0.0	0.0	11.3	21.1	3.0	0.0	2	0.0	36.2	53.0	3.4
* Wood & wood products	FC_IND_WP_E	34.0	0.0	0.0	0.0	2.4	0.3	22.4	0.0	2	0.0	6.9	7.8	22.5
* Construction	FC_IND_CON_E	118.6	0.0	0.0	0.0	64.0	3.8	0.0	0.0	2	0.0	51.4	96.7	0.6
* Textile & leather	FC_IND_TL_E	44.6	0.0	0.0	0.0	13.9	10.6	0.0	0.0	2	0.0	19.9	36.1	0.2
* Not elsewhere specified (industry)	FC_IND_NSP_E	143.4	0.0	0.0	0.0	15.3	6.4	1.9	0.0	2	0.0	122.7	90.8	1.3
* Transport sector	FC_TRA_E	5,866.0	0.0	0.0	0.0	5,819.5	27.2	0.0	0.0	2	2	19.0	5,837.9	0.2
* Rail	FC_TRA_RAIL_E	24.3	0.0	0.0	0.0	7.0	2	0.0	0.0	2	2	17.0	16.8	0.2
* Road	FC_TRA_ROAD_E	4,992.8	2	2	2	4,986.0	28.1	0.0	0.0	2	2	1.7	4,992.1	0.0
* Domestic aviation	FC_TRA_DAVI_E	228.6	2	2	2	228.5	2	0.0	2	2	2	2	228.8	0.0
* Domestic navigation	FC_TRA_DNAVI_E	617.9	0.0	0.0	0.0	617.9	2	0.0	0.0	2	2	2	617.9	0.0
* Pipeline transport	FC_TRA_PIPE_E	2.1	2	2	2	0.0	2.1	0.0	2	2	2	0.0	2.1	0.0
* Not elsewhere specified (transport)	FC_TRA_NSP_E	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2	2	0.0	0.1	0.0
* Other sectors	FC_OTH_E	6,966.1	5.9	0.0	0.0	1,724.6	556.3	1,827.1	0.0	2	27.4	3,096.7	4,111.4	790.2
* Commercial & public services	FC_OTH_CP_E	2,090.2	3.1	0.0	0.0	120.6	156.7	365.5	0.0	2	0.0	1,480.2	1,077.1	35.2
* Households	FC_OTH_HH_E	4,216.6	1.7	0.0	0.0	1,264.5	485.7	1,111.6	0.0	2	27.4	1,425.8	2,592.5	724.6
* Agriculture & forestry	FC_OTH_AF_E	272.9	0.4	0.0	0.0	42.5	10.2	28.9	0.0	2	0.0	189.5	161.6	30.4
* Fishing	FC_OTH_FISH_E	12.8	0.0	0.0	0.0	11.6	0.0	0.0	0.0	2	0.0	1.2	12.3	0.0
* Not elsewhere specified (other)	FC_OTH_NSP_E	267.6	0.6	0.0	0.0	265.2	1.7	0.0	0.0	2	0.0	0.3	267.6	0.0
Statistical differences	STATDIFF	-247.8	-23.9	0.0	0.0	182.4	-1.7	-4.4	0.0	0.0	0.0	-36.4	2	2

ktoe		2022												
		Total	Solid fossil fuels	Manufactured gases	Plant and peat products	Oil and petroleum products	Natural gas	Renewables and biofuels	Nonrenewable waste	Nuclear heat	Heat	Electricity	Fossil energy	Bioenergy
* Gross electricity production	GEP	4,324.1	495.0	0.0	0.0	440.8	1,641.9	1,535.1	0.0	0.0	0.0	2	2,381.8	48.9
* Main activity producer electricity only	GEP_MIAPE	3,960.0	210.0	0.0	0.0	357.8	1,511.7	1,686.0	0.0	0.0	0.0	2	2,061.5	4.9
* Main activity producer CHP	GEP_MIAPECHP	297.5	285.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	0.0	0.0	0.0	2	285.0	12.3
* Autoproducer electricity only	GEP_APE	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	2	0.0	1.8
* Autoproducer CHP	GEP_APECHP	244.7	0.0	0.0	0.0	82.9	132.2	29.7	0.0	0.0	0.0	2	215.0	29.7
* Gross heat production	GHP	36.6	28.3	0.0	0.0	0.0	7.7	0.0	0.0	0.0	2	0.0	36.6	0.0
* Main activity producer CHP	GHP_MIAPECHP	28.3	28.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	28.3	0.0
* Main activity producer heat only	GHP_MIAPEH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0
* Autoproducer CHP	GHP_APECHP	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2	7.7	0.0
* Autoproducer heat only	GHP_APEH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0

Πηγή: Eurostat

Final energy consumption		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050				
* Electricity sector		1272.0	1396.0	1514.0	1643.0	1774.0	1907.0	2042.0	2179.0	2318.0	2459.0	2602.0	2747.0	2894.0	3043.0	3194.0	3347.0	3502.0	3659.0	3818.0	3979.0	4142.0	4307.0	4474.0	4643.0	4814.0	4987.0	5162.0	5339.0	5518.0	5699.0	5882.0	6067.0	6254.0	6443.0	6634.0		
* Non-ferrous metals		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	
* Transport equipment		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
* Textiles & leather		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
* Transport sector		1470.0	1610.0	1738.0	1878.0	2019.0	2162.0	2307.0	2454.0	2603.0	2754.0	2907.0	3062.0	3219.0	3378.0	3539.0	3702.0	3867.0	4034.0	4203.0	4374.0	4547.0	4722.0	4899.0	5078.0	5259.0	5442.0	5627.0	5814.0	6003.0	6194.0	6387.0	6582.0	6779.0	6978.0	7179.0	7382.0	
* Other sectors		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
* Non-ferrous metals		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	
* Transport equipment		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
* Textiles & leather		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
* Transport sector		1470.0	1610.0	1738.0	1878.0	2019.0	2162.0	2307.0	2454.0	2603.0	2754.0	2907.0	3062.0	3219.0	3378.0	3539.0	3702.0	3867.0	4034.0	4203.0	4374.0	4547.0	4722.0	4899.0	5078.0	5259.0	5442.0	5627.0	5814.0	6003.0	6194.0	6387.0	6582.0	6779.0	6978.0	7179.0	7382.0	
* Other sectors		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
* Non-ferrous metals		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	
* Transport equipment		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
* Textiles & leather		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
* Transport sector		1470.0	1610.0	1738.0	1878.0	2019.0	2162.0	2307.0	2454.0	2603.0	2754.0	2907.0	3062.0	3219.0	3378.0	3539.0	3702.0	3867.0	4034.0	4203.0	4374.0	4547.0	4722.0	4899.0	5078.0	5259.0	5442.0	5627.0	5814.0	6003.0	6194.0	6387.0	6582.0	6779.0	6978.0	7179.0	7382.0	
* Other sectors		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
* Non-ferrous metals		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	
* Transport equipment		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
* Textiles & leather		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
* Transport sector		1470.0	1610.0	1738.0	1878.0	2019.0	2162.0	2307.0	2454.0	2603.0	2754.0	2907.0	3062.0	3219.0	3378.0	3539.0	3702.0	3867.0	4034.0	4203.0	4374.0	4547.0	4722.0	4899.0	5078.0	5259.0	5442.0	5627.0	5814.0	6003.0	6194.0	6387.0	6582.0	6779.0	6978.0	7179.0	7382.0	
* Other sectors		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	

Πηγή: Eurostat

3.Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο της Ελλάδας για την Περίοδο 2022 (ιστορικά) -2050

Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο [ktoe]	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Καθαρές Εισαγωγές	18416	16600	13966	10510	7407	5309	4358
Στερεά Καύσιμα	212	156	80	15	0	0	0
Πετρελαϊκά	12963	11716	9203	7115	4626	2673	1209
Φ. Αέριο	4626	3986	3973	2905	2191	2104	1955
Ανανεώσιμο Υδρογόνο	0	0	0	0	0	0	0
Ηλεκτρισμός	302	272	156	-319	-574	-956	-570
Βιομάζα-Βιοκαύσιμα	313	469	523	690	878	934	1022
Ανανεώσιμη Αμμωνία	0	0	0	0	2	134	148
Ανανεώσιμη Μεθανόλη	0	0	26	88	200	218	225
e-Κηροζίνη	0	0	4	16	84	186	288
Ανανεώσιμα Υγρά Καύσιμα	0	0	0	0	0	16	80
Ποντοπόρος Ναυτιλία	1894	1840	1830	1830	1730	1725	1721
Διάθεση Πρωτογενούς Ενέργειας	21798	20993	19154	18158	17366	17054	17923
Στερεά Καύσιμα	1548	1102	81	16	0	0	0
Πετρελαϊκά	11866	10056	7828	6026	3932	2248	813
Φ. Αέριο	4385	4007	3790	2585	1758	1608	1396
Ηλεκτρισμός	302	272	147	-347	-610	1000	-621
ΑΠΕ	3697	5556	7362	10003	12432	14334	16281
Ανανεώσιμη Αμμωνία	0	0	0	0	2	-125	-110
Ανανεώσιμη Μεθανόλη	0	0	-59	-140	-232	-213	-205
e-Κηροζίνη	0	0	4	16	84	186	289
Ανανεώσιμα Υγρά Καύσιμα	0	0	0	0	0	16	80
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση	22141	20993	19150	18142	17282	16852	17554
Στερεά Καύσιμα	1683	1102	81	16	0	0	0
Πετρελαϊκά	11248	10056	7828	6025	3932	2248	813
Φ. Αέριο	4647	4007	3790	2585	1758	1608	1396
Υδρογόνο	0	0	0	0	0	0	0
Ηλεκτρισμός	302	272	147	-347	-610	-1000	-621
ΑΠΕ	4260	5556	7362	10003	12432	14334	16281
Ανανεώσιμη Αμμωνία	0	0	0	0	2	-125	-110
Μεθανόλη	0	0	-59	-140	-232	-213	-205
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	16774	16801	16006	15064	14325	13595	13364
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας, χωρίς Θερμότητα Περιβάλλοντος	16350	16236	15175	14069	13184	12423	12186
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά τομέα							
Βιομηχανία	2826	2494	2270	2136	2075	2002	1995
Οικιακός	4524	4379	4174	4025	4007	3877	3788
Τριτογενής	2233	2241	2330	2437	2514	2609	2703
Μεταφορές	6920	7343	6882	6121	5388	4762	4537
Αγροτικός	271	344	350	345	341	345	342
ανά καύσιμο							
Στερεά Καύσιμα	213	157	81	16	0	0	0
Πετρελαϊκά	9033	8611	7084	5383	3470	1846	497
Φ. Αέριο	1128	1229	1101	863	383	223	168
Ηλεκτρισμός	4288	4406	4603	5182	6245	6869	7177
Θερμότητα	48	43	42	41	44	37	31

Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο [ktoe]	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΑΠΕ	1639	1790	2066	2224	2471	2467	2512
Θερμότητα περιβάλλοντος	424	564	831	996	1141	1173	1178
Υδρογόνο	0	0	0	1	50	96	126
Ανανεώσιμη Αμμωνία	0	0	0	0	4	39	72
Συνθετικά καύσιμα	0	0	16	69	200	476	1132
Βιομεθάνιο	0	0	181	280	307	344	396

Πηγή: ΕΣΕΚ (Αύγουστος 2024)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ: Ηλεκτρική Ενέργεια στην Ελλάδα

1. Ζήτηση (MWh), 2023 – ΙΟΥΛΙΟΣ 2024

2023

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	2.902,05	565,23	550,50	24,29	27,31	32,02	100,48	42,47	4.244,32	3.679,09
ΦΕΒ	2.695,45	679,62	506,42	22,36	28,08	18,03	92,57	53,96	4.097,50	3.417,88
ΜΑΡ	2.397,34	820,25	563,47	21,76	36,47	35,43	82,89	51,36	4.008,98	3.188,73
ΑΠΡ	2.015,27	845,94	524,32	20,06	35,13	33,46	77,34	56,78	3.609,07	2.765,13
ΜΑΪ	2.056,85	858,21	555,61	19,06	34,00	37,71	77,79	62,33	3.661,52	2.821,52
ΙΟΥΝ	2.227,82	948,20	507,60	15,49	34,72	22,53	74,84	60,04	3.898,33	2.962,15
ΙΟΥΛ	3.649,37	1.074,21	546,83	17,81	27,11	11,23	110,06	83,65	5.529,06	4.455,76
ΑΥΓ	3.183,59	1.022,96	487,59	17,71	34,35	15,28	103,28	86,12	4.951,00	3.928,04
ΣΕΠ	2.353,75	776,11	492,46	15,28	33,12	23,59	93,69	59,21	3.847,30	3.071,20
ΟΚΤ	2.158,25	702,58	551,26	19,07	25,64	16,07	87,95	68,33	3.679,32	2.926,74
ΝΟΕ	2.333,38	814,59	580,62	18,53	29,92	42,85	79,65	38,58	3.750,21	3.135,62
ΔΕΚ	2.827,95	590,67	555,77	20,67	28,50	41,15	97,45	55,87	4.214,04	3.621,56
ΣΥΝΟΛΟ	30.846,05	9.526,56	6.380,25	232,06	374,36	327,35	1.078,67	725,72	49.491,55	39.964,99

2024

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	3.056,20	672,13	570,91	21,01	31,77	52,13	97,58	54,98	4.538,45	3.864,35
ΦΕΒ	2.519,27	714,08	557,88	16,42	28,88	41,62	87,49	45,85	4.011,40	3.297,33
ΜΑΡ	2.215,60	891,58	582,41	16,89	32,36	62,71	78,91	29,99	3.910,65	3.018,96
ΑΠΡ	1.795,56	986,71	596,36	17,16	33,08	89,67	74,47	32,12	3.555,11	2.568,40
ΜΑΪ	1.917,69	981,91	577,51	14,15	30,79	58,77	77,87	50,45	3.660,13	2.878,23
ΙΟΥΝ	3.015,18	1.073,10	557,01	12,04	27,58	54,33	87,61	73,80	4.900,50	3.827,40
ΙΟΥΛ	3.781,89	1.145,82	564,54	14,09	28,53	43,97	113,23	100,55	5.802,74	4.656,91
ΑΥΓ										
ΣΕΠ										
ΟΚΤ										
ΝΟΕ										
ΔΕΚ										
ΣΥΝΟΛΟ	18.291,40	6.465,40	3.916,62	113,75	211,10	384,27	616,93	377,51	30.376,98	23.911,58

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

2. Εξέλιξη Μείγματος Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh)

2023

ΜΗΝΑΣ	ΛΙΓΗΠΙΣΤΗΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ Φ. ΑΕΡΙΟΥ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΑΛΛΑ ΚΑΥΣΙΜΑ	ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ (ΑΠΕ)	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ (ΑΠΕ)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΙΑΝ	405.532	886.725	353.302	2.251	991.504	965.229	1.565	1.646.870	2.832.939	3.198.168
ΦΕΒ	613.187	917.775	286.531	1.893	1.012.430	678.618	1.409	1.817.386	2.831.200	3.510.818
ΜΑΡ	428.786	949.211	187.044	0.900	1.058.859	820.246	2.430	1.565.321	2.826.610	3.446.856
ΑΠΡ	275.136	1.095.631	175.728	0.777	806.813	845.941	0.915	1.551.293	2.350.010	3.254.951
ΜΑΪ	195.852	875.302	216.867	1.421	924.851	858.206	0.334	1.791.383	2.216.527	3.064.751
ΙΟΥΝ	218.540	1.395.369	371.042	1.604	628.615	946.202	0.104	1.986.555	2.615.274	3.561.476
ΙΟΥΛ	591.888	1.910.425	431.952	1.564	800.798	1.074.208	0.003	2.035.329	5.736.127	4.810.385
ΑΥΓ	371.479	1.819.973	436.067	1.621	1.230.797	1.022.957	0.000	2.429.140	3.659.937	4.682.894
ΣΕΠ	187.093	1.507.491	360.307	0.890	1.148.444	776.306	0.216	2.055.791	3.201.441	3.980.547
ΟΚΤ	356.380	1.316.658	440.140	1.001	899.172	752.585	0.481	2.326.581	3.026.216	3.726.799
ΝΟΕ	377.494	963.713	288.304	0.964	1.215.368	614.587	1.304	1.850.678	2.847.347	3.461.954
ΔΕΚ	488.517	1.181.499	419.302	1.244	1.125.154	960.574	1.827	2.170.482	3.257.418	3.888.052
ΣΥΝΟΛΟ	4.513.204	14.630.842	4.047.146	15.532	11.835.762	9.526.557	10.560	23.206.724	35.053.046	44.579.603

2024

ΜΗΝΑΣ	ΛΙΓΗΠΙΣΤΗΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ Φ. ΑΕΡΙΟΥ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΑΛΛΑ ΚΑΥΣΙΜΑ	ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ (ΑΠΕ)	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ (ΑΠΕ)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΙΑΝ	351.305	1.307.652	366.459	1.304	1.547.827	672.106	2.136	2.156.650	3.702.613	4.374.710
ΦΕΒ	373.425	1.133.170	270.387	1.412	1.146.238	714.076	2.714	1.784.394	2.935.346	3.647.422
ΜΑΡ	285.704	1.587.808	264.936	1.505	976.950	891.687	5.941	1.919.551	2.929.822	3.612.534
ΑΠΡ	207.069	1.354.027	253.434	1.481	1.192.728	886.709	2.368	1.615.991	2.812.089	3.798.797
ΜΑΪ	50.257	1.592.930	268.609	1.324	941.387	981.906	0.807	1.913.330	2.855.574	3.827.490
ΙΟΥΝ	190.833	1.943.359	388.495	1.382	1.183.527	1.073.695	0.098	2.524.041	3.687.666	4.760.752
ΙΟΥΛ	386.201	2.315.058	440.197	1.231	1.430.240	1.145.824	0.000	3.147.687	4.597.927	5.743.752
ΑΥΓ										
ΣΕΠ										
ΟΚΤ										
ΝΟΕ										
ΔΕΚ										
ΣΥΝΟΛΟ	1.884.576	10.932.024	2.255.547	9.877	8.415.897	6.465.399	12.115	15.082.024	23.510.036	29.975.435

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

3. Παραγωγή Καταμεμημένων Μονάδων στο Σύστημα της Ελλάδας, 2023

ΜΟΝΑΔΑ	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΚΑΥΣΙΜΟ/ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (GWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ II	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	274.00	9.11	4.47%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ III	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	279.00	46.73	22.52%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ IV	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	279.00	28.26	13.62%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	355.00	45.15	18.11%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ I	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	274.00	8.38	4.11%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ IV	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	256.00	0.00	0.00%
ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ I	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	289.00	32.13	14.94%
ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑΣ 5	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	616.00	216.42	47.22%
ΥΗΣ ΑΓΡΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	50.00	1.17	3.16%
ΥΗΣ ΑΙΩΜΑΤΩΝ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	108.00	22.11	27.51%
ΥΗΣ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	19.00	0.76	5.40%
ΥΗΣ ΘΗΣΑΛΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	384.00	43.94	15.38%
ΥΗΣ ΙΛΑΡΙΩΝΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	153.00	1.91	1.68%
ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	320.00	52.37	22.00%
ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	437.20	71.89	22.10%
ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	70.00	10.66	20.46%
ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	129.90	65.86	68.14%
ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΓΙΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	210.00	11.86	7.59%
ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΙΔΕ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	116.00	14.53	16.83%
ΥΗΣ ΠΟΥΦΟΥΤΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	375.00	71.42	23.60%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ I	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	300.00	12.31	5.51%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ II	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	33.60	1.26	5.05%
ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ I	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	150.00	17.18	15.39%
ΥΗΣ ΣΦΗΚΙΑΣ	ΔΕΗ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	315.00	45.97	19.62%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ I	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	49.25	0.00	0.00%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ II	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	49.25	0.00	0.00%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ III	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	49.25	0.00	0.00%
ELPEDIISON ΘΕΣΣ	ELPEDIISON	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	410.00	164.69	53.99%
KORINTHOS POWER	KORINTHOS POWER	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	433.46	197.48	61.24%
PROTERGIA_CC	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	432.70	218.13	67.76%
ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 5	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	417.00	200.75	64.71%
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ I	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	472.00	127.52	36.51%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ IV	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	536.00	147.76	37.05%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	379.15	188.62	66.87%
ΑΛΟΥΜΙΝΙΩΝ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	334.00	99.28	39.95%
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ELPEDIISON	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	418.00	179.91	57.85%
ΗΡΩΝ ΗΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	433.70	197.08	61.08%
ΘΗΣ ΑΓ. ΝΙΚΟΛΑΟΣ II	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	806.00	471.68	78.66%
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ V	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	811.00	191.66	31.76%
ΣΥΝΟΛΟ			11.803,47	3.215,95	36,62%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

4. Ανάλυση Προμήθειας Εκπροσώπων Φορτίου, 2024

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	2024-01	2024-02	2024-03	2024-04	2024-05	2024-06	2024-07	ΣΥΝΟΛΟ
ΔΕΗ	2.313,9	1.986,7	1.920,6	1.688,7	1.749,6	2.489,5	3.012,7	15.161,7
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	647,1	587,5	596,5	574,7	600,0	710,8	815,4	4.532,1
ΗΡΩΝ	469,0	451,3	459,2	432,7	411,1	516,1	574,7	3.314,1
ELPEDISON	256,5	229,9	219,1	212,5	206,5	273,7	309,4	1.707,6
NRG	235,9	210,8	206,3	191,5	202,1	263,3	302,7	1.612,7
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	142,7	130,2	128,7	118,0	116,5	149,3	171,3	956,7
ΖΕΝΙΘ	119,0	100,9	96,0	80,8	84,2	122,4	148,6	751,9
VOLTERRA	72,8	71,3	69,8	68,3	66,9	79,9	90,2	519,1
VOLTON	54,5	47,5	45,6	40,1	42,3	60,0	72,5	362,6
ΔΕΗ_ΓΚΥ	42,8	35,1	33,3	26,7	27,2	37,2	41,2	243,4
EUNICE TRAD	6,7	6,0	6,1	6,5	7,2	9,9	11,3	53,6
ΕΛΙΝΟΙΑ	6,8	6,5	6,7	6,3	6,7	7,8	9,7	50,5
ΟΤΕ	2,1	1,9	1,9	1,7	1,8	5,8	11,4	26,4
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ_ΓΚΥ	2,4	1,9	2,1	1,7	1,8	2,6	4,3	16,8
ΒΙΕΝΕΡ	2,2	2,1	2,0	2,1	2,1	2,6	3,6	16,7
ELPEDISON_ΓΚΥ	2,1	1,8	1,7	1,4	1,4	1,9	2,2	12,5
ΗΡΩΝ_ΓΚΥ	2,0	1,5	1,4	1,2	1,2	1,6	1,8	10,8
ΕΛΤΑ	1,6	1,3	1,2	1,0	1,1	1,8	2,4	10,3
SOLAR ENERGY	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,6	2,0	9,5
NRG_ΓΚΥ	1,6	1,4	1,3	1,1	1,1	1,5	1,6	9,5
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	0,6	0,6	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	3,1
ΜΑΡΚΟΥ	0,6	0,7	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	2,8
ΒΙΟΛΑΡ	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	1,5
ΣΥΝΟΛΟ	4.384,5	3.878,3	3.802,1	3.459,0	3.532,3	4.739,8	5.589,9	29.385,9

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

5. Μερίδιο Εκπροσώπων Φορτίου ανά Επίπεδο Τάσης

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	ΥΤ(GWh)	ΥΤ(%)	ΜΤ(GWh)	ΜΤ(%)	ΧΤ(GWh)	ΧΤ(%)	ΣΥΝΟΛΟ(GWh)	ΣΥΝΟΛΟ
ΔΕΗ	159,98	24,57%	440,27	37,19%	2.412,41	64,25%	3.012,67	53,90%
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	242,98	37,31%	217,05	18,33%	355,33	9,46%	815,35	14,59%
ΗΡΩΝ	157,71	24,22%	187,86	15,87%	229,14	6,10%	574,71	10,28%
ELPEDISON	76,44	11,74%	69,40	5,86%	163,56	4,36%	309,40	5,54%
NRG	7,57	1,16%	98,66	8,33%	196,45	5,23%	302,68	5,41%
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	0,00	0,00%	70,99	6,00%	100,34	2,67%	171,33	3,07%
ΖΕΝΙΘ	0,15	0,02%	7,64	0,65%	140,86	3,75%	148,65	2,66%
VOLTERRA	6,16	0,95%	56,96	4,81%	27,06	0,72%	90,18	1,61%
VOLTON	0,00	0,00%	8,38	0,71%	64,16	1,71%	72,55	1,30%
ΔΕΗ_ΓΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	41,17	1,10%	41,17	0,74%
ΟΤΕ	0,00	0,00%	10,11	0,85%	1,29	0,03%	11,40	0,20%
EUNICE TRAD	0,01	0,00%	4,82	0,41%	6,49	0,17%	11,31	0,20%
ΕΛΙΝΟΙΑ	0,00	0,00%	5,27	0,45%	4,38	0,12%	9,65	0,17%
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ_ΓΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	4,34	0,12%	4,34	0,08%
ΒΙΕΝΕΡ	0,00	0,00%	3,57	0,30%	0,00	0,00%	3,57	0,06%
ΕΛΤΑ	0,00	0,00%	1,28	0,11%	1,10	0,03%	2,37	0,04%
ELPEDISON_ΓΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	2,23	0,06%	2,23	0,04%
SOLAR ENERGY	0,00	0,00%	1,11	0,09%	0,93	0,02%	2,04	0,04%
ΗΡΩΝ_ΓΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,81	0,05%	1,81	0,03%
NRG_ΓΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,64	0,04%	1,64	0,03%
ΒΙΟΛΑΡ	0,00	0,00%	0,46	0,04%	0,01	0,00%	0,47	0,01%
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	0,26	0,04%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,26	0,00%
ΜΑΡΚΟΥ	0,00	0,00%	0,08	0,01%	0,00	0,00%	0,08	0,00%
ΣΥΝΟΛΟ	651,25	100,00%	1.183,92	100,00%	3.754,70	100,00%	5.589,86	100,00%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV: Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2024-2030

A. Ηλεκτροπαραγωγή

Θερμικές

- | | |
|-------|--|
| (i) | Λιγνιτικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 400 MW
€2.9-6.0 εκατ./MW |
| (ii) | Φυσικού αερίου (CCPs)
€470,000/MW |
| (iii) | Πετρελαίου
€340-€540/kW |

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Για μεγάλα υδροηλεκτρικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 50 MW

€2.2 εκατ./MW

Σημειώσεις:

- Περιλαμβάνει όλες τις μηχανικές και ηλεκτρολογικές εργασίες, αλλά και τα λιμάνια
- Περιλαμβάνει όλες τις εργασίες πολιτικού μηχανικού (δηλ. δρόμους, φράγματα, γέφυρες)

Συμπαράγωγή (CHP)

- | | |
|-------|--|
| (i) | Συνδυασμένου κύκλου (CCGT) CHP: €700,000 - €1,300,000/MWe, με μέσο τυπικό κόστος €1,000,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €35,000/MWe. |
| (ii) | CHP με μηχανική φυσικού αερίου: €600,000 - €1,200,000/MWe, με τυπικό κόστος €735,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €175,000/MWe. |
| (iii) | Καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη (Fluidised Bed Combustion) CHP με χρήση λιγνίτη: €1,900,000 - €3,900,000/MWe, με τυπικό κόστος €2,280,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70,000/MWe. |
| (iv) | CHP βιομάζας: €3,000,000 - €3,500,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70,000/MWe. |

B. Αποθήκευση ενέργειας

- | | |
|------|--|
| (i) | Αντλησιοταμίευση για υδροηλεκτρικό σταθμό με διάρκεια ζωής 40 έτη
€580,000/MW |
| (ii) | Μπαταρίες με διάρκεια ζωής μπαταριών/σταθμού τα 12/25 έτη
€250,000/MW |

Γ. Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας⁴²

(i) Εναέριες γραμμές

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής κυκλώματος (χλμ.), βάσει συνολικού κόστους περιουσιακών στοιχείων, εξαιρουμένων των εξόδων χρηματοδότησης:

- | | |
|----|---------------------------------|
| a. | 380-400 kV, κύκλωμα 2: €500,000 |
| b. | 380-400 kV, κύκλωμα 1: €360,000 |
| c. | 150 kV, κύκλωμα 2: €175,000 |
| d. | 150 kV, κύκλωμα 1: €125,000 |

(ii) Υπόγεια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.)

- | | |
|----|-----------------------------------|
| a. | 380-400 kV, κύκλωμα 2: €3,750,000 |
| b. | 150 kV, κύκλωμα 2: €1,200,000 |
| c. | 150 kV, κύκλωμα 1: €600,000 |

Όλα τα καλώδια αφορούν γραμμές εναλλακτικού ρεύματος (AC). Τα δεδομένα είναι ανεπαρκή για την αξιολόγηση των καλωδίων συνεχούς ρεύματος (DC).

(iii) Υποθαλάσσια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.):

- | | |
|----|-------------------------------------|
| a. | AC καλώδια (150-220 kV): €1,000,000 |
| b. | DC καλώδια (250-500 kV): €750,000 |

⁴² Βασίζεται σε εκτιμήσεις από υλοποίηση πρόσφατων αντίστοιχων έργων στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Επισημαίνεται ότι ανά έργο τα μοναδιαία κόστη διαφοροποιούνται σε συνάρτηση των ειδικών χαρακτηριστικών των έργων (όδευση, μορφολογία εδάφους, συνολική απόσταση, βάθος για υποβρύχιες διασυνδέσεις, κλπ.). Επίσης, τα μοναδιαία κόστη δύναται να διαφοροποιηθούν σε συνάρτηση με τις τρέχουσες τιμές μετάλλων διεθνούς αγοράς (χαλκός, αλουμίνιο) και ειδικά για τις υποβρύχιες διασυνδέσεις με τις τρέχουσες συνθήκες που επικρατούν στην αγορά κατασκευής και πόντισης υποβρύχιων καλωδίων.

Δ. ΑΠΕ ⁴³

(i) Αιολικά
Χερσαία: €1.2-1.3 εκατ./εγκατεστημένο MW
Υπεράκτια: €3.0 εκατ./εγκατεστημένο MW
(ii) Ηλιακή θερμική ενέργεια
Ηλιακός πύργος (με αποθήκευση): €6.0-9.0 εκατ./εγκατεστημένο MW
Συγκεντρωτικοί ηλιακοί συλλέκτες (CSP): €4.3 εκατ./MW
(iii) Φωτοβολταϊκά
- πάγκο: €0.8-0.95 εκατ./εγκατεστημένο MW
- στέγες: €0.6-0.92 εκατ./εγκατεστημένο MW
(iv) Βιομάζα
€2.2 – 3.0 εκατ./εγκατεστημένο MW
(v) Υδροηλεκτρικά
€1.8 εκατ./εγκατεστημένο MW
(vi) Γεωθερμία (υψηλής ενθαλπίας)
€4.0 – 4.5 εκατ./εγκατεστημένο MW
(vii) Πράσινο υδρογόνο
(α) Αλκαλικοί ηλεκτρολύτες (AEL)
€949,000/MW των 5 MW
€663,000/MW των 100 MW
(β) Ηλεκτρόλυση τύπου PEM (Polymer Electrolyte Membrane ή Proton Exchange Membrane)
€980,000/MW των 5 MW
€720,000/MW των 100 MW

Ε. Φυσικό αέριο

Κόστος για την τοποθέτηση αγωγών φυσικού αερίου:

(i) Κύριοι αγωγοί
€1.0 – 1.2 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 36"-48"
€1.4 – 1.6 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 58"
(ii) Διακλαδώσεις
€0.70-0.75 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 26"
(iii) Αστικά δίκτυα
Σύμφωνα με τα Πλάνα Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής για την περίοδο 2020-2024 από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου (ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ ΘΕΣΣ και ΔΕΔΑ), παρακάτω περιλαμβάνονται τα μεσοσταθμισμένα μοναδιαία κόστη τοποθέτησης αγωγών Χαμηλής Πίεσης (μέγιστη πίεση λειτουργίας έως 4 barg) και τα μεσοσταθμισμένα μοναδιαία κόστη τοποθέτησης αγωγών Μέσης Πίεσης (μέγιστη πίεση λειτουργίας έως 19 barg).

Δίκτυο Διανομής	ΕΔΑ Αττικής (*)	ΕΔΑ ΘΕΣΣ (+)	ΔΕΔΑ
Χαμηλή Πίεση	82,00 €/m	117,00 €/m	65,00 €/m
Μέση Πίεση	Μη διαθέσιμο	331,00 €/m	240,00 €/m

Σημειώσεις:

(*) Οι τιμές περιλαμβάνουν:

- το κόστος της Κατασκευής – Αναδόχου – (72%)
- το κόστος της επίβλεψης (8%)
- το κόστος των υλικών (15%)
- το κόστος της εξωτερικής επιθεώρησης (1%)
- το κεφαλαιοποιημένο λειτουργικό κόστος (4%)

(+) Οι τιμές περιλαμβάνουν:

- το κόστος της Κατασκευής – Αναδόχου
- το κόστος των υλικών
- το κόστος του προσωπικού

ΣΤ. Εκτιμώμενο CAPEX για έρευνες υδρογονανθράκων

(i) Χερσαίες βαθιές γεωτρήσεις (Onshore deep drilling)
\$40 - \$60 εκατ. ανά γεώτρηση για βάθη μεταξύ 3,000 μ. και 6,000 μ.
(ii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (ρηχά νερά)
\$15 - \$20 εκατ. ανά γεώτρηση
(iii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (βαθιά νερά)
\$50 - \$100 εκατ. ανά γεώτρηση, για βάθη μέχρι 2,000 μ.
\$120 - \$200 εκατ. ανά γεώτρηση για εξαιρετικά βαθιά νερά (πάνω από 2,000 μ.)
(iv) Οριζόντια διάτρηση (Horizontal drilling)
Από την ξηρά στη θάλασσα \$15,000 - \$18,000 ανά γεώτρηση για μία επιχείρηση διάρκειας 60-70 ημερών.

⁴³ Οι παραδοχές βασίζονται στην υπόθεση ότι οι επενδύσεις των ΑΠΕ υλοποιούνται γραμμικά μέσα στο χρόνο, ικανοποιώντας τους επιμέρους μεσοπρόθεσμους στόχους του ΕΣΕΚ.



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
T: +30 210 3628457, 3640278 Email: secretariat@iene.gr

www.iene.gr • www.iene.eu



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

www.iene.gr • www.iene.eu