

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2023



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Copyright ©2023, 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

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2023



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
Τ: +30 210 3628457, 3640278 F: +30 210 3646144
www.iene.gr, e-mail: secretariat@iene.gr

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2023

Μελέτη IENE (M66)

Συγγραφείς*

Κωστής Σταμπολής

Αρχιτέκτων - Ενεργειολόγος, Πρόεδρος IENE

Ειρήνη Τερζίδου

Επιστημονική Συνεργάτης IENE

Δημήτρης Μεζαρτάσογλου

Επιστημονικός Συνεργάτης IENE

Κωνσταντίνος Θεοφύλακτος

Μηχ - Μηχ, MSc, Γεν. Γραμματέας IENE

Γιάννης Γρηγορίου

Μηχανικός Μεταλλείων - Γεωφυσικός, Εταίρος IENE

Ευγενία Τζαννίνη

Δικηγόρος, Εταίρος IENE

Αθήνα, Ιούλιος 2023

* Για τα βιογραφικά των συντελεστών της έκθεσης: βλέπε Παράρτημα V

Η ετοιμασία της παρούσας Έκθεσης χρηματοδοτήθηκε από ιδίους πόρους του Ινστιτούτου

Αποποίηση ευθυνών (Disclaimer): 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	31
3.2	Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά	42
4.	Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής	44
4.1	Ευρωπαϊκοί Στόχοι	46
4.2	Εθνικοί Στόχοι	50
4.3	Ενεργειακή Ασφάλεια	63
4.4	Κριτική για την ακολουθούμενη Ενεργειακή Πολιτική	63
5.	ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΓΟΡΑ: ΟΡΓΑΝΩΣΗ ΚΑΙ ΥΠΟΔΟΜΕΣ	66
5.1	Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα	72
5.1.1	Δομή της εγχώριας αγοράς πετρελαιοειδών	72
5.1.2	Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου	73
5.1.3	Κατανάλωση Πετρελαίου	75
5.1.4	Ο Τομέας της Διύλισης	77
5.1.5	Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα	86
5.2	Φυσικό Αέριο	96
5.2.1	Η Αγορά Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα	96
5.2.2	Πηγές Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου	98
5.2.3	Τιμές Φυσικού Αερίου	98
5.2.4	Λιανική Αγορά	100
5.2.5	Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου	100
5.2.6	Έργα Υποδομών Φυσικού Αερίου	102
5.2.6.1	Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας	102
5.2.6.2	FSRU Αλεξανδρούπολης	105
5.2.6.3	Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) Νότιας Καβάλας	106
5.2.6.4	Διαδριατικός Αγωγός (TAP)	107
5.2.6.5	Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)	109
5.2.6.6	Διασυνδετήριος Αγωγός Τουρκίας - Ελλάδας - Ιταλίας (ITGI) - Poseidon	110
5.2.6.7	Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας (IGNM)	111
5.2.6.8	Αγωγός Ιονίου - Αδριατικής (IAP)	112
5.2.6.9	Αγωγός Turkish Stream	113
5.2.6.10	Ο αγωγός East Med	113
5.2.6.11	FSRU Διώρυγα Gas	115
5.2.6.12	FSRU Θεσσαλονίκης & Βόλου	116
5.2.6.13	Απομακρυσμένα Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου/Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο (CNG)	116
5.2.6.14	Μικρής Κλίμακας εφαρμογές LNG/Ναυτιλία	117
5.2.6.15	Μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο	117

5.3	Ηλεκτρισμός	119
5.3.1	Προσφορά και Ζήτηση	120
5.3.2	Η Δομή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	126
5.3.3	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	132
5.3.4	Τελευταίες Εξελίξεις στην Εγχώρια Αγορά Ηλεκτρισμού	133
	(α) Ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας	133
	(β) Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας	136
	(γ) Ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα	136
	(δ) Έξυπνα Δίκτυα στην Ελλάδα	139
5.4	Στερεά Καύσιμα	141
5.5	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	144
5.5.1	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	144
5.5.2	Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ	146
5.5.3	Αιολική Ενέργεια	147
5.5.4	Φωτοβολταϊκή Ενέργεια	148
5.5.5	Υδροηλεκτρικά	151
5.5.6	Γεωθερμία	152
5.5.7	Οι ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	154
5.5.8	Διαγωνισμοί ΡΑΕ	154
5.5.9	Δείκτης RECAI (RENEWABLE ENERGY COUNTRY ATTRACTIVENESS INDEX)	155
5.6	Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή	155
6.	Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα	160
6.1	Το μοντέλο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	162
6.2	Το πλαίσιο που διέπει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	163
6.3	Πρόσφατες νομοθετικές ρυθμίσεις/παρεμβάσεις στην Αγορά Ενέργειας στην Ελλάδα	165
7.	Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας	170
8.	Ενεργειακές Τεχνολογίες	178
9.	Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα	190
9.1	Εισαγωγή	192
9.2	Ενεργειακές Επενδύσεις ανά Κλάδο	193
9.3	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2022-2031)	199
9.4	Πηγές Χρηματοδότησης για Ενεργειακές Επενδύσεις	200
10.	Προοπτικές Περαιτέρω Ανάπτυξης της Ελληνικής Αγοράς Ενέργειας	204
11.	Γενικά Συμπεράσματα	208
	Βιβλιογραφία	214
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	221
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I: ΣΧΕΣΕΙΣ ΜΕΤΑΞΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	224
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II	224
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III: Ηλεκτρική Ενέργεια στην Ελλάδα	233
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV: Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2022-2031	236
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V: Βιογραφικά Συντελεστών Μελέτης	238

Διαγράμματα

1	Εξέλιξη ΑΕΠ και Συνεισφορά Συνιστωσών του για την Ελλάδα	22
2	Εξέλιξη εκπομπών CO2 1960-2022	28
3	Μερίδιο ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως το 2030 ανά σενάριο (EJ)	31
4	Παγκόσμια Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2010 & 2021	31
5	Αλλαγή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως ανά τεχνολογία, 2015- 2024	32
6	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ παγκοσμίως	33
7	Μερίδιο νέας εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2001 - 2021	33
8	Τιμές πετρελαίου παγκοσμίως, Covid-19 και εισβολή Ρωσίας στην Ουκρανία	34
9	Τιμές φυσικού αερίου στο Ταμείο Μεταφοράς Τίτλων της Ολλανδίας (TTF – Title Transfer Facility), Νοέμβριος 2021 – Νοέμβριος 2022	35
10	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ 27/ΕΕΑ (Νορβηγία), Ελβετία, 2016-2021	36
11	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τελικούς καταναλωτές στην ΕΕ το 2019, 2020, 2021 σε GWh	36
12	Μηνιαίο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, 2019- 3ο τρίμηνο 2022	37
13	Μηνιαία παραγωγή λιγνιτικών σταθμών στην ΕΕ, 2019 – Σεπτέμβριος 2022	38
14	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στην Ε.Ε., 2012-2021	38
15	Μηνιαία παραγωγή ανανεώσιμων πηγών στην ΕΕ και μερίδιο τους στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 2019 - 3ο τρίμηνο 2022	39
16	Ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ ανά πηγή (%) 2000 -2022	39
17	Ετήσιες αλλαγές στην ηλεκτροπαραγωγή από άνθρακα στην ΕΕ, 2022 σε σχέση με 2021 (TWh)	39
18	Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία	42
19	Κλιματικοί και Ενεργειακοί Στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2020 και 2030	43
20	Αύξηση των Τιμών της Ενέργειας	49
21	Εξέλιξη τιμών φυσικού αερίου στην ΕΕ το 2022	49
22	Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης, 2011 και 2021	50
23	Μερίδιο Εισαγωγών Φυσικού Αερίου της ΕΕ, 2021	54
24	Η απεξάρτηση της ΕΕ από το ρωσικό φυσικό αέριο	54
25	Μερίδιο εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ, Α' εξάμηνο 2022	54
26	Μηνιαίοι όγκοι εισαγωγών ΥΦΑ από τις ΗΠΑ στην ΕΕ	55
27	Μείωση κατανάλωσης φυσικού αερίου στην ΕΕ ανά χώρα (Αύγουστος - Νοέμβριος 2022 vs 2017-2021)	55
28	Κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ	56
29	Ακαθάριστη εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα (ktoe), 2010-2021	66
30	Μερίδιο πηγών στην ακαθάριστη εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση, 2010 & 2021	66
31	Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021	67
32	Συμμετοχή επιμέρους τομέων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2021	67
33	Μερίδιο είδους μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση του τομέα των μεταφορών, 2021	67
34	Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021	68
35	Συμμετοχή καυσίμων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2021	68
36	Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ στο Εγχώριο Ενεργειακό Σύστημα στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2021	68
37	Συνολική Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα, 2010 και 2021	69
38	Βαθμός ενεργειακής εξάρτησης Ελλάδας, 2010-2021	69
39	Εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών	69
40	Παραγωγή Αργού Πετρελαίου στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2000-2021	71
41	Εξέλιξη παραγωγής κοιτάσματος Πρίνου, βαρέλια την ημέρα (bpd)	72
42	Εισαγωγές πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου στην Ελλάδα ανά Χώρα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021	72
43	Μερίδιο εισαγωγών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά Χώρα, 2021	73

44	Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 2000-2021	73
45	Κατανάλωση πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου ανά τομέα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021	73
46	Ετήσια συνολική κατανάλωση πετρελαιοειδών 2015-2021	74
47	Κατανάλωση πετρελαιοειδών ανά κατηγορία στην Ελλάδα (μετρικοί τόνοι), 2010-2021	74
48	Ποσοστό (%) κατανάλωσης ανά Περιφέρεια, 2015-2021	75
49	Μερίδια κατανάλωσης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά κατηγορία, 2021	75
50	Προϊόντα διύλισης στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021	75
51	Μερίδιο προϊόντων διύλισης στην Ελλάδα, 2021	76
52	Παραγωγή διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY	77
53	Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY ανά αγορά (ΜΤ'000)	78
54	Τιμή λιανικής (€) για βενζίνη, πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης με και χωρίς φόρους, 26/12/2022	80
55	Διαμόρφωση μέσης τιμής απλής αμόλυβδης βενζίνης 26/08/2022 και 30/12/2022	81
56	Αμόλυβδη βενζίνη 95 οκτ.: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν	82
57	Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel κίνησης 26/8/2022 και 30/12/2022	82
58	Πετρέλαιο κίνησης Β7.: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν	83
59	Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel θέρμανσης κατ' οίκον 29/4/2022 και 30/12/2022	83
60	Πετρέλαιο θέρμανσης κατ' οίκον: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν	84
61	Χρονοδιάγραμμα εξόρυξης και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων σε όλες τις περιοχές ενεργών συμβάσεων	93
62	Διαχρονική εξέλιξη ποσοστιαίας ζήτησης φυσικού αερίου ανά κατηγορία πελατών, 2008-2021	94
63	Εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου (TWh) ανά κατηγορία πελατών, 2021 & 2022	94
64	Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα (TWh), 2010-2022	95
65	Μερίδια πηγών στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2012-2021	95
66	Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα βασικού σεναρίου – ΕΣΕΚ adjusted, 2021-2030	95
67	Κατανομή εισαγωγών φυσικού αερίου ανά σημείο εισόδου, 2020, 2021 και 2022	96
68	Εξέλιξη ποσοστιαίας συμμετοχής σημείων εισόδου φυσικού αερίου στις εισαγωγές στην Ελλάδα, 2010-2022	97
69	Εισαγωγές φορτίων LNG ανά χώρα 2020, 2021 και 2022	97
70	Μερίδια εισαγωγών LNG ανά χώρα, 2021 και 2022	98
71	Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Δεκέμβριος 2019 – Δεκέμβριος 2022	98
72	Τελικές Τιμές Φυσικού Αερίου για Οικιακή Κατανάλωση στην Ευρώπη, Α' Εξάμηνο 2022	98
73	Μερίδια αγοράς φυσικού αερίου ανά χρήστη μεταφοράς 2021, % καταναλωθείσας ενέργειας (μέσος όρος τριμήνων)	99
74	Μερίδια αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει αριθμού μετρητών, 2021	100
75	Μερίδια αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει όγκου κατανάλωσης, 2021	100
76	Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς φυσικού αερίου, 2018-2021	101
77	Εξέλιξη μήκους αγωγών ανά δίκτυο διανομής και ανά ονομαστική πίεση λειτουργίας	102
78	Ανάλυση δικτύου ΔΕΔΑ ανά περιφέρεια για το 2020	102
79	Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ το 2021 και 2022	104
80	CNG τιμές στην Ελλάδα	114
81	Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2020-2021	118
82	Μεταβολή καθαρής παραγωγής (GWh) 2021- 2022	118
83	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή 2020, 2021 & 2022	119
84	Μερίδιο πηγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2020, 2021 και 2022	119
85	Μερίδιο πηγών στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2020, 2021 και 2022	120
86	Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα GWh, 1990-2020	120
87	Μερίδια πηγών στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 1990-2020	120
88	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο 2020, 2021 και 2022	121

89	Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2020-2021	121
90	Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2021	122
91	Εξέλιξη φυσικών ροών ενέργειας 2022	122
92	Εξέλιξη εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1990-2020	122
93	Μεταβολή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) στο διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2020-2021	123
94	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) 2021 και 2022	123
95	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh), ανά μήνα 2022	123
96	Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 2010-2021 (χιλιάδες τόνοι)	124
97	Ποσοστιαία κατανομή κλάδων στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2021	124
98	Ενεργειακές Αγορές βάσει Μοντέλου Στόχου	125
99	Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	125
100	Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερησία Αγορά) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, 2015 έως 2022	126
101	Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης, 22- 28 Αυγούστου 2022	127
102	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ελλάδα, Α' Εξάμηνο 2018 – Α' Εξάμηνο 2022	128
103	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, Α' Εξάμηνο 2022	128
104	Μερίδια προμηθευτών εκπροσώπων φορτίου, Ιανουάριος - Ιούλιος 2022	129
105	Μερίδια εκπροσώπων φορτίου ανά επίπεδο τάσης, Ιανουάριος – Ιούλιος 2022	129
106	Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακούς καταναλωτές (συμπεριλαμβανομένων φόρων), 2ο εξάμηνο 2021	133
107	Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Τεχνολογία Αποθήκευσης Ενέργειας	135
108	Μερίδιο πωλήσεων οχημάτων ανά τύπο καυσίμων 2020 και 2021	136
109	Ποσοστό Πωλήσεων BEV και PHEV Οχημάτων ανά Κατασκευαστή στην Ελλάδα, 2021	136
110	Νέα ταξινομημένα ηλεκτροκίνητα-υβριδικά αυτοκίνητα στην Ελλάδα σε σχέση με τα συνολικά νέα ταξινομημένα αυτοκίνητα (σε %)	136
111	Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2021	137
112	Μερίδιο επιβατικών οχημάτων εναλλακτικών καυσίμων ανά είδος στην Ελλάδα, Ιούλιος 2022	139
113	Παραγωγή Λιγνίτη 2020 & 2021 (Mt)	140
114	Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας ανά καύσιμο (χιλιάδες τόνοι)	140
115	Μερίδια πηγών στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας, 2019, 2020 και 2021	140
116	Εξέλιξη χρήσης και μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή 2013-2022	141
117	Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα Ορυχεία Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου – Φλώρινας της ΔΕΗ (1958 – 2020)	141
118	Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα ορυχεία Μεγαλόπολης (1970 – 2020)	142
119	Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2010-2021	142
120	Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2020-2021	143
121	Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh), 2018 - 2022	143
122	Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (GWh), 2015-2022	143
123	Μερίδιο τεχνολογιών ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2015, 2021 & 2022	144
124	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW), 2018 - 2022	144
125	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (MW), 2015 - 2022	144
126	Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο σύνολο της Επικράτειας 2015, 2021 και 2022	144
127	Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) χερσαίας αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1999- 2022	145
128	Γεωγραφική κατανομή ισχύος αιολικών ανά Περιφέρεια (MW), 2022	145
129	Μερίδιο κατασκευαστών ανεμογεννητριών στην συνολική αποδιδόμενη αιολική ισχύ στην Ελλάδα, 2022	146
130	Ετήσιες και συνολικές συνδέσεις ΦΒ στο Δίκτυο, 2010-2022	147
131	Αριθμός συνδεδεμένων ΦΒ συστημάτων, 2010-2022	148

132	Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας από ΦΒ και μερίδια στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2010 - 2021	148
133	Λιγότερες εκπομπές CO2 λόγω φωτοβολταϊκών (εκατ. τόνοι), 2010-2021	148
134	Επενδύσεις φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα 2010-2022, σε εκατομμύρια ευρώ	149
135	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά (GWh) 2020, 2021 και 2022	149
136	Καθαρή ισχύς Υδροηλεκτρικών Σταθμών στην Ελλάδα (MW), Δεκέμβριος 2022	150
137	Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύ το 2021	150
138	Γεωγραφική κατανομή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Μάιος 2022	152
139	Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση (%) στην ΝΑ Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένου της Τουρκίας, 2000 και 2019	171
140	Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση (%) στην ΝΑ Ευρώπη, χωρίς την Τουρκία, 2000 και 2019	171
141	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτροπαραγωγή στην ΝΑ Ευρώπη, 2009 και 2019	172
142	Gas Hub Benchmarking Study	174

Πίνακες

1	Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Σταθερές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2021-2023	21
2	Εξέλιξη Βασικών Μακροοικονομικών Μεγεθών – Εθνικοί Λογαριασμοί (Εποχικά Διορθωμένα Στοιχεία, Σταθερές Τιμές 2015), Προσωρινά Στοιχεία	25
3	Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2010-2050	29
4	Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2010-2050	30
4	Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ (2019) και της πρότασης για αναθεώρηση του ΕΣΕΚ (Ιανουάριος 2023)	44
5	Στόχοι Νέου ΕΣΕΚ	45
6	Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα	76
7	Επεξεργασία αργού και α' υλών Motor Oil	78
8	Παραγωγή προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil, 2021 & 2020	78
9	Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil	78
10	Τιμές καυσίμων (συμπεριλαμβανομένων φόρων) σε επιλεγμένες χώρες στις 20 Φεβρουαρίου 2023	79
11	Ενεργοί προμηθευτές φυσικού αερίου, Φεβρουάριος 2021	99
12	Μήκος των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου (χλμ)	101
13	Ανάπτυξη Δικτύων Διανομής 2021-2025	103
14	Νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο στην Ελλάδα	117
15	Περιληπτική αποτύπωση του Market Reform Plan	130
16	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, Νοέμβριος 2022	130
17	Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2021 & 2022	135
18	Πωλήσεις Οχημάτων ανά τύπο καυσίμων στην Ελλάδα	135
19	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2020 και 2021	147
20	Δείκτης ελκυστικότητας ΑΠΕ – RECAI INDEX	153
21	Βασικά Χαρακτηριστικά του Ελληνικού Μοντέλου	164
22	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2022-2031	197

Χάρτες

1	Ικανότητα Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου των Κρατών Μελών της ΕΕ	52
2	Κοιτάσματα Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και Έψιλον στον κόλπο της Καβάλας	71
3	Χαρτοφυλάκιο ενεργών συμβάσεων	89
4	Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης	89
5	FSRU Αλεξανδρούπολης – Νέα πύλη ενεργειακού εφοδιασμού για την Ελλάδα και την ευρύτερη περιοχή	105
6	Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα	105
7	Υπόγειες δεξαμενές αποθήκευσης φυσικού αερίου στην Ευρώπη 2021	107
8	Όδευση Αγωγού TAP	107
9	Όδευση Αγωγού IGB	107
10	Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI	109
11	Όδευση Αγωγού IGNM	109
12	Όδευση Αγωγού IAP	110
13	Όδευση Αγωγού Turkish Stream	111
14	Όδευση Αγωγού East Med	111
15	Χωροθέτηση FSRU Διώρυγα Gas	112
16	Δίκτυο Πρατηρίων CNG	113
17	Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021	114
18	Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2020	126
19	Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2022	127
20	Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων	127
21	Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας	131
22	Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα 2020	132
23	Ηλιακό Δυναμικό στην Ελλάδα	146
24	Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας	149
25	Η περιοχή της Νοτιανατολικής Ευρώπης	170
26	Διευρυμένος Νότιος Διάδρομος	173

Μονάδες Μέτρησης

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

Συντομογραφίες

ΑΔΜΗΕ

Ανεξάρτητος
Διαχειριστής
Μεταφοράς
Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΑΕΠ

Ακαθάριστο Εγχώριο
Προϊόν

ΑΠΕ

Ανανεώσιμες Πηγές
Ενέργειας

ΑΣΦΑ

Ανεξάρτητο Σύστημα
Φυσικού Αερίου

ΔΑΠΕΕΠ

Διαχειριστής
Ανανεώσιμων
Πηγών Ενέργειας
και Εγγυήσεων
Προέλευσης

ΔΕΔΑ

Δημόσια Επιχείρηση
Δικτύων Διανομής
Αερίου

ΔΕΔΔΗΕ

Διαχειριστής Εθνικού
Δικτύου Διανομής
Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΕΗ

Δημόσια Επιχείρηση
Ηλεκτρισμού

ΔΕΠΑ

Δημόσια Επιχείρηση
Αερίου

ΔΕΣΦΑ

Διαχειριστής Εθνικού
Συστήματος Φυσικού
Αερίου

ΔΝΤ

Διεθνές Νομισματικό
Ταμείο

ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ

Εταιρεία Διανομής
Αερίου Αττικής

ΕΛΑΠΕ

Ειδικός Λογαριασμός
ΑΠΕ

ΕΛΕΤΑΕΝ

Ελληνική Εταιρεία
Αιολικής Ενέργειας

ΕΛΠΕ

Ελληνικά Πετρέλαια

ΕΠΑ ΑΤΤΙΚΗΣ

Εταιρεία Παροχής
Αερίου Αττικής
(Φυσικό Αέριο -
Ελληνική Εταιρεία
Ενέργειας)

ΕΠΑ Θεσσαλονίκης- Θεσσαλίας

Εταιρεία Παροχής
Αερίου Θεσσαλονίκης-
Θεσσαλίας (ΖΕΝΙΘ)

ΕΣΕΚ

Εθνικό Σχέδιο για την
Ενέργεια και το Κλίμα

ΕΣΦΑ

Εθνικό Σύστημα
Φυσικού Αερίου

ΕΤΜΕΑΡ

Ειδικό Τέλος Μείωσης
Εκπομπών Αερίων
Ρύπων

ΕΧΕ

Ελληνικό
Χρηματιστήριο
Ενέργειας

ΙΕΑ

International Energy
Agency

ΙΟΒΕ

Ίδρυμα Οικονομικών
και Βιομηχανικών
Ερευνών

ΚΥΑ

Κοινή Υπουργική
Απόφαση

ΛΑΓΗΕ

Λειτουργός Αγοράς
Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΜΔΝ

Μη Διασυνδεδεμένα
Νησιά

ΜΜΚΟΣ

Μεσοσταθμικό
Μεταβλητό Κόστος
Θερμικών Σταθμών

ΟΤΣ

Οριακή Τιμή
Συστήματος

ΠΝΠ

Πράξη Νομοθετικού
Περιεχομένου

ΡΑΕ

Ρυθμιστική Αρχή
Ενέργειας

ΣΣΕΠΕ

Σύνδεσμος
Εταιρειών Εμπορίας
Πετρελαιοειδών
Ελλάδος

ΣΕΦ

Σύνδεσμος Εταιρειών
Φωτοβολταϊκών

ΣΗΘΥΑ

Συμπαράγωγή
Ηλεκτρισμού και
Θερμότητας Υψηλής
Απόδοσης

ΤΑΙΠΕΔ

Ταμείο Αξιοποίησης
Ιδιωτικής Περιουσίας
του Δημοσίου

ΥΚΩ

Υπηρεσίες Κοινής
Ωφέλειας

ΥΦΑ

Υγροποιημένο Φυσικό
Αέριο

ΦΟΣΕ

Φορέας Σωρευτικής
Εκπροσώπησης

ΦΟΣΤΕΚ

Φορέας Σωρευτικής
Εκπροσώπησης
Τελευταίου
Καταφυγίου

ΧΧΔ

Χρεώσεις Χρήσης
Δικτύου

ΧΧΣ

Χρεώσεις Χρήσης
Συστήματος

ΕΒRD

European Bank for
Reconstruction and
Development

ΕΙΒ

European Investment
Bank

ΕΙD

Final Investment
Decision

ΕΙP

Feed-in Premium

ΕΙT

Feed-in Tariff

FSRU

Floating Storage and
Regasification Unit

ΙΑP

Ionian Adriatic
Pipeline

ΙGB

Interconnector
Greece-Bulgaria

IGNM

Interconnector
Greece-North
Macedonia

IGTI

Interconnector
Greece-Turkey-Italy

PCI

Projects of Common
Interest

TAP

Trans Adriatic Pipeline

Πρόλογος

“ Η παρούσα τρίτη έκδοση της Ετήσιας Έκθεσης του IENE για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα αποτελεί ορόσημο για το Ινστιτούτο, λαμβάνοντας υπόψη τις ρευστές και μεταβαλλόμενες συνθήκες που επικράτησαν στη διεθνή και κυρίως στην ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας, ειδικότερα μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία στις 24 Φεβρουαρίου 2022. Το αυξανόμενο κόστος ενέργειας και η διαταραχή στις εφοδιαστικές αλυσίδες που πυροδότησε η εισβολή καθιστούν επίκαιρη και απαραίτητη όσο ποτέ την αποτύπωση και ανάλυση του ενεργειακού τομέα.

Κανονικά η Έκθεση θα έπρεπε να είχε κυκλοφορήσει το 2022, αλλά προηγήθηκε η έκδοση της άλλης σημαντικής μελέτης του IENE, το «South East Europe Energy Outlook 2021/2022», που ασχολείται με την τρέχουσα κατάσταση του ενεργειακού τομέα στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης και τις προοπτικές του έως το 2040, η οποία κυκλοφόρησε το Μάρτιο του 2022 και μετακίνησε χρονικά την παρούσα έκδοση εντός του 2023.

Σε κάθε περίπτωση, η παρούσα επικαιροποιημένη έκδοση έρχεται να συμβάλλει στην καλύτερη κατανόηση της δομής και λειτουργίας του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα, ενός τομέα που αναμφισβήτητα αποτελεί την «ραχοκοκκαλιά» της οικονομίας και βασικό αναπτυξιακό πυλώνα.

Η φετινή Έκθεση καλύπτει όλους τους επιμέρους κλάδους, όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, τον ηλεκτρισμό, τα στερεά καύσιμα, τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, καθώς και την Ενεργειακή Αποδοτικότητα και την Συμπαγωγή. Επίσης, αναφέρεται στην ακολουθούμενη σήμερα ενεργειακή πολιτική με έμφαση στην βιωσιμότητα και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και πως αυτή ανταποκρίνεται πλήρως στους ευρωπαϊκούς στόχους, αλλά και στις σημαντικές προκλήσεις που υπάρχουν στην χάραξη μιας συνολικής ενεργειακής στρατηγικής για την χώρα. Ακόμη, εξετάζεται η ενεργειακή θέση της Ελλάδας σε σχέση με τις εξελίξεις και τις προοπτικές στη ΝΑ Ευρώπη, παρουσιάζονται οι εξελίξεις στο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, αναδεικνύονται οι ενεργειακές τεχνολογίες της επόμενης δεκαετίας, ενώ τέλος διατυπώνονται τεκμηριωμένες εκτιμήσεις για το επενδυτικό δυναμικό στην ενέργεια για την περίοδο 2022-2031.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι το διάστημα που μεσολάβησε από την δημοσίευση της τελευταίας Έκθεσης του IENE (βλέπε «Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση 2020», διαθέσιμη εδώ) μέχρι σήμερα, και παρά τα μεγάλα προβλήματα λόγω της πανδημίας του κορωνοϊού, σημειώθηκε σημαντική πρόοδος σε σχεδόν όλους τους επιμέρους κλάδους.

Με πλέον αξιοσημείωτη την εντυπωσιακή πρόοδο στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, όπου σε διάστημα δυο ετών (2021-2022) έχουμε αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ κατά 2.5 GW, με παράλληλη προσθήκη νέας λιγνιτικής μονάδας (βλέπε Πτολεμαΐδα 5) και μονάδας φυσικού αερίου (βλέπε μονάδα συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου του ομίλου Μυτιληναίος στα Άσπρα Σπίτια Βοιωτίας), δηλαδή συνδυαστικής θερμικής εγκατεστημένης ισχύος 1.5 GW, αλλά και την ηλεκτρική διασύνδεση των Κυκλάδων, καθώς και την ολοκλήρωση και λειτουργία της μικρής ηλεκτρικής διασύνδεσης Κρήτης-Πελοποννήσου. Όμως, και στην διείσδυση του φυσικού αερίου παρατηρείται εξίσου μεγάλη ανάπτυξη με την περαιτέρω επέκταση του εθνικού δικτύου και την ανάδειξη του τερματικού σταθμού LNG στην Ρεβυθούσα ως κυρίαρχη ενεργειακή πύλη για την τροφοδοσία όχι μόνο της Ελλάδας αλλά και των Βαλκανίων. Η δε επιτυχής επανεκκίνηση του προγράμματος «Εξοικονομώ κατ' Οίκον» ήρθε και αυτό να προσδώσει την αναγκαία ώθηση στην ευρύτερη προσπάθεια που καταβάλλεται για βελτίωση συνολικά της ενεργειακής απόδοσης στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα.

Στο πλαίσιο αυτό εξετάζεται και το ευρωπαϊκό πρόγραμμα για την απεξάρτηση από τα Ρωσικά ενεργειακά καύσιμα – πετρέλαιο, φυσικό αέριο, άνθρακας- το REpowerEU που εισήχθη το Μάρτιο 2022 και τις επιπτώσεις για την Ελλάδα.

Η ετοιμασία της παρούσας Έκθεση, που χρηματοδοτήθηκε αποκλειστικά από ιδίους πόρους του Ινστιτούτου, έγινε από το επιστημονικό προσωπικό του IENE και βασίστηκε σε στοιχεία και αναλύσεις που αντλήθηκαν τόσο από την βάση δεδομένων του IENE όσο και από επίσημες πηγές από την Ελλάδα και τον διεθνή χώρο. Τέλος, 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.

Θέλω να πιστεύω ότι η παρούσα Έκθεση και η ελεύθερη πρόσβαση σε αυτήν θα φανεί χρήσιμη στην Πολιτεία αλλά και σε όλους τους επαγγελματίες και τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον ενεργειακό χώρο. ”



Κωστής Σταμπολής
Πρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής,
Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE)
Αθήνα, Ιούλιος 2023

Εισαγωγή





1. Εισαγωγή

Ο ενεργειακός τομέας είναι κομβικής σημασίας για την ανάπτυξη της ευρωπαϊκής και ελληνικής οικονομίας. Αποτελεί βασικό πυλώνα της οικονομίας αφού την στηρίζει και την υποστηρίζει ουσιαστικά καθώς εξασφαλίζει τις απαραίτητες ενεργειακές ροές για την λειτουργία της, ενώ δημιουργεί προστιθέμενη αξία, θέσεις εργασίας και προσελκύει επενδύσεις, εξασφαλίζοντας συγχρόνως ισχυρά πολλαπλασιαστικά αποτελέσματα στην οικονομική δραστηριότητα. Το παγκόσμιο όμως ενεργειακό σύστημα βρίσκεται σε αναταραχή το τελευταίο έτος εξαιτίας των γεωπολιτικών ανακατατάξεων που προκλήθηκαν από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, οι οποίες σε συνδυασμό με την κρίση που προκλήθηκε από την πανδημία Covid-19 που προηγήθηκε, δημιουργούν ένα νέο ρευστό περιβάλλον στον ενεργειακό τομέα με σημαντικές προεκτάσεις για την οικονομία. Τα θέματα της ενεργειακής ασφάλειας και οι συνεχιζόμενες υψηλές τιμές της ενέργειας έχουν δημιουργήσει συνθήκες ενεργειακής κρίσης που πλήττουν τα νοικοκυριά, το εμπόριο, τη βιομηχανία, διαταράσσουν τις εφοδιαστικές αλυσίδες και γενικότερα αποτελούν τροχοπέδη στην οικονομική ανάπτυξη.

Αναμφίβολα, η αύξηση των τιμών της ενέργειας έχει πλήξει τις περισσότερες οικονομίες, όχι όμως στον ίδιο βαθμό. Η Ευρώπη εμφανίζει τις μεγαλύτερες επιπτώσεις εξαιτίας κυρίως της ενεργειακής της εξάρτησης από τη Ρωσία σε φυσικό αέριο και πετρέλαιο, με το διαθέσιμο εισόδημα των πολιτών να περιορίζεται καθώς αυξάνεται ο πληθωρισμός.

Με βασικό της στόχο την κλιματική ουδετερότητα έως το 2050, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει προχωρήσει σε μια σειρά μέτρων και στρατηγικών αναφορικά με την αειφόρο ανάπτυξη, τον ασφαλή ενεργειακό εφοδιασμό και την οικονομική αποδοτικότητα. Όμως αυτή η προσήλωση σε αυτή την στρατηγική υπονομεύει την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, όπως έδειξε η ενεργειακή κρίση. Η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού που αποτέλεσε προτεραιότητα για την Ευρώπη τα τελευταία χρόνια, έχει εξελιχθεί ως πρωταρχικός στόχος και μείζον ζήτημα μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Το ενδιαφέρον έχει επικεντρωθεί στους κινδύνους που συνδέονται με την εξάρτηση από εξωτερικές πηγές, την πολιτική ανασφάλεια σε τρίτα κράτη-προμηθευτές και κράτη διέλευσης, και το ενδεχόμενο διακοπής του ενεργειακού εφοδιασμού.

Η αστάθεια των τιμών, οι ελλείψεις εφοδιασμού, τα ζητήματα ασφάλειας και η οικονομική αβεβαιότητα συνέβαλαν σε αυτό που ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (IEA) αποκαλεί «την πρώτη πραγματικά παγκόσμια ενεργειακή κρίση, με επιπτώσεις που θα γίνουν αισθητές τα επόμενα χρόνια».

Η σύνθεση ενός διαφοροποιημένου ενεργειακού μείγματος βρίσκεται στο επίκεντρο των πολιτικών ενεργειακής ασφάλειας και ο IEA εκτιμά ότι είναι πιθανό η κρίση να επιταχύνει τη μετάβαση σε πιο βιώσιμα καύσιμα. Στον αντίποδα, υπάρχει η πεποίθηση ότι οι αρνητικές οικονομικές προοπτικές και οι βραχυπρόθεσμες πολιτικές επιλογές με στροφή προς τα ορυκτά καύσιμα, θα μπορούσαν να επιβραδύνουν την ώθηση προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Ως απάντηση στις δυσκολίες και στις διαταραχές της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας που προκλήθηκαν από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε το σχέδιο REPowerEU, το οποίο σκοπό έχει να καταστήσει την Ευρώπη ανεξάρτητη από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα ως το 2025 ή και νωρίτερα, χωρίς όμως να μειώσει τα μεγέθη της ενεργειακής εξάρτησης.

Στην Ελλάδα παρατηρούνται μεγάλες αλλαγές στον τρόπο οργάνωσης και λειτουργίας της αγοράς με την περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου, στην προώθηση μεγάλου και μεσαίου μεγέθους έργων υποδομής, όπως η έναρξη κατασκευής του Τερματικού Σταθμού Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου LNG στην Αλεξανδρούπολη (FSRU) και η εμπορική λειτουργία του διασυνδεδημένου αγωγού φυσικού αερίου Ελλάδας – Βουλγαρίας (IGB), στην κυβερνητική προώθηση των ερευνών υδρογονανθράκων, στην στροφή 180 μοιρών στην απολιγνιτοποίηση (η οποία πλέον έχει μετατεθεί για μετά το 2028), στο νομικό καθεστώς και στο ρυθμιστικό πλαίσιο και στην διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού ενεργειακών προϊόντων.

Η γεωπολιτική αναταραχή στην ανατολική Ευρώπη αλλά και η πανδημία του κορονοϊού έχουν δρομολογήσει νέες εξελίξεις με αλλαγή στην κατεύθυνση των μεταβολών που συντελούνται στο παγκόσμιο ενεργειακό στερέωμα. Σε παγκόσμιο επίπεδο το 2021 η κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε σχεδόν 6% σε σχέση με το 2020, με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, κυρίως με την αιολική και ηλιακή ενέργεια, να αντιστοιχεί περίπου στο 13% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο ανέρχεται περίπου σε 28% με την προσθήκη των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών. Η εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ που προστέθηκε το 2021 αποτέλεσε ρεκόρ, παρουσιάζοντας αύξηση 6% σε σχέση με το 2020, φτάνοντας τα 295GW παγκοσμίως [1], παρά τη συνέχιση των διαταραχών στις εφοδιαστικές αλυσίδες που προκλήθηκαν από την πανδημία Covid-19, τις καθυστερήσεις σε κατασκευές και τις τιμές ρεκόρ των πρώτων υλών. Παγκοσμίως, η εγκατεστημένη ισχύς από έργα ΑΠΕ έφτασε το 2021 τα 3,068 TW παρουσιάζοντας αύξηση κατά 9,3% σε σχέση με το 2020 και κατά 20.7% σε σχέση με το 2019.

Εν μέσω ανόδου της ζήτησης φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας και της αναμενόμενης αύξησης των τιμών, καθώς οι οικονομίες ξανάνοιξαν μετά τα lockdown λόγω της πανδημίας COVID-19, η τάση για μείωση της χρήσης άνθρακα άρχισε να αλλάζει και βραχυπρόθεσμα οι ευρωπαϊκές κυβερνήσεις «παγώνουν» τα σχέδια σταδιακής κατάρτησης άνθρακα (Reference Έκθεση IEA για άνθρακα. Πληροφορίες στο energia.gr).

Η παρούσα 3η Έκθεση του IENE 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 παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο, όπως και για το πώς αναμένεται να διαμορφωθεί η ενεργειακή ατζέντα κατά την επόμενη χρονική περίοδο. Ένα θέμα που απασχολεί ιδιαίτερα την φετινή Έκθεση είναι αυτό της ενεργειακής ασφάλειας, με δεδομένο τις εξελίξεις στο μέτωπο των εχθροπραξιών μεταξύ Ρωσίας – Ουκρανίας και την απόφαση της ΕΕ για πλήρη απεξάρτηση από τις εισαγωγές Ρωσικής ενέργειας. Στην παρούσα Έκθεση επισημαίνεται η ανάγκη για την διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού της χώρας και στην καλύτερη δυνατή ανάπτυξη δικών της εγχώριων πηγών ενεργειακού πλούτου (ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα), με έμφαση στη δημιουργία των κατάλληλων ενεργειακών υποδομών και στην επίσπευση των ερευνών υδρογονανθράκων.

Συνοψίζοντας, θα ήταν χρήσιμο να αναφερθούμε, έστω και συνοπτικά, στα επιμέρους Κεφάλαια της παρούσας Έκθεσης. Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται το πλαίσιο μέσα στο οποίο λειτουργεί η παγκόσμια και η ελληνική οικονομία, αλλά και οι προοπτικές τους, το Κεφάλαιο 3 επικεντρώνεται στην τρέχουσα κατάσταση και τις 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.

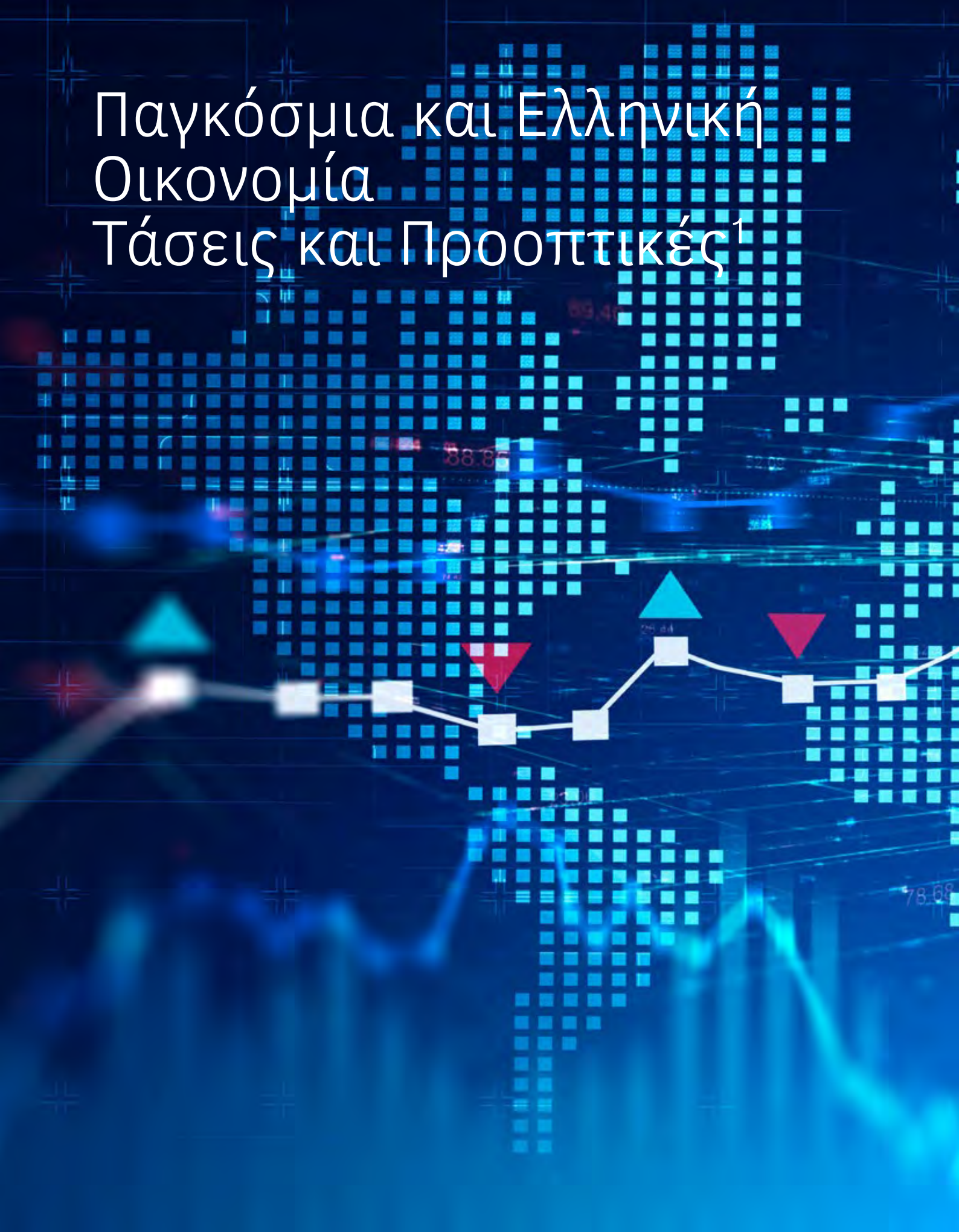
Στο Κεφάλαιο 5 γίνεται συνολική αναφορά στην ενεργειακή αγορά και στις υποδομές στην Ελλάδα, ενώ στα Κεφάλαια 6 έως 11 αναλύεται διεξοδικά η ενεργειακή αγορά της Ελλάδας ανά κλάδο ενέργειας (Κεφάλαιο 6: Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά προϊόντα, Κεφάλαιο 7: Φυσικό Αέριο, Κεφάλαιο 8: Ηλεκτρισμός, Κεφάλαιο 9: Στερεά Καύσιμα, Κεφάλαιο 10: ΑΠΕ, Κεφάλαιο 11: Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή) που μπορούν να χαρακτηριστούν ως η ραχοκοκαλιά της Ετήσιας Έκθεσης, αφού περιέχουν πληθώρα από επικαιροποιημένα στοιχεία.

Συνεχίζοντας, το Κεφάλαιο 12 παρουσιάζει τις πρόσφατες νομοθετικές και ρυθμιστικές εξελίξεις στον ενεργειακό τομέα, με έμφαση στην αναδιάρθρωση της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και στην προσπάθεια εκσυγχρονισμού της αδειοδοτικής διαδικασίας ΑΠΕ.

Το Κεφάλαιο 13 περιγράφει την αγορά ενέργειας στην ΝΑ Ευρώπη και καταγράφει το ρόλο της Ελλάδας στην περιφερειακή αγορά της νοτιοανατολικής Ευρώπης, ενώ στο Κεφάλαιο 14 παρουσιάζονται οι ενεργειακές τεχνολογίες που αναμένεται να διαμορφώσουν το μέλλον, δίνοντας έμφαση στην τεχνολογία του υδρογόνου και της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Αντιστοίχως, το Κεφάλαιο 15 συνοψίζει τις απαιτούμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα την επόμενη δεκαετία στο πλαίσιο της απεξάρτησης της από τις ρωσικές εισαγωγές φυσικού αερίου και πετρελαίου, επιδιώκοντας την εύρεση εναλλακτικών πηγών ενεργειακού εφοδιασμού, την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας και την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα. Τέλος, το Κεφάλαιο 16 αναφέρεται στις προοπτικές της περαιτέρω ανάπτυξης της ελληνικής αγοράς ενέργειας, ενώ στο Κεφάλαιο 17 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 συνεχίζει να αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις, καθώς οι ρυθμοί ανάπτυξης συρρικνώνονται, ενώ ο πληθωρισμός παραμένει σε υψηλά επίπεδα, ως συνέπεια και της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία. Οι οικονομίες των χωρών του ΟΟΣΑ αναπτύχθηκαν με ετήσιο ρυθμό 2,5% το γ' τρίμηνο του 2022, κατόπιν αύξησης του ΑΕΠ κατά 3,3% στο προηγούμενο τρίμηνο και ανάπτυξης 4,9% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2021. Ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ στις πλέον αναπτυγμένες οικονομίες (G7) διαμορφώθηκε σε 1,9%, έναντι ρυθμού 2,4% στο προηγούμενο τρίμηνο και ανάπτυξης 4,3% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2021. Οι 20 μεγαλύτερες οικονομίες του ΟΟΣΑ αναπτύχθηκαν με ρυθμό 3,3% το γ' τρίμηνο του 2022, από 2,8% το προηγούμενο τρίμηνο, και κατόπιν ανάπτυξης 4,8% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2021.

Ο πόλεμος στην Ουκρανία εξακολουθεί να βρίσκεται σε εξέλιξη, χωρίς να διαφαίνεται πως θα ολοκληρωθεί σύντομα, αποτελώντας την πιο σημαντική πηγή αβεβαιότητας για την παγκόσμια οικονομία. Σημαντικότερη οικονομική συνέπεια του πολέμου σε παγκόσμια κλίμακα είναι η εκτίναξη του πληθωρισμού, ο οποίος τον Νοέμβριο στις 38 χώρες του ΟΟΣΑ έφτασε το 10,3%, υποχωρώντας οριακά από το 10,7%, που καταγράφηκε τον προηγούμενο μήνα και αποτελεί υψηλό των τελευταίων 39 ετών. Ο δομικός πληθωρισμός (εξαιρώντας δηλαδή ενέργεια και τρόφιμα) έφτασε στο 7,5%, ενώ οι τιμές της ενέργειας και των τροφίμων αυξήθηκαν κατά 23,9% και 16,1% αντίστοιχα.

Ειδικότερα στην Ευρώπη, ο εξαιρετικά ήπιος χειμώνας μέχρι στιγμής και η ισχυρή προσφορά υδροποιημένου φυσικού αερίου στην ήπειρο έχει ως συνέπεια την διατήρηση των αποθεμάτων σε υψηλά για την εποχή επίπεδα, ενώ και η τιμή του φυσικού αερίου έχει υποχωρήσει σε χαμηλά 18 μηνών. Ως εκ τούτου, επιτυγχάνεται η ενεργειακή επάρκεια για τον χειμώνα.

Επιπλέον, οι περισσότερες κυβερνήσεις προχωρούν σε δημοσιονομικές παρεμβάσεις στήριξης νοικοκυριών και επιχειρήσεων, οι οποίες περιορίζουν τον αρνητικό αντίκτυπο στην οικονομική δραστηριότητα. Ωστόσο, παρά τις θετικές εξελίξεις που καταγράφονται, η Ευρώπη εξακολουθεί να βρίσκεται αντιμέτωπη με έντονη αβεβαιότητα σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα.

Η διατήρηση του πληθωρισμού σε υψηλά επίπεδα και η ισχυρή αγορά εργασίας σε πολλές χώρες έχουν μεταβάλλει τη στάση της νομισματικής πολιτικής σε

περιοριστική, οδηγώντας σε σημαντικές αυξήσεις επιτοκίων σε μικρό χρονικό διάστημα. Η σύσφιξη των χρηματοοικονομικών συνθηκών έχει ήδη αρχίσει να φέρνει αποτέλεσμα, ενώ η άνοδος των επιτοκίων αναμένεται να συνεχιστεί με πιο βραδύ ρυθμό στο εξής. Αν και το ενδεχόμενο «ομαλής προσγείωσης» των οικονομιών και η αποφυγή της ύφεσης παραμένει ως πιθανό σενάριο, οι συνεχιζόμενες περαιτέρω παρεμβάσεις αυξάνουν την πιθανότητα μιας πιο απότομης από την επιδιωκόμενη προσγείωση της οικονομικής δραστηριότητας.

Ο ρυθμός μεταβολής του παγκόσμιου ΑΕΠ το περασμένο έτος (2022) εκτιμάται ότι διαμορφώθηκε σε 3,1%, ενώ για το 2023 προβλέπεται ανάπτυξη 2,2% στην πρόσφατη έκθεση του ΟΟΣΑ, από 3% και 2,8% αντίστοιχα που προβλεπόταν στην έκθεση του περασμένου Ιουνίου. Ο ρυθμός αύξησης του όγκου του παγκοσμίου εμπορίου εκτιμάται στο 5,4% για το 2022, ενώ προβλέπεται ότι θα μετριαστεί σε 2,9% το 2023, καθώς η ζήτηση υποχωρεί και οι πιέσεις στις τιμές συνεχίζονται. Στον Πίνακα 1 περιλαμβάνονται οι ετήσιες μεταβολές του ΑΕΠ το 2021 και οι πλέον πρόσφατες προβλέψεις του ΟΟΣΑ (Νοεμβρίου 2022) για τις ετήσιες μεταβολές του κατά τα έτη 2022 και 2023, 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 2022 και το 2023.

Μεταξύ των πλέον **ανεπτυγμένων χωρών**, στις ΗΠΑ το γ' τρίμηνο του 2022 σημειώθηκε ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης 1,9% από 1,8% το προηγούμενο τρίμηνο και 5% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2021. Η οριακή επιτάχυνση αντανάκλα την αύξηση των εξαγωγών, της κατανάλωσης, των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου, πλην κατοικιών και των κρατικών δαπανών, τα οποία αντισταθμίστηκαν μερικώς από μείωση παγίων επενδύσεων σε κατοικίες. Ο πληθωρισμός επιβραδύνθηκε για έκτο συνεχόμενο μήνα σε 6,5% τον περασμένο Δεκέμβριο, από το υψηλό επίπεδο 40ετίας που σημειώθηκε τον περασμένο Ιούνιο του 2022 (9,1%). Προκειμένου να ελέγξει τις πληθωριστικές πιέσεις, η FED έχει προχωρήσει σε διαδοχικές αυξήσεις του βασικού της επιτοκίου ανεβάζοντάς το συνολικά κατά 425 μονάδες βάσεις από τον Μάρτιο του 2022 έως και τον Δεκέμβριο του 2022, στο 4,25%-4,50%, ενώ αναμένεται περαιτέρω αύξησή του στο 4,75%-5,00% μέχρι τα μέσα του τρέχοντος έτους (2023). Στο σύνολο του 2022, η αμερικανική οικονομία

¹ Το μεγαλύτερο μέρος του παρόντος Κεφαλαίου προήλθε από την τελευταία Έκθεση του IOBE με τίτλο: «Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση – 40 Τρίμηνο 2022», http://iobe.gr/docs/economy/ECO_Q4_2022_REP_GR.pdf

Πίνακας 1: Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Σταθερές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2021-2023

Οικονομία	2021	2022		2023	
		Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*	Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*
Παγκόσμια	6,0	3,1	0,1	2,2	-0,6
ΗΠΑ	5,7	1,8	0,7	0,5	-0,7
Ιαπωνία	1,7	1,6	0,1	1,8	0,0
Καναδάς	4,5	3,2	0,6	1,0	-1,6
Ηνωμένο Βασίλειο	7,4	4,4	0,8	-0,4	0,4
Ευρωζώνη	5,2	3,3	0,7	0,5	-1,1
Γερμανία	2,6	1,8	0,1	-0,3	-2,0
Γαλλία	6,8	2,6	0,2	0,6	-0,8
Ιταλία	6,7	3,7	1,2	0,2	-1,0
Τουρκία	11,4	5,3	1,6	3,0	0,0
Κίνα	8,1	3,3	-1,1	4,6	-0,3
Ινδία	8,7	6,6	-0,3	5,7	-0,5
Βραζιλία	4,6	2,8	2,2	1,2	0,0
Παγκόσμιο Εμπόριο	10,1	5,4	0,6	2,9	-1,0

* Διαφορά σε ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με τις προηγούμενες εκτιμήσεις του ΟΟΣΑ (OECD Economic Outlook, Ιούνιος 2022).
Πηγή: OECD Economic Outlook, Interim Report, ΟΟΣΑ, Νοέμβριος 2022 [2]

εκτιμάται ότι θα αναπτυχθεί με ρυθμό 1,8%, ενώ για το επόμενο έτος προβλέπεται ασθενής ανάπτυξη (0,5%). Αυτό σημαίνει ότι οι μακροοικονομικές επιπτώσεις της ενεργειακής και πληθωριστικής κρίσης δεν έχουν πλήρως εκδηλωθεί, ακόμη και στις μεγαλύτερες οικονομίες.

Η οικονομία της **ευρωζώνης** αναπτύχθηκε με ρυθμό 2,3% το γ' τρίμηνο του 2022, από 4,2% το προηγούμενο τρίμηνο και έναντι ρυθμού 3,9% στο ίδιο τρίμηνο του 2021. Σε σχέση με το β' τρίμηνο, σημειώθηκε ανάπτυξη 0,3% σε εποχικά διορθωμένη βάση, με τις επενδύσεις παγίου κεφαλαίου να έχουν την μεγαλύτερη θετική συνεισφορά (+0,8%), ακολουθούμενες από την δαπάνη των νοικοκυριών (+0,4%), τα οποία εν μέρει αντισταθμίστηκαν από την αρνητική επίδραση του εμπορικού ισοζυγίου (-1,1%). Ο πληθωρισμός υποχώρησε στο 9,2% τον Δεκέμβριο του 2022 στην ευρωζώνη, από το ιστορικό υψηλό του 10,6% που βρέθηκε τον Οκτώβριο του 2022. Η ΕΚΤ έχει προχωρήσει σε τέσσερις διαδοχικές αυξήσεις του βασικού της επιτοκίου κατά 250 μονάδες βάσης από τον Ιούλιο του 2022 έως τον περασμένο Δεκέμβριο, στο 2%.

Αναμένονται επιπλέον αυξήσεις μέχρι τα μέσα του τρέχοντος έτους, με το βλέμμα στα υψηλά επίπεδα του πληθωρισμού, ο οποίος διαμορφώθηκε στο 8,4% συνολικά για το 2022, πριν υποχωρήσει στο 6,8% το 2023 και στο 3,4% το 2024, όπως προβλέπεται. Στο σύνολο του 2022, η ευρωζώνη εκτιμάται ότι αναπτύχθηκε με ρυθμό 3,3%, από 5,2% το 2021, ενώ για το 2023 προβλέπεται οριακή μεγέθυνση κατά 0,5%.

Επίσης, η οικονομία της **Κίνας** κατέγραψε επιτάχυνση του ρυθμού ανάπτυξης της στο γ' τρίμηνο του 2022, στο 3,9%, από ρυθμό 0,4% το προηγούμενο τρίμηνο και 4,9% ένα χρόνο νωρίτερα. Τα εκτεταμένα lockdown λόγω της πολιτικής μηδενικών κρουσμάτων είχαν έντονα αρνητικό αντίκτυπο τόσο στη βιομηχανική δραστηριότητα όσο και στη πλευρά της εγχώριας ζήτησης. Ωστόσο, οι κινεζικές αρχές αποφάσισαν πρόσφατα να χαλαρώσουν την πολιτική τους για την COVID-19 μετά από κύματα διαδηλώσεων που εκδηλώθηκαν λόγω της κόπωσης των πολιτών. Συνολικά για το 2022 εκτιμάται ανάπτυξη 3,3% και επιτάχυνση σε 4,6% το 2023.

2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Η μεγέθυνση της ελληνικής οικονομίας επιβραδύνθηκε σημαντικά στο γ' τρίμηνο του 2022 σε σύγκριση με το προηγούμενο τρίμηνο, παραμένοντας ωστόσο ελαφρά υψηλότερη του μέσου όρου στην ευρωζώνη. Συγκεκριμένα, το ΑΕΠ αυξήθηκε την περίοδο Ιουλίου-Σεπτεμβρίου, μια περίοδο κατά την οποία οι εκτιμήσεις ήταν αισιόδοξες λόγω της κορύφωσης της τουριστικής δραστηριότητας, με ετήσιο ρυθμό της τάξης του +2,8% (+2,3% στην ευρωζώνη), από +7,1% στο β' τρίμηνο του 2022, ενώ ένα χρόνο νωρίτερα αυξανόταν κατά +12,6% με την επανεκκίνηση της ελληνικής οικονομίας μετά την άρση των μέτρων κατά της Covid-19.

Ο μικρότερος ρυθμός μεγέθυνσης του εγχώριου ΑΕΠ οφείλεται κυρίως στη απροσδόκητα μεγάλη πτώση του ετήσιου ρυθμού αύξησης των εξαγωγών, τόσο των εξαγωγών αγαθών όσο και υπηρεσιών, μια συνιστώσα που είχε τη μεγαλύτερη συνεισφορά στη διεύρυνση του ΑΕΠ κατά το προηγούμενο τρίμηνο. Ηπιότερη πτώση παρουσίασε αντίθετα ο ετήσιος ρυθμός αύξησης των εισαγωγών, οι οποίες αντιστάθμισαν σε μέγεθος τη συμβολή της αύξησης των επενδύσεων στο ΑΕΠ και επιδείνωσαν το έλλειμμα του εξωτερικού ισοζυγίου σε εθνικολογιστικούς όρους. Τη μεγαλύτερη συμβολή στην ανάπτυξη είχε η κατανάλωση των νοικοκυριών, η οποία, με φθίνοντα ωστόσο ρυθμό, συνέχισε για άλλο ένα τρίμηνο την ανοδική της πορεία (βλέπε ακόλουθο Διάγραμμα).

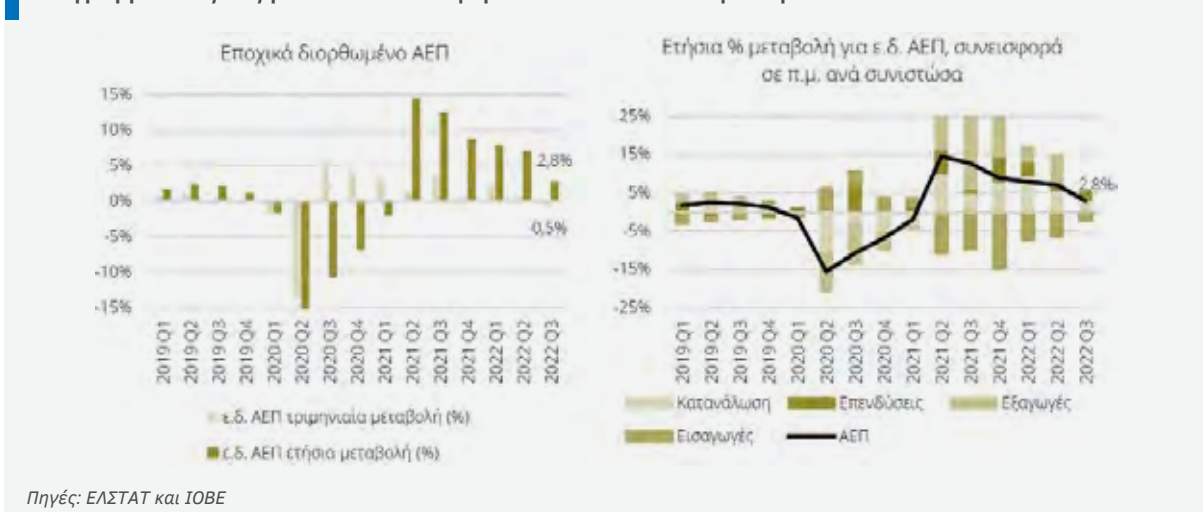
Ως προς τις ακριβείς εξελίξεις των συνιστωσών του ΑΕΠ κατά το γ' τρίμηνο του τρέχοντος έτους, ο ετήσιος ρυθμός μεγέθυνσης της εγχώριας κατανάλωσης σχεδόν υποδιπλασιάστηκε στο +3,6%, σε σχέση με ένα τρίμηνο νωρίτερα (+6,3%). Η επιβράδυνση της εγχώριας κατανάλωσης οφείλεται κυρίως στη μείωση της δημόσιας κατανάλωσης κατά -2,9% σε ετήσια βάση, διπλάσια έναντι του προηγούμενου τριμήνου (-1,3%), λόγω της εξάλειψης των

έκτακτων μέτρων στήριξης που εφαρμόστηκαν κατά τη διάρκεια της πανδημίας και επηρέασαν τα αντίστοιχα στοιχεία ένα χρόνο νωρίτερα. Αντίθετα, η ιδιωτική κατανάλωση αποδείχθηκε ανθεκτική στις πληθωριστικές πιέσεις, λόγω των αυξημένων δαπανών κατά τη διάρκεια της τουριστικής περιόδου και των δημοσιονομικών μέτρων στήριξης (+6,2% από +8,9% στο β' τρίμηνο του 2022).

Υψηλότερο ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσης της τάξης του +12,3%, έναντι +10,1% κατά το προηγούμενο τρίμηνο, παρουσίασαν οι επενδύσεις. Οι πόροι του Ταμείου Ανάκαμψης σε συνδυασμό με την πιστωτική επέκταση των τραπεζών, καθώς και την πολύ χαμηλή βάση των επενδύσεων παγίων των τελευταίων ετών, μπορούν να ερμηνεύσουν εν μέρει το προαναφερθέν αποτέλεσμα. Μεγάλη ετήσια αύξηση παρουσίασαν τα αποθέματα, κατά +30,2%, έναντι +11,4% ένα τρίμηνο νωρίτερα, ενώ ο σχηματισμός παγίου κεφαλαίου διευρύνθηκε ετήσια κατά +7,7%, ηπιότερα σε σχέση με το δεύτερο τρίμηνο του 2022 (+9,8%).

Ως προς τις εξελίξεις στο εξωτερικό ισοζύγιο της οικονομίας, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η στασιμότητα των εξαγωγών σε σταθερές τιμές κατά το τρίμηνο κορύφωσης της τουριστικής δραστηριότητας. Αναλυτικά, οι εξαγωγές υπηρεσιών κατέγραψαν μια αναιμική ετήσια αύξηση κατά +3,0%, έναντι του +45,8% στο προηγούμενο τρίμηνο, ενώ οι εξαγωγές αγαθών μειώθηκαν ετησίως οριακά κατά -0,3% (+1,5% στο προηγούμενο τρίμηνο), για πρώτη φορά μετά το β' τρίμηνο του 2020. Η αδύναμη εξαγωγική επίδοση των υπηρεσιών φαίνεται να είναι αποτέλεσμα κυρίως της υψηλότερης βάσης σύγκρισης, με τις εξαγωγές υπηρεσιών να παρουσιάζουν ετήσια αύξηση κατά +100,8% το αντίστοιχο τρίμηνο του 2021, το μοναδικό τρίμηνο του 2021 κατά το οποίο δεν ίσχυαν τα περιοριστικά για την αντιμετώπιση της πανδημίας.

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



Ανασταλτικά στον ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσης των εξαγωγών υπηρεσιών λειτούργησε επίσης η συρρίκνωση της οικονομικής δραστηριότητας της ευρωζώνης και η πίεση των υψηλών τιμών των ενεργειακών προϊόντων, με την ονομαστική αξία των εξαγωγών υπηρεσιών να σημειώνει αντίθετα ισχυρή ετήσια αύξηση +25,8% στο γ' τρίμηνο του 2022 και κατά την ίδια περίοδο οι αφίξεις επισκεπτών από το εξωτερικό στην Ελλάδα να αυξάνονται σχεδόν κατά 60% σε ετήσια βάση.

Η στασιμότητα των εξαγωγών σε συνδυασμό με την ηπιότερη επιβράδυνση του αντίστοιχου ρυθμού αύξησης των εισαγωγών (+5,2% από +14,5% στο προηγούμενο τρίμηνο), λόγω της ανθεκτικής εγχώριας ζήτησης, επιδείνωσε το έλλειμμα του εξωτερικού ισοζυγίου σε εθνολογιστικούς όρους σε σχέση με ένα χρόνο πριν κατά περίπου €902 εκατ. ή -1,7% του τριμηνιαίου ΑΕΠ. Συγκεκριμένα, οι εισαγωγές αγαθών αυξήθηκαν (+8,6% έναντι

+16,7% στο προηγούμενο τρίμηνο), ενώ οι εισαγωγές υπηρεσιών μειώθηκαν (-4,6% έναντι +7,9% στο προηγούμενο τρίμηνο). Αξίζει, τέλος, να σημειώσουμε πως η εγχώρια οικονομία διατηρεί τον υψηλό βαθμό εξωστρέφειας, με τον ετήσιο μέσο όρο του λόγου του αθροίσματος των εισαγωγών-εξαγωγών προς το ΑΕΠ να παραμένει στο ιστορικό υψηλό του 82% το γ' τρίμηνο του 2022.

Η διάρθρωση της ανάκαμψης της ελληνικής οικονομίας μεταβλήθηκε κατά το γ' τρίμηνο του τρέχοντος έτους σε σχέση με το προηγούμενο, με την ιδιωτική κατανάλωση να παίρνει ξανά τον πρωταρχικό ρόλο σε αυτήν, μετά τη σημαντική επιβράδυνση των εξαγωγών υπηρεσιών. Η αύξηση των εισαγωγών αντιστάθμισε σε μέγεθος τη θετική συμβολή των επενδύσεων στην ανάκαμψη και επιδείνωσε το έλλειμμα του εξωτερικού ισοζυγίου σε εθνολογιστικούς όρους.

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	180.393	-7,2%	163.441	-7,0%	20.240	-21,0%	48.968	2,0%	52.861	-5,8%
2013	175.948	-2,5%	156.885	-4,0%	19.587	-3,2%	49.843	1,8%	50.621	-4,2%
2014	176.974	0,6%	156.641	-0,2%	20.440	4,4%	53.954	8,2%	54.045	6,8%
2015	176.411	-0,3%	156.715	-0,0%	21.401	4,7%	56.661	5,0%	58.297	7,9%
2016	175.567	-0,5%	156.087	-0,4%	22.799	6,5%	56.426	-0,4%	59.964	2,9%
2017	177.427	1,1%	158.888	1,8%	21.659	-5,0%	61.229	8,5%	64.533	7,6%
α' 2018	44.873	1,8%	40.344	2,5%	5.145	-11,5%	16.095	8,5%	16.489	4,7%
β' 2018	45.029	1,7%	39.699	0,1%	6.203	16,5%	16.955	7,9%	17.203	8,4%
γ' 2018	44.980	0,5%	39.847	0,1%	5.492	-0,6%	16.855	6,7%	17.772	8,8%
δ' 2018	45.273	2,1%	39.840	-0,5%	6.491	29,8%	16.906	13,6%	17.692	6,6%
2018	180.155	1,5%	159.730	0,5%	23.331	7,7%	66.812	9,1%	69.156	7,2%
α' 2019	45.642	1,7%	40.436	0,2%	6.045	17,5%	16.904	5,0%	17.735	7,6%
β' 2019	46.115	2,4%	40.828	2,8%	5.520	-11,0%	17.907	5,6%	17.695	2,9%
γ' 2019	45.932	2,1%	40.124	0,7%	5.064	-7,8%	18.303	8,6%	18.144	2,1%
δ' 2019	45.807	1,2%	40.916	2,7%	5.735	-11,6%	16.962	0,3%	17.596	-0,5%
2019	183.497	1,9%	162.304	1,6%	22.364	-4,1%	70.076	4,9%	71.169	2,9%
α' 2020	44.918	-1,6%	40.528	0,2%	6.328	4,7%	16.705	-1,2%	18.142	2,3%
β' 2020	38.920	-15,6%	36.173	-11,4%	5.514	-0,1%	11.973	-33,1%	14.909	-15,7%
γ' 2020	40.997	-10,7%	38.781	-3,3%	7.149	41,2%	11.496	-37,2%	16.658	-8,2%
δ' 2020	42.682	-6,8%	38.362	-6,2%	5.859	-2,2%	14.822	-12,6%	16.101	-8,5%
2020	167.517	-8,7%	153.844	-5,2%	24.850	11,1%	54.996	-21,5%	65.812	-7,5%
α' 2021	43.989	-2,1%	38.694	-4,5%	6.972	10,2%	16.590	-0,7%	17.292	-4,7%
β' 2021	44.571	14,5%	40.186	11,1%	7.556	37,0%	15.414	28,7%	18.728	25,6%
γ' 2021	46.169	12,6%	40.990	5,7%	7.587	6,1%	17.570	52,8%	20.327	22,0%
δ' 2021	46.436	8,8%	41.799	9,0%	8.015	36,8%	18.678	26,0%	21.303	32,3%
2021	181.164	8,1%	161.669	5,1%	30.130	21,2%	68.252	24,1%	77.650	18,0%
α' 2022	47.447	7,9%	42.739	10,5%	8.390	20,3%	18.252	10,0%	20.307	17,4%
β' 2022	47.726	7,1%	42.726	6,3%	8.321	10,1%	18.318	18,8%	21.438	14,5%
γ' 2022	47.469	2,8%	42.471	3,6%	8.523	12,3%	17.721	0,9%	21.380	5,2%

Πηγές: Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί, ΕΛΣΤΑΤ, Δεκέμβριος 2022

Μεσομακροπρόθεσμες Προοπτικές

Σχετικά με την κατανάλωση, ο πλέον περιοριστικός παράγοντας των καταναλωτικών δαπανών είναι ο υψηλός, αν και με πτωτική τάση, πληθωρισμός, η σωρευτική επίδραση του οποίου άρχισε να γίνεται περισσότερο εμφανής από τα τελευταία τρίμηνα του προηγούμενου έτους. Ο πλήρης αντίκτυπος του υψηλού πληθωρισμού και η συνακόλουθη συμπίεση των πραγματικών εισοδημάτων αναμένεται να ενταθεί κατά το τρέχον έτος.

Στη σταδιακή επιβράδυνση της μεταπανδημικής, εκρηκτικής στην αρχή, διάθεσης για κατανάλωση επιδρά και η εξάντληση των αποταμιεύσεων που συσσωρεύτηκαν κατά τη διάρκεια της πανδημίας, καθώς και το υψηλό κόστος του νέου και εξυπηρέτησης του υφιστάμενου δανεισμού. Η αναμενόμενη διατήρηση των επιτοκίων σε υψηλά επίπεδα από την ΕΚΤ σε όλο το τρέχον έτος, σε συνδυασμό με τη σταδιακή αποκλιμάκωση του πληθωρισμού, δύναται να αυξήσουν τα πραγματικά επιτόκια.

Ανασταλτικά στην επιβράδυνση της κατανάλωσης αναμένεται να λειτουργήσει η τόνωση της απασχόλησης, λόγω της ενίσχυσης της επενδυτικής δραστηριότητας μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης και των προγραμματισμένων διορισμών στο δημόσιο τομέα, καθώς και η εξαγγελθείσα αύξηση του κατώτατου μισθού. Τα διαθέσιμα εισοδήματα των νοικοκυριών αναμένεται να στηρίξουν και οι επεκτατικές πολιτικές της ελληνικής κυβέρνησης, ιδιαίτερα η μείωση ορισμένων φορολογικών συντελεστών, οι επιδοτήσεις και η αύξηση δημοσίων δαπανών στο τέλος του εκλογικού κύκλου.

Ως προς τις δαπάνες του Δημοσίου, η δημόσια κατανάλωση αναμένεται να μειωθεί το 2023, λόγω της σταδιακής εξάλειψης των ενεργειακών μέτρων στήριξης, που εφαρμόστηκαν κατά το προηγούμενο έτος, καθώς και του στόχου επίτευξης δημοσιονομικού πλεονάσματος στο τρέχον έτος. Ωστόσο, η ενίσχυση της απασχόλησης στο δημόσιο τομέα και η διατήρηση κάποιων παρεμβάσεων λόγω του πληθωρισμού, ίσως διατηρήσουν το ύψος των καταναλωτικών δαπανών του δημοσίου. Τις καταναλωτικές δαπάνες του 2023 ενδέχεται να επηρεάσει αυξητικά ο εκλογικός κύκλος.

Για το 2022, η ετήσια μεταβολή της ιδιωτικής και της δημόσιας κατανάλωσης εκτιμάται στο 7,7% και -1,1% αντιστοίχως, με τη συνολική κατανάλωση να διαμορφώνεται στο 5,5%. Ισχυρή επιβράδυνση της κατανάλωσης, λόγω και της επίδρασης της υψηλότερης βάσης σύγκρισης, στο 0,3% το 2023, με την ιδιωτική κατανάλωση να διευρύνεται μόλις κατά 0,8%, ενώ η δημόσια κατανάλωση να μειώνεται κατά -2,0%.

Την ανοδική τους πορεία αναμένεται να διατηρήσουν οι επενδύσεις και το 2023, με τους πόρους του Ταμείου Ανάκαμψης να συμβάλλουν στην ευρύτερη ενδυνάμωση της εξωστρέφειας και της ανταγωνιστικότητας των ελληνικών επιχειρήσεων.

Συμπληρωματικά στην τόνωση των επενδύσεων θα λειτουργήσουν και τα εγχώρια δημοσιονομικά μέτρα στήριξης (επιδοτήσεις ρεύματος, μείωση φορολογικών συντελεστών) των επιχειρήσεων.

Από την άλλη πλευρά, όπως για την κατανάλωση, έτσι και για τις επενδύσεις, η διατήρηση της αβεβαιότητας και του υψηλού πληθωρισμού είναι οι κύριοι παράγοντες που μειώνουν τη δυναμική κατά το τρέχον έτος. Το διευρυμένο κόστος παραγωγής, λόγω των υψηλών τιμών των ενεργειακών και άλλων ενδιάμεσων αγαθών, καθώς και η προγραμματισμένη αύξηση των ονομαστικών μισθών, σε συνδυασμό με το υψηλότερο κόστος δανεισμού από το τραπεζικό σύστημα, προβλέπεται να συμπίεσουν σημαντικά τα κέρδη των επιχειρήσεων, μειώνοντας τους διαθέσιμους επενδυτικούς πόρους. Το κόστος δανεισμού των επιχειρήσεων αναμένεται να μετριαστεί ωστόσο με τη χορήγηση επενδυτικής βαθμίδας στην ελληνική οικονομία και τη διεύρυνση της επενδυτικής βάσης των εταιρικών ομολόγων.

Για το 2022, η ετήσια μεταβολή των επενδύσεων εκτιμάται στο 12,1%. Για το 2023, οι επενδύσεις αναμένεται να αποτελέσουν το βασικό μοχλό ανάπτυξης, μετά την προβλεπόμενη επιβράδυνση της ιδιωτικής κατανάλωσης και των εξαγωγών, με την ετήσια μεταβολή τους να εκτιμάται στο 8,5%.

Όσον αφορά τις εξαγωγές υπηρεσιών, η ισχυρή ανοδική τους πορεία ανακόπηκε ήδη από το γ' τρίμηνο του 2022, λόγω της μείωσης της οικονομικής δραστηριότητας στην ευρωζώνη και της επίδρασης της υψηλότερης βάσης σύγκρισης. Επίσης, οι εξαγωγές αγαθών, αν και η συνεισφορά τους είναι μικρή στην συνολική αύξηση των εξαγωγών, μειώθηκαν ετησίως οριακά κατά -0,3% στο γ' τρίμηνο του 2022 (για πρώτη φορά μετά το β' τρίμηνο του 2020), και ενδέχεται να περιοριστούν περαιτέρω από την αποδυνάμωση της παραγωγής των εγχώριων επιχειρήσεων, λόγω αύξησης του κόστους παραγωγής. Από την άλλη πλευρά, η υποτίμηση του ευρώ έναντι του δολαρίου λειτούργησε ενθαρρυντικά για τις εξαγωγές εκτός ΕΕ.

Ο ρυθμός αύξησης των εισαγωγών, όπως και των εξαγωγών, αναμένεται να επιβραδυνθεί σημαντικά λόγω του δυσμενέστερου μακροοικονομικού κλίματος. Ανασταλτικά στη μείωση των εισαγωγών λειτουργεί η εξάρτηση της εγχώριας παραγωγής από ενεργειακά και ενδιάμεσα εισαγόμενα αγαθά, καθώς και η στενή σχέση τους με την ανθεκτική εγχώρια κατανάλωση.

Λαμβάνοντας υπόψιν τις παραδοχές για το ρυθμό ανάπτυξης της ευρωζώνης, των τιμών των ενεργειακών και ενδιάμεσων αγαθών και συνεκτιμώντας το γενικό κλίμα αβεβαιότητας, το IOBE, στην τελευταία Έκθεσή του με τίτλο: «Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση – 4ο Τρίμηνο 2022», εκτιμά πως ο ετήσιος ρυθμός αύξησης των εξαγωγών θα διαμορφωθεί στο 5,8% το 2022 και στο 2,1% το 2023, ενώ ο αντίστοιχος των εισαγωγών θα διαμορφωθεί στο 9,1% το

2022 και στο 2,7% το 2023, με την επιδείνωση του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών να αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους κινδύνους για την εγχώρια οικονομία. Επίσης, το ΙΟΒΕ αναθεωρεί προς τα κάτω την ανάκαμψη σε 5,2% για το 2022, ενώ εκτιμά μια σαφώς βραδύτερη ανάπτυξη κατά

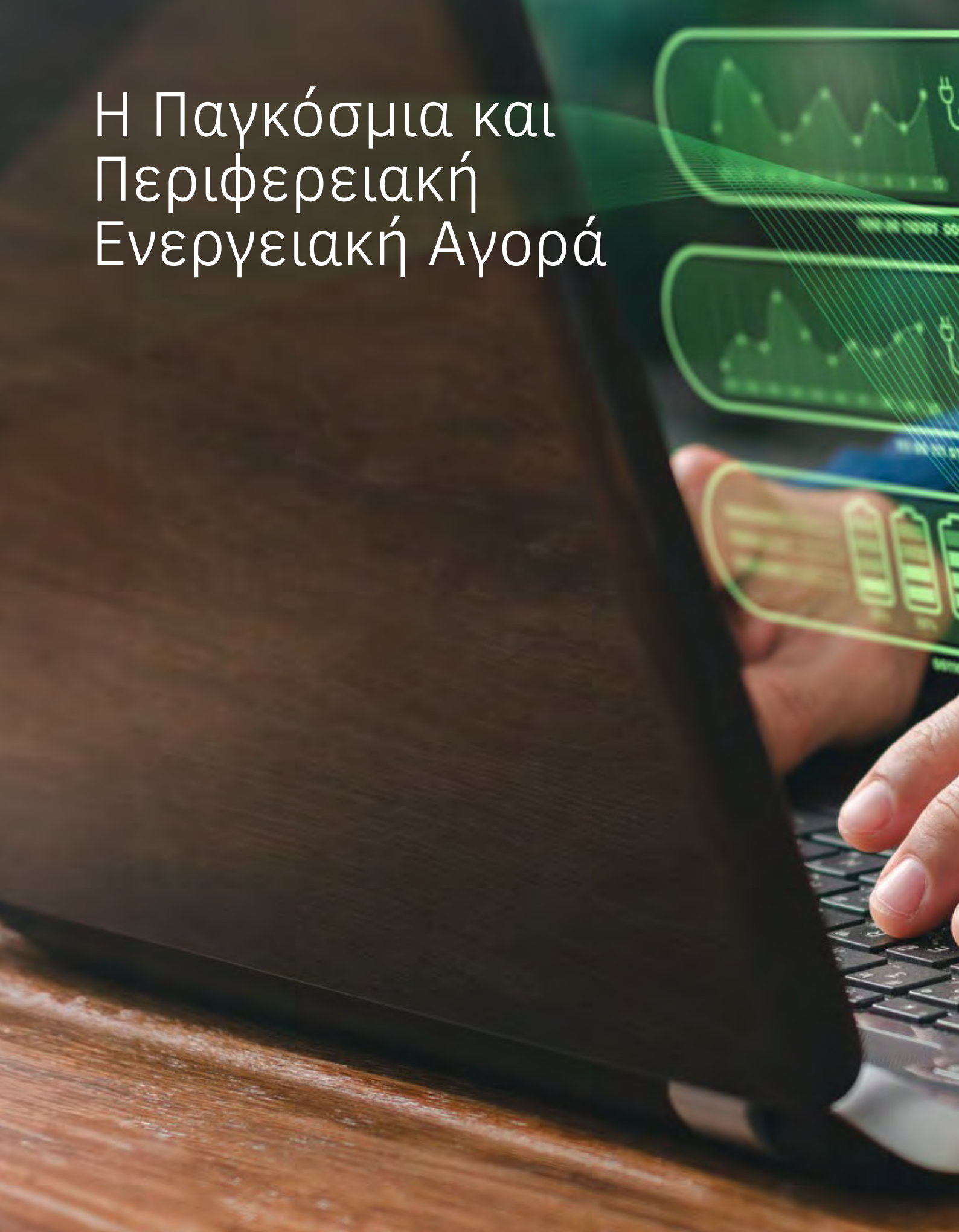
1,4% το 2023 με αρνητική προοπτική, λόγω των προαναφερθέντων κινδύνων, με κυριότερους την επιβράδυνση της παγκόσμιας οικονομίας και τη διατήρηση του πληθωρισμού και της αβεβαιότητας, συσυπολογίζοντας την επίδραση της υψηλότερης βάσης του 2022.

Πίνακας 3: Σύγκριση Προβλέψεων για Επιλεγμένους Οικονομικούς Δείκτες για τα Έτη 2022-2023 (σε Σταθερές Αγοραίες Τιμές, Ετήσιες % Μεταβολές)

	ΥΠΟΙΚ		ΕΕ		ΙΟΒΕ		ΔΝΤ		ΟΟΣΑ	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023
ΑΕΠ	5,6%	1,8%	6,0%*	1,0%*	5,2%	1,4%	5,2%*	1,8%*	5,1%*	1,1%*
Κατανάλωση	:	:	:	:	5,5%	0,3%	:	:	:	:
Ιδιωτική Κατανάλωση	7,2%	1,0%	5,8%	1,0%	7,7%	0,8%	0,3%	1,1%	8,0%*	0,5%*
Δημόσια Κατανάλωση	0,2%	-1,5%	0,6%	-3,7%	-1,1%	-0,2%	1,8%	-3,1%	1,9%	1,6%
Ακαθ. Επενδ.										
Παγίου Κεφαλαίου	10,0%	15,5%	11,5%	6,3%	8,5%	7,4%	10,6%	10,5%	8,5%*	2,5%*
Εξαγωγές	9,7%	1,0%	12,7%	3,9%	5,8%	2,1%	5,9%	5,7%	5,1%*	-0,5%*
Εισαγωγές	10,1%	2,6%	9,9%	3,1%	9,1%	2,7%	1,5%	2,5%	9,3%	2,4%
ΕνΔΤΚ (%)	9,7%	5%	10,0%	6,0%	9,6%	4,0%	9,2%*	3,2%*	9,5%*	3,7%*
Ανεργία										
(% εργατικού δυναμικού)	12,7%	12,6%	12,6%	12,6%	12,3%	11,5%	12,6%*	12,2%*	12,6%	11,8%
Πρωτογενές										
Ισοζύγιο Γενικής Κυβέρνησης (% ΑΕΠ)	-1,6%	0,7%	-1,6%	1,1%	:	:	-4,5%	-1,9%	-1,6%*	0,5%*
Ισοζύγιο										
Τρεχουσών Συναλλαγών (% ΑΕΠ)	:	:	-8,6%	-8,6%	:	:	-6,7%*	-6,3%*	-7,1%*	-8,9%*

Πηγές: Προσχέδιο Κρατικού Προϋπολογισμού, Υπουργείο Οικονομικών, Νοέμβριος 2022 - European Economic Forecast, autumn 2022, Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Νοέμβριος 2022 - Η Ελληνική Οικονομία 04/22. ΙΟΒΕ, Ιανουάριος 2022 - IMF Country Report No. 22/173, ΔΝΤ, Ιούνιος 2022, *World Economic Outlook, Οκτώβριος 2022 - Economic Outlook 112, ΟΟΣΑ, Νοέμβριος 2022, *Αναθεώρηση, Ιανουάριος 2023

Η Παγκόσμια και Περιφερειακή Ενεργειακή Αγορά





3.1 Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά

Το 2020, ενώ οι διεθνείς οικονομίες υποχώρησαν σημαντικά κάτω από το βάρος των lockdown λόγω της πανδημίας Covid-19, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) όπως η αιολική, η ηλιακή φωτοβολταϊκή, η γεωθερμία και η βιομάζα συνέχισαν να αναπτύσσονται γρήγορα και τα ηλεκτρικά οχήματα σημείωσαν ρεκόρ πωλήσεων. Το 2021 και το 2022 συνεχίστηκε η αναπτυσσόμενη πορεία των ΑΠΕ, σημειώνοντας ρεκόρ εγκατεστημένης ισχύος. Η νέα ενεργειακή οικονομία πρόκειται να είναι πιο ηλεκτρισμένη, αποδοτική, διασυνδεδεμένη και καθαρή στο άμεσο μέλλον. Στις περισσότερες αγορές, τα ηλιακά φωτοβολταϊκά ή αιολικά αντιπροσωπεύουν πλέον τη φθηνότερη διαθέσιμη πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο τομέας των καθαρών τεχνολογιών γίνεται ένα σημαντικό πεδίο για επενδύσεις και απασχόληση – και ένα δυναμικό πεδίο για διεθνή συνεργασία και ανταγωνισμό.

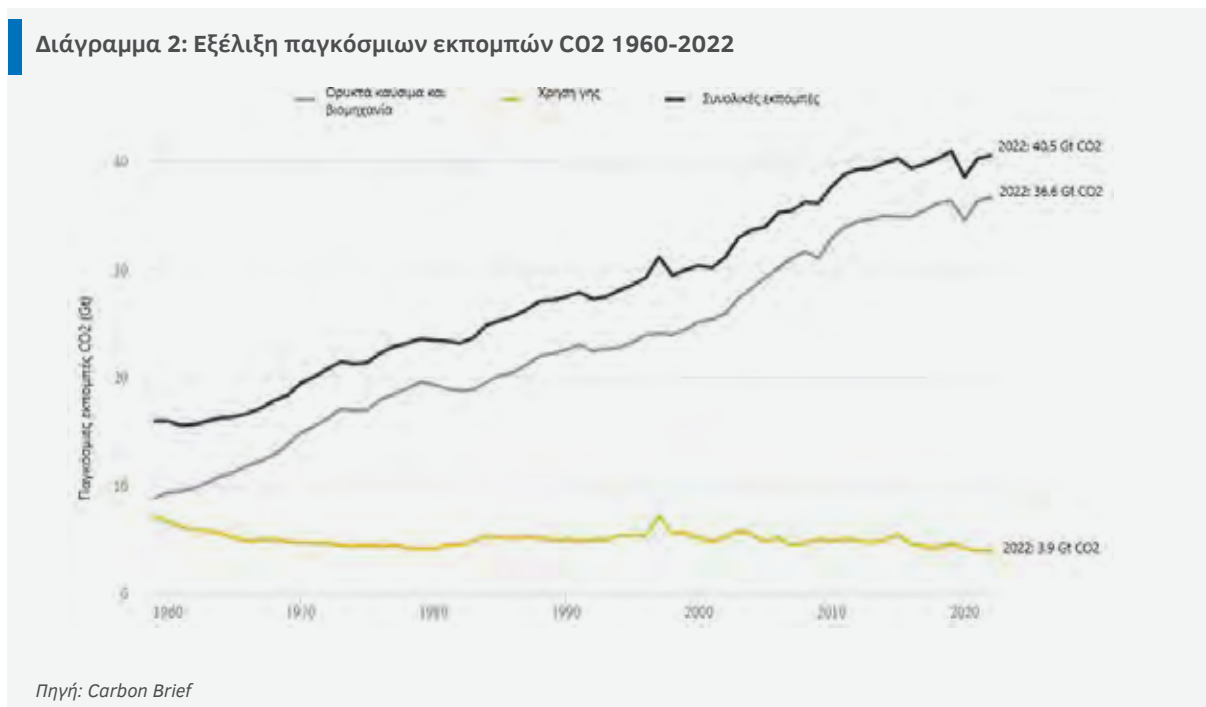
Η ανάκαμψη από την πανδημία του Covid-19 βρίσκεται ακόμη σε εξέλιξη, αλλά είναι άνιση, και επιρρεπής σε συνεχείς ανατροπές, όπως λ.χ. συμβαίνει σήμερα στην Κίνα. Οι οικονομικές επιπτώσεις φαίνεται να έχουν ενταθεί στις περισσότερες χώρες στα τέλη του 2020 ή στις αρχές του 2021. Χώρες με δημοσιονομικά μέσα και πρόσβαση σε εμβόλια είδαν ισχυρή ανάκαμψη, ωστόσο, πολλές αναδυόμενες αγορές και αναπτυσσόμενες οικονομίες αντιμετωπίζουν συνεχείς κινδύνους λόγω των χαμηλών ποσοστών εμβολιασμού και του αυξανόμενου χρέους.

Η ταχεία, αλλά άνιση οικονομική ανάκαμψη από την ύφεση που προκλήθηκε από τον Covid άσκησε μεγάλες πιέσεις σε μέρη του σημερινού ενεργειακού συστήματος, πυροδοτώντας απότομες αυξήσεις τιμών στις αγορές φυσικού αερίου, άνθρακα και ηλεκτρικής ενέργειας. Παρά την πρόοδο που σημειώθηκε από τις ΑΠΕ και την ηλεκτροκίνηση, το 2021 σημειώνεται μεγάλη ανάκαμψη στη χρήση άνθρακα και πετρελαίου κάτι που συνεχίστηκε όλο και το 2022. Σε μεγάλο βαθμό λόγω του γεγονότος αυτού, σημειώνεται η δεύτερη μεγαλύτερη ετήσια αύξηση εκπομπών CO2 στην ιστορία.

Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 2, οι εκπομπές CO2 από ορυκτά καύσιμα καταλαμβάνουν το μεγαλύτερο ποσοστό των συνολικών παγκόσμιων εκπομπών τα τελευταία χρόνια, αντιπροσωπεύοντας περίπου το 91% των εκπομπών το 2022 (έναντι 9% από τη χρήση γης). Αυτό αποτελεί μια μεγάλη αλλαγή από το πρώτο μισό του 20ου αιώνα, όταν οι εκπομπές χρήσης γης ήταν περίπου ίδιες με τις εκπομπές ορυκτών καυσίμων [3].

Οι δημόσιες δαπάνες μέσω πακέτων οικονομικής ανάκαμψης για βιώσιμη ενέργεια κινητοποίησαν μόνο το ένα τρίτο των επενδύσεων που απαιτούνται για να δοθεί ώθηση στον ενεργειακό τομέα, με το μεγαλύτερο έλλειμμα στις αναπτυσσόμενες οικονομίες που συνεχίζουν να αντιμετωπίζουν κρίση δημόσιας υγείας.

Διάγραμμα 2: Εξέλιξη παγκόσμιων εκπομπών CO2 1960-2022



Πηγή: Carbon Brief

Οι μελέτες του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA) με τίτλο: «World Energy Outlook 2021 και World Energy Outlook 2022» [4] είναι ιδιαίτερα σημαντικές καθώς αποτελούν βασικό εργαλείο για τις παγκόσμιες ενεργειακές εξελίξεις. Η μελέτη του 2022 επισημαίνει πως η ενεργειακή κρίση του 2022 είναι διαφορετική από αυτές που συνέβησαν στο παρελθόν, αναφερόμενη κυρίως στην πετρελαϊκή κρίση του 1970, καθώς η σημερινή κρίση έχει πολλαπλές διαστάσεις: φυσικό αέριο, αλλά και πετρέλαιο, άνθρακα, ηλεκτρική ενέργεια, επισιτιστική ασφάλεια και κλίμα. Αυτό που απαιτείται δεν είναι απλώς η διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών αλλά η αλλαγή της φύσης του ίδιου του ενεργειακού συστήματος, διατηρώντας προσιτή και ασφαλή την παροχή ενεργειακών υπηρεσιών. Συγκεκριμένα, η Παγκόσμια Ενεργειακή Επισκόπηση 2022 (World Energy Outlook 2022) 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. Κάθε σενάριο βασίζεται σε διαφορετικό όραμα του τρόπου με τον οποίο οι ιθύνοντες διαμόρφωσης πολιτικής μπορούν να ανταποκριθούν στη σημερινή κρίση, με το καθένα να ανταποκρίνεται στις τρέχουσες προκλήσεις για την ενεργειακή ασφάλεια και το κλίμα με διαφορετικούς τρόπους και σε διαφορετικό βαθμό:

1. Σενάριο καθαρών μηδενικών εκπομπών ως το 2050 (Net Zero Emissions by 2050 Scenario – NZE): χαρτογραφεί τον τρόπο επίτευξης σταθεροποίησης της παγκόσμιας μέσης θερμοκρασίας στον 1.5 βαθμό Κελσίου και ικανοποίησης των ενεργειακών

στόχων που περιλαμβάνονται στους Στόχους Βιώσιμης Ανάπτυξης του ΟΗΕ. Ουσιαστικά χαράσσει τον δρόμο για να πετύχει ο παγκόσμιος ενεργειακός τομέας καθαρές μηδενικές εκπομπές CO2 έως το 2050.

2. Σενάριο ανακοινωθέντων δεσμεύσεων (Announced Pledges Scenario - APS): το οποίο εξετάζει που μπορεί να φτάσει ο ενεργειακός τομέας εάν όλες οι δεσμεύσεις που έχουν ανακοινωθεί για την ενέργεια και το κλίμα, συμπεριλαμβανομένου και της ενεργειακής πρόσβασης, υλοποιηθούν πλήρως και έγκαιρα.

3. Σενάριο δεδηλωμένων πολιτικών (Stated Policies Scenario – STEPS): το οποίο δεν εξετάζει τις δεσμεύσεις που έχουν ανακοινώσει οι κυβερνήσεις ότι θέλουν να επιτύχουν, αλλά τί κάνουν στην πραγματικότητα για να πετύχουν τους στόχους τους και αξιολογεί πού θα οδηγήσει αυτό τον ενεργειακό τομέα. Ουσιαστικά χαρτογραφεί τις τρέχουσες πολιτικές ρυθμίσεις, βασιζόμενο σε μια λεπτομερή αξιολόγηση των πολιτικών που υπάρχουν ή αναπτύσσονται ανά τομέα από τις διάφορες κυβερνήσεις.

Στο σενάριο STEPS, η συνολική προσφορά ενέργειας αυξάνεται με ΜΕΡΜ 1,3% από το 2021 έως το 2030, φτάνοντας στα 673 exajoules (EJ), ενώ οι ανακοινωθείσες δεσμεύσεις (APS) περιορίζουν τον ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης σε 0,7% (636 EJ το 2030). Και τα δύο σενάρια έρχονται σε αντίθεση με το σενάριο NZE όπου η ζήτηση μειώνεται κατά μέσο όρο -0,5% ετησίως στα 524 EJ έως το 2030.

Πίνακας 3: Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2010-2050

	Stated Policies Scenario (EJ)						Shares (%)			CAAGR (%) 2021 to:	
	2010	2020	2021	2030	2040	2050	2021	2030	2050	2030	2050
Total energy supply	542	592	624	673	708	740	100	100	100	0.8	0.6
Renewables	45	69	74	116	169	215	12	17	29	5.2	3.8
Solar	1	5	5	18	36	52	1	3	7	14	8.1
Wind	1	6	7	17	29	38	1	2	5	11	6.2
Hydro	12	16	16	18	21	25	2	3	3	1.8	1.6
Modern solid bioenergy	24	33	36	46	54	62	6	7	8	3.0	1.9
Modern liquid bioenergy	2	4	4	7	9	11	1	1	1	5.2	3.2
Modern gaseous bioenergy	1	1	1	3	5	9	0	0	1	8.1	7.0
Other renewables	3	4	5	8	14	19	1	1	3	6.4	4.9
Traditional use of biomass	25	24	24	20	19	18	4	3	2	-2.3	-1.1
Nuclear	30	29	30	37	43	46	5	5	6	2.1	1.5
Unabated natural gas	115	139	146	150	147	147	23	22	20	0.3	0.0
Natural gas with CCUS	0	0	0	1	2	3	0	0	0	8.1	6.5
Oil	173	172	183	197	198	197	29	29	27	0.8	0.2
<i>of which non-energy use</i>	25	29	31	37	41	42	5	6	6	2.1	1.0
Unabated coal	153	157	165	151	128	111	26	22	15	-1.0	-1.4
Coal with CCUS	-	0	0	0	1	1	0	0	0	33	17

Πηγή: IEA

Πίνακας 3: Παγκόσμια Προμήθεια Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Μτοε), 2010-2050

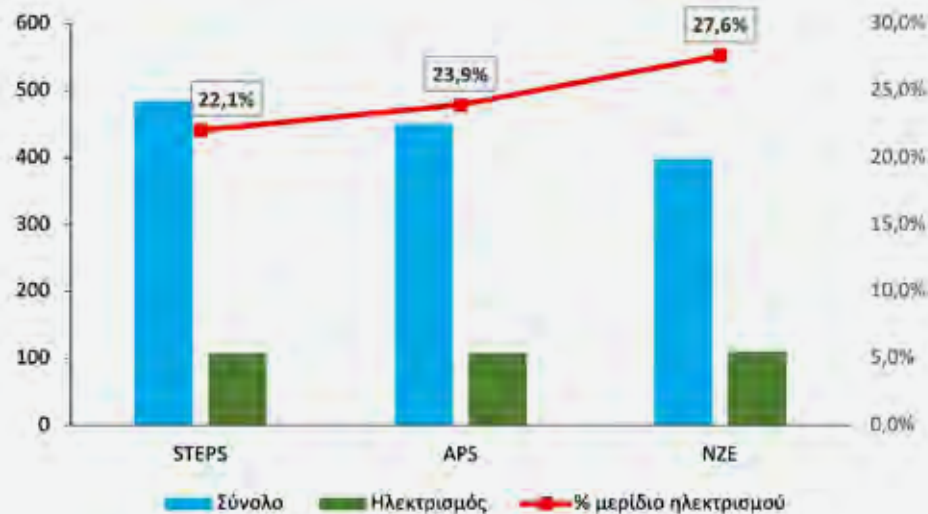
	Announced Pledges Scenario (EJ)						Shares (%)			CAAGR (%) 2021 to:	
	2010	2020	2021	2030	2040	2050	2021	2030	2050	2030	2050
Total energy supply	542	592	624	636	626	629	100	100	100	0.2	0.0
Renewables	45	69	74	141	239	319	12	22	51	7.5	5.2
Solar	1	5	5	23	56	89	1	4	14	17	10
Wind	1	6	7	21	44	63	1	3	10	13	8.0
Hydro	12	16	16	19	23	27	2	3	4	2.1	1.9
Modern solid bioenergy	24	33	36	53	70	81	6	8	13	4.6	2.9
Modern liquid bioenergy	2	4	4	11	18	19	1	2	3	11	5.3
Modern gaseous bioenergy	1	1	1	4	8	12	0	1	2	15	8.2
Other renewables	3	4	5	10	20	28	1	2	4	9.2	6.4
Traditional use of biomass	25	24	24	9	7	6	4	1	1	-10	-4.8
Nuclear	30	29	30	39	49	56	5	6	9	2.8	2.1
Unabated natural gas	115	139	146	130	99	77	23	20	12	-1.3	-2.2
Natural gas with CCUS	0	0	0	4	10	15	0	1	2	27	13
Oil	173	172	183	179	139	108	29	28	17	-0.3	-1.8
<i>of which non-energy use</i>	25	29	31	36	36	35	5	6	6	1.7	0.4
Unabated coal	153	157	165	132	73	33	26	21	5	-2.5	-5.4
Coal with CCUS	-	0	0	1	9	15	0	0	2	64	29

	Net Zero Emissions by 2050 Scenario (EJ)						Shares (%)			CAAGR (%) 2021 to:	
	2010	2020	2021	2030	2040	2050	2021	2030	2050	2030	2050
Total energy supply	542	592	624	561	524	532	100	100	100	-1.2	-0.5
Renewables	45	69	74	172	307	373	12	31	70	9.9	5.8
Solar	1	5	5	34	87	124	1	6	23	23	11
Wind	1	6	7	28	67	85	1	5	16	17	9.1
Hydro	12	16	16	21	27	30	2	4	6	3.2	2.3
Modern solid bioenergy	24	33	36	58	73	74	6	10	14	5.5	2.6
Modern liquid bioenergy	2	4	4	12	14	12	1	2	2	12	3.6
Modern gaseous bioenergy	1	1	1	7	12	15	0	1	3	21	8.8
Other renewables	3	4	5	13	26	34	1	2	6	12	7.1
Traditional use of biomass	25	24	24	-	-	-	4	-	-	n.a.	n.a.
Nuclear	30	29	30	43	59	63	5	8	12	3.8	2.6
Unabated natural gas	115	139	146	105	34	14	23	19	3	-3.6	-7.8
Natural gas with CCUS	0	0	0	8	21	27	0	1	5	38	15
Oil	173	172	183	143	76	40	29	26	7	-2.7	-5.1
<i>of which non-energy use</i>	25	29	31	34	32	29	5	6	5	1.1	-0.2
Unabated coal	153	157	165	86	15	2	26	15	0	-7.1	-14
Coal with CCUS	-	0	0	3	13	14	0	1	3	91	29

Πηγή: IEA

Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως έχει αυξηθεί σταθερά τις τελευταίες δεκαετίες και ανέρχεται στο 19,8% το 2021. Ως το 2030 το μερίδιο του ηλεκτρισμού αυξάνεται περίπου στο 30% στο NZE σενάριο (Διάγραμμα 3).

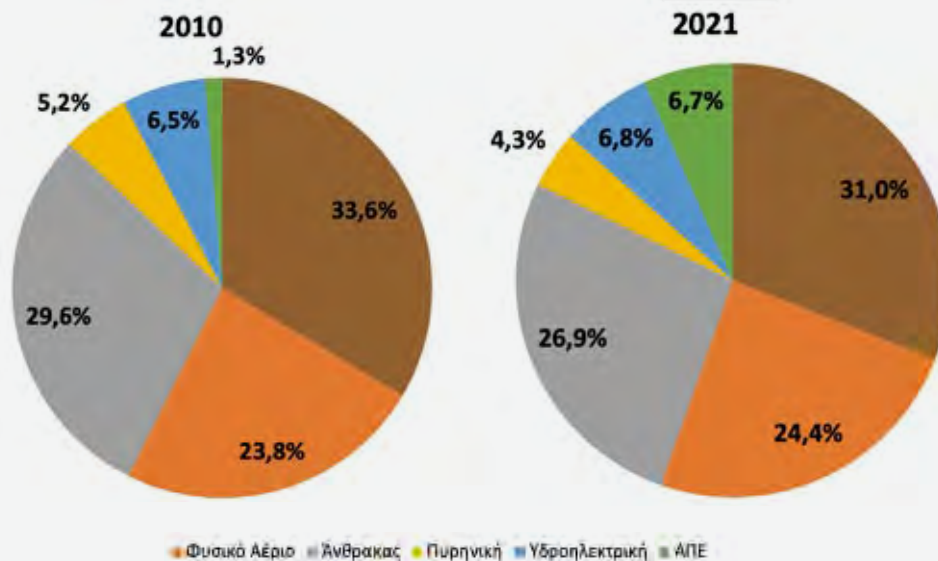
Διάγραμμα 3: Μερίδιο ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως το 2030 ανά σενάριο (EJ)



Πηγή: IEA

Μια άλλη σημαντική Έκθεση για την παγκόσμια ενεργειακή κατάσταση είναι αυτή της BP, το “BP Statistical Review of World Energy 2022/71st Edition” [5]. Σύμφωνα με τη Μελέτη αυτή, το πετρέλαιο αποτέλεσε τη βασική ενεργειακή πηγή του πλανήτη το 2021, ακολουθούμενη από τον άνθρακα και το φυσικό αέριο τα οποία κάλυψαν το 82% της χρήσης πρωτογενούς ενέργειας (Διάγραμμα 4). Να σημειωθεί ότι κατά τη διάρκεια της πανδημίας COVID-19 η κατανάλωση του πετρελαίου εμφάνισε τη μεγαλύτερη μείωση, αποδιδόμενη κυρίως στον περιορισμό των μεταφορών. Το μερίδιο των ΑΠΕ στην συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας, αν και βαίνει αυξανόμενο από το 2010 (1,3%) στο 2021 (6,7%), ωστόσο παραμένει σε χαμηλά επίπεδα.

Διάγραμμα 4: Παγκόσμια Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2010 & 2021



Πηγή: BP

Επιπλέον, σύμφωνα με τη μελέτη του IEA “Electricity Market Report – January 2022” [6], μετά από μικρή πτώση το 2020, η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 6% το 2021. Ήταν η μεγαλύτερη ποτέ ετήσια αύξηση σε απόλυτες τιμές (πάνω από 1500 TWh) και η μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση από το 2010 μετά την οικονομική κρίση. Περίπου το ήμισυ της παγκόσμιας ανάπτυξης σημειώθηκε στην Κίνα, όπου η ζήτηση αυξήθηκε περίπου κατά 10%. Παγκοσμίως η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ενισχύθηκε από την ταχεία οικονομική ανάκαμψη, σε συνδυασμό με πιο ακραίες καιρικές συνθήκες από ό,τι το 2020, συμπεριλαμβανομένου ενός πιο κρύου χειμώνα. Ο βιομηχανικός τομέας συνέβαλε σημαντικά στην αύξηση της ζήτησης, ακολουθούμενος από την εμπορικό και τον τομέα των υπηρεσιών, με επακόλουθο τον οικιακό τομέα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύση άνθρακα έφτασε στο αποκορύφωμα όλων των ετών το 2021, αυξανόμενη κατά 9%, που αποτέλεσε τον ταχύτερο ρυθμό ανάπτυξης από το 2011, λόγω της υψηλής ζήτησης και της ανταγωνιστικότητας του κόστους άνθρακα σε ορισμένες αγορές σε σύγκριση με το φυσικό αέριο. Οι ΑΠΕ αναπτύχθηκαν έντονα, κατά 6%, παρά τον περιορισμό του ρυθμού ανάπτυξης λόγω των δυσμενών καιρικών συνθηκών (ιδίως για την υδροηλεκτρική ενέργεια). Η παραγωγή φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 2%, ενώ η πυρηνική κατά 3,5% αγγίζοντας σχεδόν τα επίπεδα του 2019. Συνολικά, οι εκπομπές CO₂ από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκαν σχεδόν κατά 7%, φτάνοντάς σε ιστορικό υψηλό.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών άνθρακα αυξήθηκε κατά 5,5% (555 TWh) το 2021, με το 83% αυτού να οφείλεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

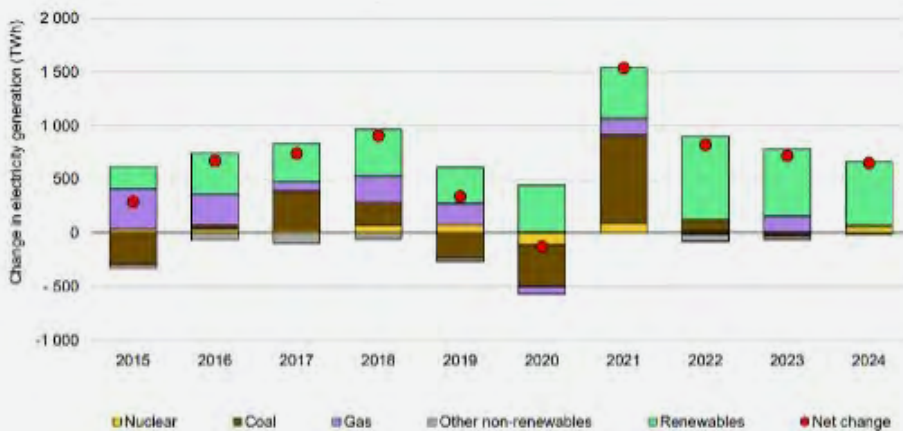
Παρά τις δυσμενείς καιρικές συνθήκες, η απόλυτη αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές το 2021 ήταν η υψηλότερη από ποτέ σε απόλυτες τιμές (αύξηση 6%). Η χρήση πυρηνικής ενέργειας για παραγωγή ηλεκτρισμού παρουσίασε αύξηση κατά περίπου 3,5% για να φτάσει σχεδόν στο επίπεδο του 2019.

Η αύξηση της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί παράλληλη αύξηση του μεριδίου της στις επενδύσεις που σχετίζονται με την ενέργεια. Από το 2016, οι παγκόσμιες επενδύσεις στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν σταθερά υψηλότερες από ό,τι στο πετρέλαιο και στο φυσικό αέριο. Στο ΝΖΕ σενάριο, οι επενδύσεις στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στις υποδομές είναι έξι φορές υψηλότερες από ό,τι στο πετρέλαιο και στο φυσικό αέριο έως το 2030.

Το 2021, οι ΑΠΕ σημείωσαν εντυπωσιακή πρόοδο στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Την τελευταία δεκαετία, η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξήθηκε κατά 130%, ενώ οι μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξήθηκαν μόνο κατά 24% (Διάγραμμα 5). Το 2021 το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έφτασε τα 3065 GW, παράγοντας περίπου 8000 TWh ηλεκτρικής ενέργειας. Για να ικανοποιηθεί το Σενάριο 1,5°C του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA), η εγκατεστημένη ισχύς θα πρέπει να υπερτριπλασιαστεί έως το 2030 [7].

Στο Διάγραμμα 6 απεικονίζεται η αναπτυσσόμενη πορεία των έργων ΑΠΕ παγκοσμίως όσον αφορά την εγκατεστημένη τους ισχύ, παρουσιάζοντας Μέσο Ετήσιο Ρυθμό Μεταβολής 2013 -2021 8,7% [8].

Διάγραμμα 5: Αλλαγή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως ανά τεχνολογία, 2015- 2024



Πηγή: IEA

Διάγραμμα 6: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ παγκοσμίως συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών



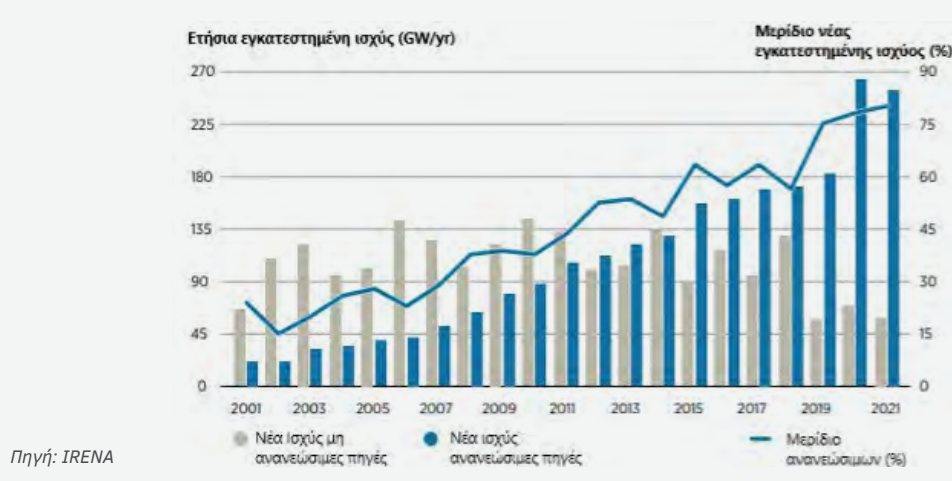
Μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ, τα ηλιακά φωτοβολταϊκά σημείωσαν τη μεγαλύτερη ανάπτυξη, καταγράφοντας είκοσι φορές μεγαλύτερη ανάπτυξη το 2021 σε σχέση με το 2010, ως αποτέλεσμα των μεγάλων μειώσεων κόστους λόγω της τεχνολογικής προόδου, των υψηλών ποσοστών εργασιακής εξειδίκευσης, της υποστήριξης και των καινοτόμων μοντέλων χρηματοδότησης. Μέχρι το τέλος του 2021, η αθροιστική εγκατεστημένη ισχύς των ηλιακών φωτοβολταϊκών έφτασε τα 843 GW παγκοσμίως, από τα οποία τα 133 GW τέθηκαν σε λειτουργία το 2021, με το 57% των εγκαταστάσεων να βρίσκονται στην Ασία [7]. Προκαταρκτικά νούμερα για το 2022 δείχνουν περαιτέρω αύξηση.

Η αιολική ενέργεια γνώρισε επίσης σημαντική ανάπτυξη και η ισχύς αιολικών εγκαταστάσεων αυξήθηκε πάνω από τέσσερις φορές μεταξύ 2010 και 2021. Το 2021, η αθροιστικά εγκατεστημένη ισχύς της χερσαίας αιολικής ενέργειας έφτασε περίπου τα 769 GW παγκοσμίως. Όπως και με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά, το 2021 η Ασία ήταν ηγέτης της αγοράς αιολικής ενέργειας με 358 GW αθροιστικά εγκατεστημένης ισχύος και με περισσότερο από το

48% των παγκόσμιων εγκαταστάσεων να βρίσκεται στα εδάφη της. Η αγορά των υπεράκτιων αιολικών παραμένει μικρή σε σύγκριση με τα χερσαία αιολικά, με 56 GW αθροιστικά εγκατεστημένη ισχύ έως το τέλος του 2021. Η Ασία και η Ευρώπη συνεισέφεραν εξίσου 50% (28 GW) σε αυτή τη συνολική δυναμικότητα.

Τα υδροηλεκτρικά έργα εξακολούθησαν να κατέχουν την πρωτιά ως ανανεώσιμη πηγή ενέργειας από άποψη εγκατεστημένης ισχύος. Το 2021, η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικών έργων (εξαιρουμένης της αντλησιοταμίευσης) έφτασε τα 1.230 GW, 40% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Άλλες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως η βιοενέργεια, η γεωθερμία, η ηλιακή θερμική και η κυματική ενέργεια αυξήθηκαν επίσης γρήγορα κατά την τελευταία δεκαετία, αν και από μια μικρή βάση. Η συνδυασμένη εγκατεστημένη ισχύς αυτών των τεχνολογιών έφτασε τα 166 GW το 2021, 86% των οποίων ήταν από βιοενέργεια [7].

Διάγραμμα 7: Μερίδιο νέας εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2001 - 2021



Επιπλέον, σύμφωνα με την Έκθεση του ΙΕΑ “Electricity Market Report – July 2022” [9], ενώ η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 6% το 2021, ωθούμενη από την ταχεία οικονομική ανάκαμψη καθώς οι περιορισμοί λόγω της πανδημίας χαλάρωσαν, το 2022 εκτιμάται επιβράδυνσή της κατά 2,4%.

Στην ενεργειακή πραγματικότητα που διαμορφώνεται υπό τις ρευστές συνθήκες του πολέμου στην Ουκρανία, η τεράστια ευκαιρία για καθαρές τεχνολογίες γίνεται ένας σημαντικός νέος τομέας για επενδύσεις και διεθνή ανταγωνισμό. Η μελέτη του ΙΕΑ εκτιμά ότι αν ο κόσμος οδεύσει προς μηδενικές εκπομπές έως το 2050, τότε η ετήσια ευκαιρία της αγοράς για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, ηλιακών Φ/Β πλαισίων, μπαταριών ιόντων λιθίου, συσκευών ηλεκτρολύσεως και κυψελών καυσίμου δεκαπλασιάζεται σε 1,2 τρισεκατομμύρια δολάρια έως το 2050, περίπου 3,5 φορές μεγαλύτερη από ό,τι στο STEPS σενάριο.

Παράλληλα οι παγκόσμιες αγορές πετρελαίου και φυσικού αερίου βρίσκονται σε συνεχείς διακυμάνσεις τα τελευταία δύο χρόνια. Στους πρώτους τέσσερις μήνες του 2020, καθώς η πανδημία COVID-19 έστειλε στο ναδίρ τη ζήτηση για καύσιμα στις μεταφορές, οι τιμές spot για το αργό πετρέλαιο Brent, μειώθηκαν από τα 70 δολάρια ανά βαρέλι σε λιγότερο από \$10/βαρέλι. Κατά τους επόμενους 18 μήνες, ωστόσο, οι τιμές του Brent ανέκαμψαν σταθερά, περνώντας τα 80 \$/βαρέλι έως τον Οκτώβριο του 2021 και οδήγησαν σε υψηλότερες τιμές καυσίμων για τους καταναλωτές, ενώ από τα τέλη του 2022 αυτές κινούνται στα 85 \$/βαρέλι αφού κορυφώθηκαν σε 125 \$/βαρέλι το Μάρτιο του 2022. Ως απάντηση σε αυτές τις υψηλότερες τιμές, οι Ηνωμένες Πολιτείες και πολλές άλλες χώρες αποδέσμευσαν αποθέματα από τα στρατηγικά τους

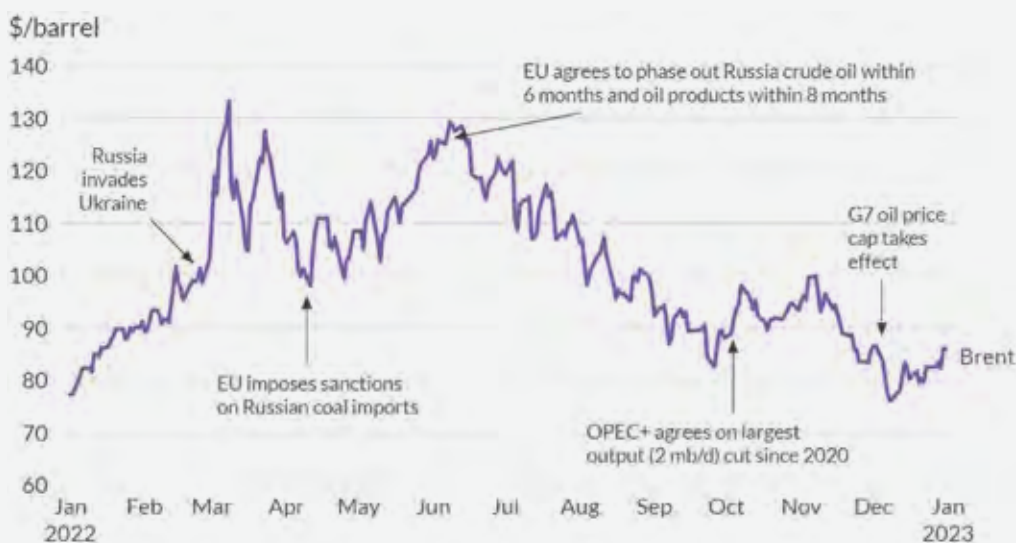
αποθέματα πετρελαίου. Κατόπιν, ο Παγκόσμιος Οργανισμός Υγείας χαρακτήρισε το στέλεχος Omicron του COVID-19 ως «παραλλαγή ανησυχίας», ανανεώνοντας τους φόβους για τη δημόσια υγεία και τις οικονομικές διαταραχές που οδήγησαν τις τιμές του πετρελαίου σε χαμηλότερα επίπεδα \$70/βαρέλι στα τέλη Νοεμβρίου και αρχές Δεκεμβρίου [10].

Από τότε, ωστόσο, οι αγορές πετρελαίου αντανakλούσαν αισιοδοξία για την παγκόσμια ανάκαμψη της οικονομίας και αύξηση της ζήτησης πετρελαίου, παρά την εξάπλωση του στελέχους Omicron. Μέχρι τις αρχές του 2022, οι τιμές είχαν και πάλι σκαρφalώσει πάνω από τα \$80/βαρέλι.

Ένας άλλος παράγοντας που οδηγεί τις οικονομικές και γεωπολιτικές εξελίξεις είναι η ανάγκη προσαρμογής των χωρών για την ενσωμάτωση των κλιματικών κινδύνων, που εκφράζεται με την ανάγκη μεγαλύτερων παρεμβάσεων στο θεσμικό πλαίσιο και σε επενδύσεις με μακρές περιόδους αποδόσεων (χαρακτηριστικό παράδειγμα οι πράσινες χρηματοδοτήσεις). Αυτή η διαρθρωτική ανάγκη καθοδηγεί μεσοπρόθεσμα τις υψηλές τιμές και την κερδοσκοπία, πριν την επίτευξη μιας μακρόπνοης νέας ισορροπίας.

Ωστόσο, στα τέλη Φεβρουαρίου η Ρωσία εξαπέλυσε μια πλήρους κλίμακας εισβολή στην Ουκρανία, δημιουργώντας μια ανθρωπιστική κρίση και εγκαινιάζοντας μια δυναμικά παρατεταμένη περίοδο αστάθειας στην Ευρώπη. Η Ρωσία είναι παγκοσμίως ο τρίτος μεγαλύτερος παραγωγός πετρελαίου, μετά τις Ηνωμένες Πολιτείες και τη Σαουδική Αραβία, και είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος εξαγωγέας αργού (μετά τη Σαουδική Αραβία). Η Ρωσία εξήγαγε περίπου 5 εκατομμύρια βαρέλια αργού πετρελαίου την ημέρα (mb/d) και σχεδόν 3 mb/d σε προϊόντα πετρελαίου στα τέλη του 2021, σύμφωνα με τον ΙΕΑ.

Διάγραμμα 8: Τιμές πετρελαίου παγκοσμίως, Ιανουάριος 2022-Ιανουάριος 2023



Πηγή: Resources for the Future

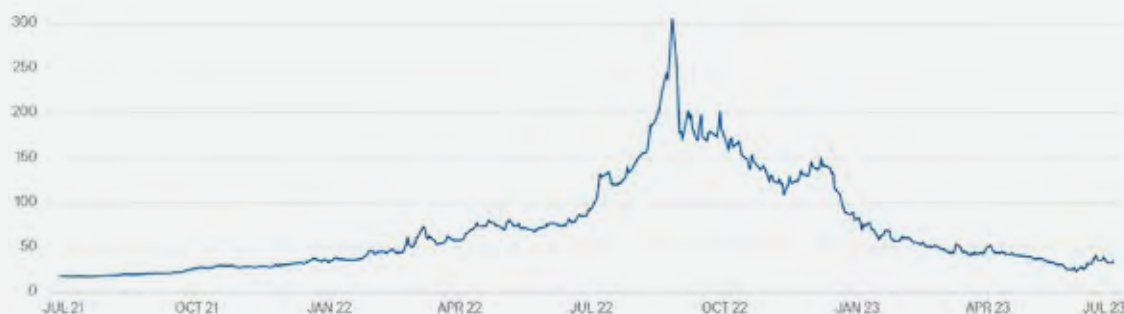
Αυτή η αστάθεια, σε συνδυασμό με τις κυβερνητικές κυρώσεις και την έξοδο πολλών εταιρειών από τη Ρωσία οδήγησαν σε άνοδο των τιμών. Το αργό πετρέλαιο Brent αυξήθηκε πάνω από τα 100 δολάρια/βαρέλι τον Φεβρουάριο του 2022, πλησίασε τα 130 δολάρια/βαρέλι στις αρχές Μαρτίου, και από εκεί και πέρα κυμαινόταν γύρω στα 110-115 \$/βαρέλι (Διάγραμμα 8) [11]. Ακολούθως οι τιμές μειώθηκαν σε 90 \$/βαρέλι καθώς υποχώρησε σταθερά η ζήτηση, οπότε στις 5/10/2022 ο OPEC προχώρησε στη μείωση της παραγωγής ώστε να αποφύγει μια γρήγορη διολίσθηση των τιμών.

Στο πλαίσιο αυτής της μεγάλης γεωπολιτικής αναταραχής, οι ευρωπαϊκές αγορές φυσικού αερίου γνώρισαν ακόμη μεγαλύτερες αυξήσεις τιμών. Οι τιμές του ολλανδικού TTF, που είχαν ήδη φτάσει σε επίπεδα ρεκόρ το 2021, εκτινάχθηκαν σε περισσότερο από 165 €/MWh στις αρχές Μαρτίου και έφτασαν την αστρονομική τιμή των 340 €/MWh τον Αύγουστο 2022, ως συνέπεια του περιορισμού της ροής φυσικού αερίου από τον αγωγό Nord Stream 1 καθώς και της ανησυχητικών προβλέψεων για τον επερχόμενο χειμώνα. Ακολούθως, η ΕΕ πρότεινε μέτρα για την αντιμετώπιση των υψηλών τιμών φυσικού αερίου και την κατοχύρωση της ασφάλειας του εφοδιασμού τον επερχόμενο χειμώνα.

Αυτό θα επιτευχθεί μέσω κοινών αγορών φυσικού αερίου, μηχανισμών περιορισμού των τιμών στο χρηματιστήριο φυσικού αερίου TTF, νέων μέτρων για τη διαφανή χρήση των υποδομών, της αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών μελών και συνεχών προσπαθειών μείωσης της ζήτησης για φυσικό αέριο. Το κλίμα ασφάλειας που δημιουργήθηκε μετά την ανακοίνωση των ανωτέρω μέτρων σε συνδυασμό με την αυξημένη ροή φορτίων LNG και τη διατήρηση υψηλών θερμοκρασιών το φθινόπωρο, οδήγησαν σε πτώση των τιμών φυσικού αερίου, με αρχή τον Σεπτέμβριο 2022 (Διάγραμμα 9).

Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και ο συνεχιζόμενος πόλεμος έχει επαναφέρει επιτακτικά στο προσκήνιο το θέμα της ενεργειακής ασφάλειας των χωρών της Ευρώπης. Η εξάρτηση της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τις προμήθειες ρωσικού φυσικού αερίου έχει αυξηθεί την τελευταία δεκαετία. Η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ και στο Ηνωμένο Βασίλειο παρέμεινε γενικά σταθερή κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, αλλά η εγχώρια παραγωγή μειώθηκε κατά το ένα τρίτο και το κενό καλύφθηκε από τις αυξημένες εισαγωγές. Κατά συνέπεια, το μερίδιο των ρωσικών προμηθειών φυσικού αερίου αυξήθηκε από το 25% της συνολικής ζήτησης φυσικού αερίου της περιοχής το 2009 στο 32% το 2021 [12].

Διάγραμμα 9: Τιμές φυσικού αερίου στο Ταμείο Μεταφοράς Τίτλων της Ολλανδίας (TTF – Title Transfer Facility), Ιούλιος 2021 – Ιούλιος 2023



Πηγή: ICE

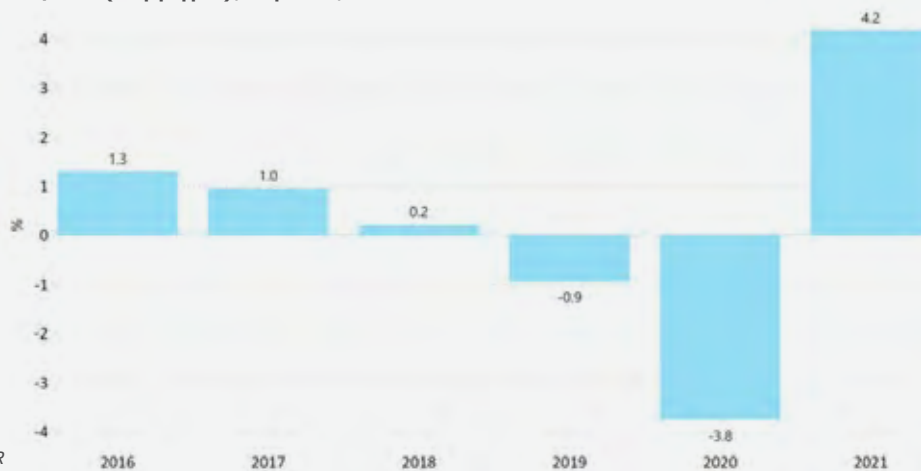
3.2 Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά

Μετά την πτώση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη κατά 1,3% το 2019 και 4% το 2020, αυτή αυξήθηκε κατά περισσότερο από 4% το 2021 φτάνοντας στο προπανδημικό επίπεδο του 2019. Δύο ήταν οι κύριοι παράγοντες που ώθησαν την αύξηση της ζήτησης το 2021: πρώτον, η οικονομία της Ευρώπης αναπτύχθηκε με έντονο ρυθμό, ωθούμενη από τον βιομηχανικό τομέα, ενώ η ανάκαμψη του εμπορικού τομέα περιορίστηκε λόγω των μέτρων προστασίας της υγείας και δεύτερον το 2021 χαρακτηρίστηκε ένα κρύο έτος, οπότε οι χαμηλές θερμοκρασίες αύξησαν τη ζήτηση για θέρμανση.

Η πιο αξιοσημείωτη εξέλιξη από την πλευρά της προσφοράς ενέργειας το 2021 ήταν η ισχυρή ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύση άνθρακα, αυξημένη κατά περισσότερο από 11%, μετά από 20% πτώση το 2020, η οποία αποτέλεσε την πρώτη αύξηση από το 2012.

Παρά τις συνεχείς προσπάθειες απολιγνιτοποίησης και την υψηλή ρητορική που έχει αναπτύξει η Κομισιόν προς αυτή την κατεύθυνση, ο άνθρακας εξυπηρέτησε το 40% της ζήτησης του έτους, ακολουθούμενο από τα πυρηνικά, με ποσοστό 30% (αύξηση κατά 6%). Οι κύριοι λόγοι για αυτήν την ανθεκτικότητα του άνθρακα ως βασικής πηγής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή ήταν η ισχυρή αύξηση της ζήτησης σε συνδυασμό με σχετικά χαμηλή αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (αύξηση μόλις 1%, που προκλήθηκε από εξαιρετικά χαμηλές ταχύτητες ανέμου). Επιπλέον, οι υψηλές τιμές του φυσικού αερίου βελτίωσαν την ανταγωνιστική θέση των μονάδων με καύση άνθρακα έναντι του φυσικού αερίου, παρά το γεγονός ότι τα δικαιώματα στο πλαίσιο του συστήματος εμπορίας εκπομπών της ΕΕ (EU ETS) είχαν υπερδιπλάσια τιμή από αυτή του 2020. Οι υψηλές τιμές των καυσίμων είχαν ως αποτέλεσμα υψηλές τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας [13].

Διάγραμμα 10: Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ 27/ΕΕΑ (Νορβηγία), Ελβετία, 2016-2021



Διάγραμμα 11: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τελικούς καταναλωτές στην ΕΕ το 2019, 2020, 2021 σε GWh



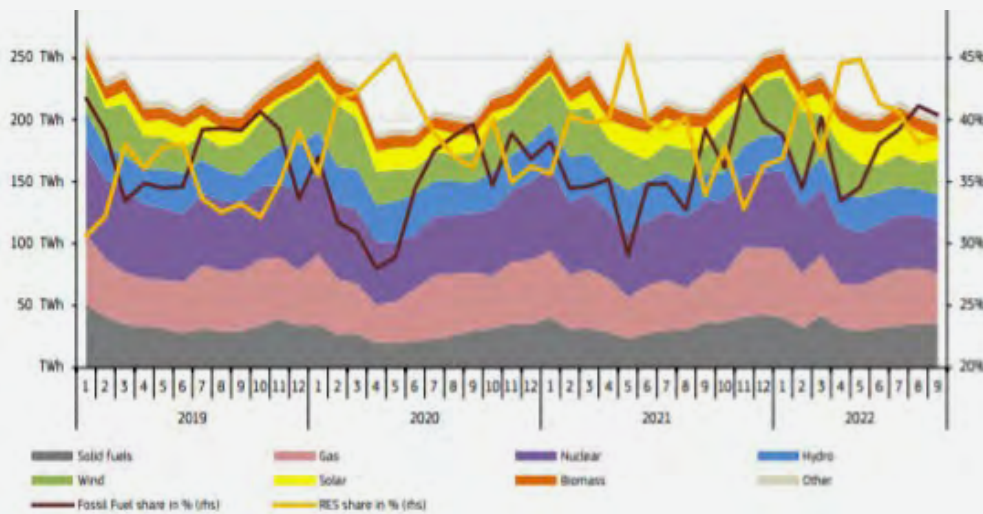
Το Διάγραμμα 12 δείχνει τη μηνιαία εξέλιξη του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής στην Ε.Ε. Παρά τη μειωμένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο 1ο τρίμηνο του 2022, τα ορυκτά καύσιμα αύξησαν το μερίδιό τους στο μείγμα. Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από την καύση άνθρακα, φυσικού αερίου και πετρελαίου (παραγωγή ορυκτών καυσίμων) έφτασε το 37% το 1ο τρίμηνο του 2022 και το 36% το δεύτερο τρίμηνο του 2022 (από 33% το δεύτερο τρίμηνο 2021). Ωστόσο, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταφέρνουν να αυξήσουν το μερίδιό τους στο 43% (από 42% το δεύτερο τρίμηνο του 2021). Η πυρηνική ενέργεια παρέμεινε υπό πίεση λόγω μη προγραμματισμένων διακοπών στους πυρηνικούς σταθμούς της Γαλλίας καθώς και λόγω της διακοπής της παραγωγικής τους ικανότητας στη Γερμανία, μειώνοντας το μερίδιό της στην παραγωγή το δεύτερο τρίμηνο του 2022 σε 21% (από 25% το δεύτερο τρίμηνο του 2021). Η πυρηνική παραγωγή μειώθηκε κατά 17% (-27 TWh) το δεύτερο τρίμηνο του 2022 [14].

Στον τομέα των ορυκτών καυσίμων, ο άνθρακας κέρδισε έδαφος τόσο σε απόλυτους όσο και σε σχετικούς όρους το 2ο τρίμηνο του 2022 σε σύγκριση με το δεύτερο τρίμηνο του 2021, ως αντίδραση στο ράλι τιμών του φυσικού αερίου που ανέστρεψε την τάση μετάβασης από άνθρακα σε φυσικό αέριο που καταγράφηκε το 2020, παρά τα υψηλά επίπεδα τιμών άνθρακα. Συνολικά, η παραγωγή ορυκτών καυσίμων κατέγραψε αύξηση 12 TWh ετησίως (+6%).

Το μερίδιο του άνθρακα στο μείγμα αυξήθηκε στο 15%, ενώ το μερίδιο του φυσικού αερίου μειώθηκε ελαφρά στο 17% το τρίμηνο αναφοράς. Σε απόλυτες τιμές, η παραγωγή με βάση τον άνθρακα αυξήθηκε κατά 15 TWh από έτος σε έτος (+19%), ενώ οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο κατέγραψαν μείωση της παραγωγής κατά 8 TWh (-7%). Οι ανανεώσιμες πηγές παράγαγαν 5 TWh περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από έτος σε έτος, λόγω της αύξησης της αιολικής και ηλιακής παραγωγή, παρά την υποτονική υδροηλεκτρική παραγωγή [14].

Ως αποτέλεσμα της μειωμένης πυρηνικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής κατά το τρίτο τρίμηνο του 2022, τα ορυκτά καύσιμα μπόρεσαν να αυξήσουν το επίπεδο παραγωγής τους στο μείγμα. Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από την καύση άνθρακα, φυσικού αερίου και πετρελαίου (παραγωγή ορυκτών καυσίμων) αυξήθηκε στο 40% το τρίτο τρίμηνο του 2022 (από 36% το τρίτο τρίμηνο 2021). Ωστόσο, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταφέρνουν να αυξήσουν το μερίδιό τους στο 39% (από 37% το τρίτο τρίμηνο του 2021). Η πυρηνική παραγωγή παρέμεινε για άλλο ένα τρίμηνο υπό πίεση, λόγω απρογραμματίστων διακοπών και καθυστερημένης προγραμματισμένης συντήρησης στη Γαλλία, μειώνοντας το μερίδιο παραγωγής του το τρίτο τρίμηνο του 2022 σε 21% (από 27% το τρίτο τρίμηνο του 2021). Η πυρηνική παραγωγή μειώθηκε κατά 24% (-41 TWh) το τρίτο τρίμηνο του 2022.

Διάγραμμα 12: Μηνιαίο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, 2019- 3ο τρίμηνο 2022



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Το Διάγραμμα 13 απεικονίζει την επιστροφή της παραγωγής λιγνίτη μετά την πτώση που παρατηρήθηκε το 2020 λόγω της πανδημίας, βοηθούμενη από την εκτίναξη των τιμών φυσικού αερίου και άνθρακα (που μείωσαν το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο και άνθρακα). Πλέον τα κράτη μέλη με εναπομένονσα δυναμικότητα καύσης λιγνίτη αύξησαν την παραγωγή τους κατά το δεύτερο τρίμηνο του 2022 (με εξαίρεση την Ελλάδα). Η μηνιαία παραγωγή κορυφώθηκε τον Ιούνιο 2022 σε περίπου 18 TWh. Στη Γερμανία, που είναι η χώρα με τη μεγαλύτερη συνεισφορά λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, η παραγωγή από λιγνίτη αυξήθηκε κατά 24% σε ετήσια βάση το δεύτερο τρίμηνο του 2022, οφειλόμενη στις επιπτώσεις των υψηλών τιμών φυσικού αερίου σε συνδυασμό με την προγραμματισμένη μειωμένη πυρηνική παραγωγή. Στην Πολωνία η αντίστοιχη παραγωγή λιγνίτη αυξήθηκε κατά 5% σε ετήσια βάση το δεύτερο τρίμηνο του 2022, υποστηριζόμενη από τη χαμηλότερη παραγωγή φυσικού αερίου, ενώ στην Τσεχία παρατηρήθηκε αύξηση κατά 30% σε ετήσια βάση, με τα παραπάνω τρία κράτη μέλη να αντιπροσωπεύουν το 82% της συνολικής παραγωγής με βάση τον λιγνίτη στην ΕΕ το δεύτερο τρίμηνο του 2022. Αντίθετα στην Ελλάδα η παραγωγή από λιγνίτη μειώθηκε κατά 16% από έτος σε έτος, λόγω της μειωμένης λιγνιτικής δυναμικότητας, της αυξημένης παραγωγής από πετρέλαιο, αλλά και της βελτιωμένης ηλιακής και αιολικής παραγωγής, σε συνδυασμό με την ελαφρά μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στη Βουλγαρία, η μειωμένη παραγωγή από φυσικό αέριο και υδροηλεκτρική ενέργεια συνέβαλε στην παραγωγή πρόσθετων όγκων λιγνίτη (+55%) σε σύγκριση με το δεύτερο τρίμηνο του 2021. Οι λιγνιτικοί σταθμοί έφτασαν σε μερίδιο το 8% στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ το δεύτερο τρίμηνο του 2022 και ήταν υπεύθυνες για περίπου το 34% των συνολικών εκπομπών διοξειδίου άνθρακα του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας στο τρίμηνο αναφοράς.

Παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή κρίση αναζωπύρωσε την παραγωγή με άνθρακα, η αύξηση σε αυτό το ορυκτό καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής

ενέργειας ήταν μόλις 1,5 μονάδα σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος, με μερίδιο 15,99% της ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ και με τάση μείωσης κατά 6% τους τελευταίους τέσσερις μήνες του 2022. Καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, η συνολική παραγωγή με άνθρακα στην ΕΕ αυξήθηκε κατά 7% το 2022 σε σύγκριση με το 2021. Υπήρξαν μεγάλες αυξήσεις στην παραγωγή με άνθρακα νωρίτερα μέσα στο έτος, συγκεκριμένα 35% το Μάρτιο 2022 έναντι Μαρτίου 2021, όμως η τάση αυτή ανατράπηκε τους τελευταίους μήνες του 2022 (Διάγραμμα 13).

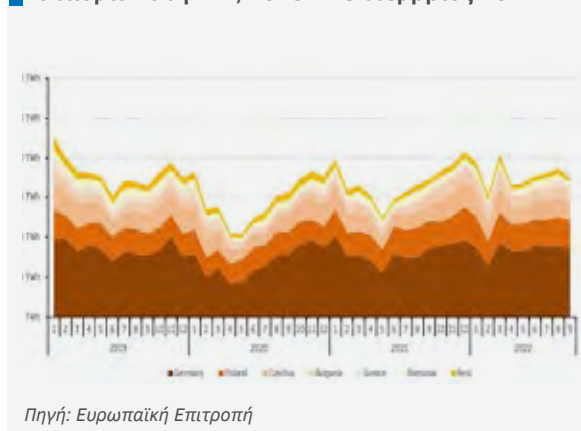
Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση, αυτή παρουσιάζει αύξηση από το 2012 στο 2021 με Μέσο Ρυθμό Μεταβολής 5,4% (Διάγραμμα 14) [8].

Το Διάγραμμα 15 απεικονίζει την εξέλιξη της μηνιαίας παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ΕΕ, παράλληλα με το μερίδιό τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η διείσδυση των ΑΠΕ έφτασε το 39% το τρίτο τρίμηνο του 2022, ελαφρώς υψηλότερο από το μερίδιο 38% του τρίτου τριμήνου του 2021. Η αύξηση κατά 3 TWh στην παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνέβαλε στην αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά το τρίτο τρίμηνο του 2022.

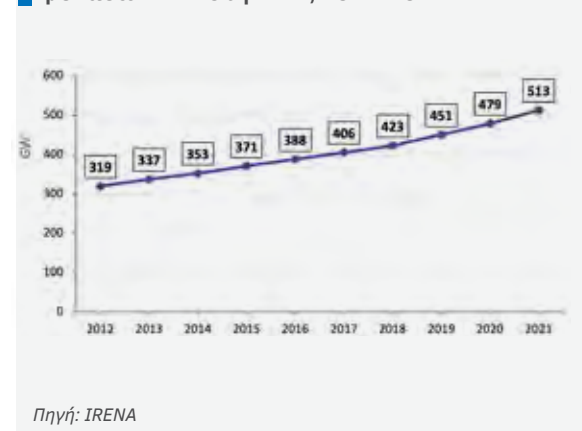
Οι τεχνολογίες που συνέβαλαν στην αύξηση της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας στο τρίτο τρίμηνο του 2022 ήταν τα ηλιακά (+16 TWh), τα χερσαία αιολικά (+4 TWh), και οι σταθμοί βιομάζας (+0.5 TWh) σε σύγκριση με το τρίμηνο αναφοράς το 2021 [14].

Είναι αξιοσημείωτο να αναφερθεί ότι το 2022 ήταν η χρονιά όπου οι αιολικοί και ηλιακοί σταθμοί παρήγαγαν για πρώτη φορά περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από αυτή των σταθμών φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, η αιολική και ηλιακή ενέργεια συνέβαλλε στο ένα πέμπτο (22,28%) της ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ το 2022, ξεπερνώντας το φυσικό αέριο (19,91%) για πρώτη φορά σε έναν τομέα που κυριαρχείται από την πυρηνική και την υδροηλεκτρική (32,04%), σύμφωνα με στοιχεία από τη δεξαμενή σκέψης Ember Energy (Διάγραμμα 16) [15].

Διάγραμμα 13: Μηνιαία παραγωγή λιγνιτικών σταθμών στην ΕΕ, 2019 – Σεπτέμβριος 2022



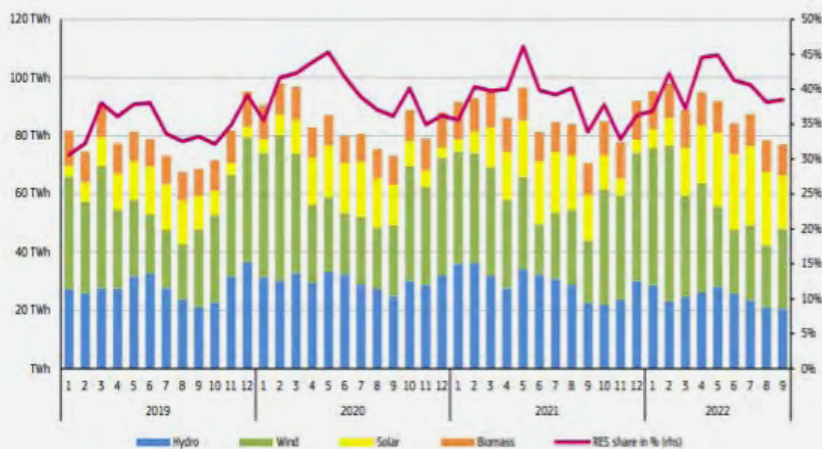
Διάγραμμα 14: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στην Ε.Ε., 2012-2021



Στην πραγματικότητα, οι 26 σταθμοί που τέθηκαν σε κατάσταση αναμονής με ηλεκτροπαραγωγή με καύση άνθρακα, λειτούργησαν κατά μέσο όρο στο 18% της παραγωγικής τους ικανότητας και χρησιμοποιήθηκε μόνο το ένα τρίτο των επιπλέον 22 εκατομμυρίων τόνων άνθρακα που εισήχθησαν στην ΕΕ το 2021.

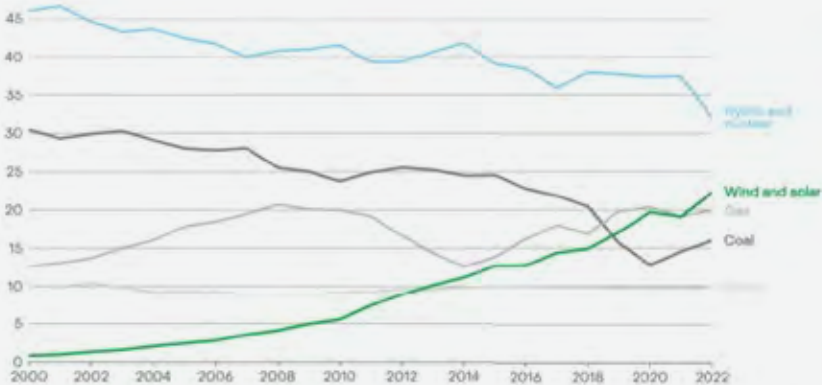
Παρόλα αυτά, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ αυξήθηκαν κατά 3,9% (26 εκατομμύρια τόνοι CO₂), με τις μεγαλύτερες απόλυτες αυξήσεις να καταγράφονται στη Γερμανία (13 MtCO₂, +6,1%), Ισπανία (7,6 MtCO₂, +19%), Ιταλία (6,9 MtCO₂, +9,3%) και Βουλγαρία (4,7 MtCO₂, +23%) αλλά μείωση στην Πολωνία, τη δεύτερη μεγαλύτερη πηγή εκπομπών στην ΕΕ (-3,7 MtCO₂, -2,9 %).

Διάγραμμα 15: Μηνιαία παραγωγή ανανεώσιμων πηγών στην ΕΕ και μερίδιό τους στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 2019 - 3ο τρίμηνο 2022



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 16: Ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ ανά πηγή (%) 2000 -2022



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 17: Ετήσιες αλλαγές στην ηλεκτροπαραγωγή από άνθρακα στην ΕΕ, 2022 σε σχέση με 2021 (TWh)



Πηγή: EMBER

Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής



4. Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής

4.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι

Με ανακοίνωσή της στις 11 Δεκεμβρίου του 2019, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία [16], η οποία είναι μια δέσμη πρωτοβουλιών πολιτικής, προκειμένου να θέσει την ΕΕ σε τροχιά προς την πράσινη μετάβαση, με απώτερο στόχο την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050.

Αναμφίβολα, ο στόχος που έχει θέσει η ΕΕ, προκειμένου να γίνει η Ευρώπη η πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος μέχρι το 2050, αποτελεί μία πολύ μεγάλη πρόκληση. Ουδέτερο ενεργειακό αποτύπωμα σημαίνει ότι από το 2050 δεν θα πρέπει να εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα από χώρες της Ευρώπης αέριοι ρύποι που ενοχοποιούνται για την Κλιματική Αλλαγή, καθώς εκτιμάται ότι με αυτόν τον τρόπο θα σταθεροποιηθεί η άνοδος της θερμοκρασίας του πλανήτη στον 1,5οC.

Επίσης, η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία στηρίζει τον μετασχηματισμό της ΕΕ σε μια δίκαιη και ευημερούσα κοινωνία με σύγχρονη και ανταγωνιστική οικονομία. Παράλληλα, υπογραμμίζει την ανάγκη για μια ολιστική και διατομεακή προσέγγιση, στο πλαίσιο της οποίας όλοι οι σχετικοί τομείς πολιτικής συμβάλλουν στην επίτευξη του απώτερου στόχου για το κλίμα. Η δέσμη περιλαμβάνει αλληλένδετες πρωτοβουλίες που καλύπτουν το κλίμα, το περιβάλλον, την ενέργεια, τις μεταφορές, τη βιομηχανία, τη γεωργία και τη βιώσιμη χρηματοδότηση.

Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία αποτελείται από τις ακόλουθες οκτώ βασικές πρωτοβουλίες πολιτικής:

- i. Αύξηση του επιπέδου φιλοδοξίας της ΕΕ για το κλίμα για το 2030 και το 2050,
- ii. Εφοδιασμός με καθαρή, προσιτή και ασφαλή ενέργεια,

iii. Κινητοποίηση της βιομηχανίας για μία καθαρή και κυκλική οικονομία,

iv. Οικοδόμηση και ανακαίνιση κτιρίων με αποδοτικό τρόπο ως προς την κατανάλωση ενέργειας και πόρων,

v. Επιτάχυνση της μετάβασης στη βιώσιμη και έξυπνη κινητικότητα,

vi. Από «το αγρόκτημα στο πιάτο» - σχεδιασμός ενός δίκαιου, υγιεινού και φιλικού προς το περιβάλλον συστήματος τροφίμων,

vii. Διατήρηση και αποκατάσταση των οικοσυστημάτων και της βιοποικιλότητας,

viii. Φιλοδοξία μηδενικής ρύπανσης για ένα περιβάλλον απαλλαγμένο από τοξικές ουσίες.

Το πρόγραμμα εργασίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για υλοποίηση της Πράσινης Συμφωνίας, αντικατοπτρίζεται στον Χάρτη Πορείας της Πράσινης Συμφωνίας [17], ο οποίος περιλαμβάνει μια φιλόδοξη δέσμη νομικών και άλλων μέτρων κάτω από την κάθε πρωτοβουλία πολιτικής, με συγκεκριμένο χρονοδιάγραμμα υιοθέτησής τους σε επίπεδο ΕΕ.

Η δέσμη μέτρων «Fit for 55» αποσκοπεί στη μετουσίωση των φιλοδοξιών της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας σε νομοθέτημα. Η ονομασία «Fit for 55» αναφέρεται στον στόχο της ΕΕ να μειωθούν οι καθαρές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030. Η προτεινόμενη δέσμη έχει σκοπό να ευθυγραμμίσει τη νομοθεσία της ΕΕ με τον στόχο του 2030.

Η δέσμη μέτρων είναι μια δέσμη προτάσεων για την αναθεώρηση της νομοθεσίας όσον αφορά το κλίμα, την ενέργεια και τις μεταφορές και την ανάληψη νέων νομοθετικών πρωτοβουλιών για την ευθυγράμμιση της νομοθεσίας της ΕΕ με τους στόχους για το κλίμα.

Διάγραμμα 18: Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία



Περιλαμβάνει:

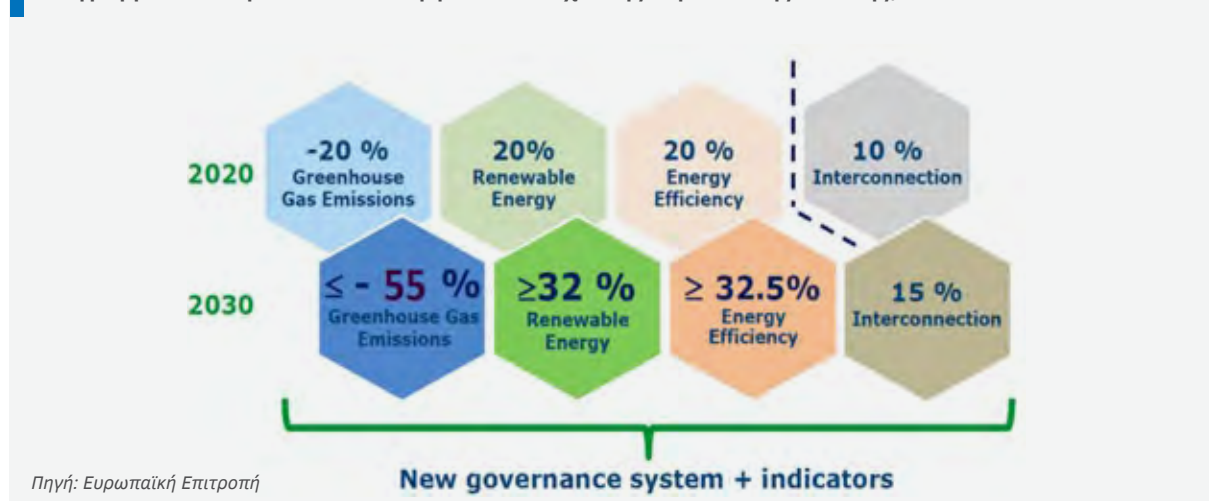
- αναθεώρηση του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της ΕΕ, συμπεριλαμβανομένης της επέκτασής του στη ναυτιλία, και αναθεώρηση των κανόνων για τις εκπομπές από τις αερομεταφορές καθώς και τη θέσπιση χωριστού συστήματος εμπορίας εκπομπών για τις οδικές μεταφορές και τα κτίρια
- αναθεώρηση του κανονισμού για τον επιμερισμό των προσπαθειών όσον αφορά τους στόχους μείωσης των κρατών μελών σε τομείς εκτός του ΣΕΔΕ της ΕΕ
- αναθεώρηση του κανονισμού LULUCF σχετικά με τη συμπερίληψη των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και των απορροφήσεων από δραστηριότητες χρήσης γης, αλλαγής χρήσης γης και δασοκομίας
- τροποποίηση του κανονισμού για τον καθορισμό προτύπων εκπομπής CO₂ για τα αυτοκίνητα και τα ημιφορτηγά
- αναθεώρηση της οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- αναδιτύπωση της οδηγίας για την ενεργειακή απόδοση
- αναδιτύπωση της οδηγίας για τη φορολόγηση της ενέργειας
- μηχανισμό συνοριακής προσαρμογής άνθρακα
- αναθεώρηση της οδηγίας για την ανάπτυξη υποδομών εναλλακτικών καυσίμων
- την πρωτοβουλία ReFuelEU Aviation για βιώσιμα καύσιμα για τις αερομεταφορές
- την πρωτοβουλία FuelEU Maritime για έναν πράσινο ευρωπαϊκό θαλάσσιο χώρο

- Κοινωνικό Ταμείο για το Κλίμα
- αναθεώρηση της οδηγίας για την ενεργειακή απόδοση των κτιρίων
- μείωση των εκπομπών μεθανίου στον ενεργειακό τομέα
- αναθεώρηση της τρίτης δέσμης μέτρων για την ενέργεια όσον αφορά το φυσικό αέριο

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ήδη θέσει συγκεκριμένους ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους για το 2030, οι οποίοι συνοψίζονται ως εξής:

- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 37,5% για τα νέα επιβατικά, 31% για τα ημιφορτηγά και 30% για τα φορτηγά, με βάση τα επίπεδα του 2021,
- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον κατά 32% επί της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, σε σύγκριση με το EU Reference Scenario 2007. Ωστόσο, στις 30 Μαρτίου 2023 επιτεύχθηκε πολιτική συμφωνία μεταξύ των χωρών της ΕΕ-27 για αύξηση του στόχου από 32% σε 42,5%,
- βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 32,5% επί της πρωτογενούς και τελικής κατανάλωσης ενέργειας, σε σύγκριση με το EU Reference Scenario 2007,
- προώθηση ηλεκτρικών διασυνδέσεων σε ποσοστό 15% (δηλ. το 15% της ενέργειας που παράγεται πρέπει να μπορεί να μεταφέρεται και προς άλλες χώρες της ΕΕ).

Διάγραμμα 19: Κλιματικοί και Ενεργειακοί Στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2020 και 2030



Αξίζει να αναφερθεί ότι η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, στο πλαίσιο του σχεδίου «REPowerEU» [18], το οποίο στοχεύει στην πλήρη εξάλειψη των ρωσικών εισαγωγών φυσικού αερίου, πετρελαίου και άνθρακα έως το 2027, βασιζόμενο στη δέσμη μέτρων «Fit for 55», εξετάζει τώρα τους ακόλουθους νέους στόχους για το 2030:

- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο 45% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ, από 40% που προτάθηκε το 2021, υπό τη δέσμη μέτρων «Fit for 55», δηλ. σε σύγκριση με το EU Reference Scenario 2020.

- αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 13% επί της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης, από 9% που είναι τώρα, σε σύγκριση με το EU Reference Scenario 2020.
- υπερδιπλασιασμός των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών έως το 2025, σε σχέση με το 2020, δηλαδή η συνολική ισχύς να ανέλθει στα 320 GW έως τα μέσα της δεκαετίας, και στα 600 GW το 2030.
- παραγωγή 10 εκατ. τόνων «πράσινου» υδρογόνου και 10 εκατ. τόνων εισαγωγών έως το 2030, για αντικατάσταση του φυσικού αερίου, του άνθρακα και του πετρελαίου σε τομείς της βιομηχανίας και των μεταφορών.

4.2 Εθνικοί Στόχοι

Η προσαρμογή της ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής της Ελλάδας στους αναθεωρημένους στόχους της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το 2030 υπήρξε απόλυτη, όπως αυτοί περιλαμβάνονται στη δέσμη μέτρων «Fit for 55», επιτυγχάνεται μέσα από την προετοιμασία του αναθεωρημένου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και την ψήφιση του Κλιματικού Νόμου. Τα δύο τελευταία, σε συνδυασμό με το νόμο για την Κυκλική Οικονομία [19], αναμένεται να αποτελέσουν τα τρία βασικά «εργαλεία» για τη στροφή της ελληνικής οικονομίας προς την κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050.

Σήμερα, οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας, που είναι απόλυτα συμβατοί με αυτούς της ΕΕ, συνοψίζονται ως εξής στον Πίνακα 4, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ του Δεκεμβρίου του 2019 [20] καθώς και με την πρόταση της αναθεώρησης του που παρουσιάστηκε τον Ιανουάριο 2023.

Πίνακας 4: Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ (2019) και της πρότασης για αναθεώρηση του ΕΣΕΚ (Ιανουάριος 2023)

Έτος στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ (2019)	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ (2019)	Νέοι στόχοι στο υπό αναθεώρηση ΕΣΕΚ (Ιανουάριος 2023)
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥ 35%	31%	45%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61 – 64%	56%	80%
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1 – 16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1Mtoe	15,30 Mtoe
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	0%
Μείωση ΑτΘ	≥42% vs σε σχέση με 1990, ≥55% σε σχέση με 2005	32% σε σχέση με 1990, 48% σε σχέση με 2005	-55%

Πηγή: ΥΠΕΝ, Επεξεργασία IENE

Στο πλαίσιο αυτό, οι κύριοι στόχοι του ισχύοντος εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού έχουν ως εξής:

- Την υιοθέτηση ενός ολοκληρωμένου μοντέλου βιώσιμης ανάπτυξης σε όλους τους οικονομικούς κλάδους και την βελτίωση της ανταγωνιστικότητας,
- Την επίτευξη του συνδυασμού της ανάπτυξης του ενεργειακού τομέα με την περιβαλλοντική προστασία με αποφασιστικά μέτρα για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής,

- Την επιλογή ενεργειακών πολιτικών με τη βέλτιστη σχέση κόστους-οφέλους για την ενεργειακή μετάβαση,
- Την διαχείριση και αξιοποίηση απορριμμάτων με τις σύγχρονες τεχνολογίες κυκλικής οικονομίας,
- Την ανάδειξη της Ελλάδας σε ενεργειακό κόμβο με ισχυρή συμβολή στην ενεργειακή ασφάλεια και ασφάλεια εφοδιασμού της ΕΕ,

- Την στρατηγική διαφοροποίησης των εισαγωγών ενέργειας, παράλληλα με τον εκσυγχρονισμό και την ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και την άρση της ενεργειακής απομόνωσης των νησιών,
- Την δημιουργία ενός ελκυστικού επενδυτικού περιβάλλοντος για την υποστήριξη στην ενεργειακή μετάβαση, με έμφαση στην καινοτομία και τις νέες τεχνολογίες,
- Την μέγιστη αξιοποίηση κοινοτικών πόρων και μηχανισμών και
- Την προώθηση της εξωστρέφειας και καινοτομίας, ώστε να επιτευχθεί τεχνολογική ανάπτυξη και να δημιουργηθούν νέες υψηλών προδιαγραφών θέσεις εργασίας.

Στο πλαίσιο των ανωτέρω, 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 της ΕΕ (δηλ. οι στόχοι για τους τομείς εκτός του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών και μείωσης των εθνικών εκπομπών ορισμένων ατμοσφαιρικών ρύπων, σε σύγκριση με το 2005), 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 κοινωνικοοικονομικά χαρακτηριστικά της χώρας. Μέσω αυτής της διαδικασίας προκύπτει η προσαρμογή των εθνικών στόχων στη βάση αντίστοιχων κεντρικών ευρωπαϊκών (δηλ. των στόχων για τους τομείς που εντάσσονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, για τις ΑΠΕ, για την ενεργειακή αποδοτικότητα) και που προτείνονται τελικά στο πλαίσιο του εθνικού σχεδίου.

Επιπρόσθετα, στο πλαίσιο του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, οι βασικοί ποσοτικοί στόχοι πολιτικής που τίθενται για την περίοδο έως το 2030 αποτελούν παράλληλα «ενδιάμεσους» στόχους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050, όπου ο στόχος της Ελλάδας είναι να συμμετάσχει στη δέσμευση για μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία σε επίπεδο ΕΕ.

Σύμφωνα με τις τελευταίες διαθέσιμες πληροφορίες, από την αναθεώρηση των στόχων για το 2030, το νέο ΕΣΕΚ θα προβλέπει επίσης και ενδιάμεσο στόχο για το 2040, όπως επίσης και τις αλλαγές στο ενεργειακό μίγμα και την ενεργειακή εξοικονόμηση, που θα πρέπει να γίνουν για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050.

Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας στο πλαίσιο αναθεώρησης του ΕΣΕΚ παρουσίασε τον Ιανουάριο 2023 την πρόταση της αναθεώρησης του, η οποία είναι υπό έγκριση καθώς πρέπει να ολοκληρωθεί η δημόσια διαβούλευση. Η πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ βασίζεται στην εκπόνηση προκαταρκτικών σεναρίων βασικών ενεργειακών μεγεθών, με τους βασικούς στόχους να συνοψίζονται στον Πίνακα 5.

Πίνακας 5: Στόχοι Νέου ΕΣΕΚ

Έτος 2030	2021 (εκτίμηση)	ΕΣΕΚ 2019	Εξίσου σημαντική έμφαση στις	Μεγάλη έμφαση στις ΑΠΕ και	Μεγάλη έμφαση στην
			ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα	λιγότερο στην ενεργειακή αποδοτικότητα	ενεργειακή αποδοτικότητα και λιγότερο στις ΑΠΕ
			ΕΣΕΚ Α/Β	ΕΣΕΚ Α	ΕΣΕΚ Β
Σύνολο αερίων του θερμοκηπίου συγκριτικά με το 1990	-26%	-40%	-55%	-55%	-55%
Δείκτης ΑΠΕ ως % ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας	22%	35%	45%	46%	45%
Ενεργειακή αποδοτικότητα		0%	-6%	-3%	-7%
Τελική κατανάλωση ενέργειας (εκ. τιπ)	15.21	16.50	15.30	15.73	15.09
ΑΠΕ-Ηλεκτροπαραγωγή	36%	61%	80%	83%	79%
ΑΠΕ-Θέρμανση/Ψύξη	31%	43%	47%	43%	48%
ΑΠΕ-Μεταφορές	4%	19%	32%	36%	32%
RFNBO (% καύσιμα μεταφορών)	0%	0%	3.4%	3.7%	3.3%
Προηγμένα βιοκαύσιμα (% καύσιμα μεταφορών)	0%	1.5%	2.18%	2.78%	1.93%
Συμβατικά βιοκαύσιμα (% καύσιμα μεταφορών)	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
ΕΣΡ (% μεταβολή ΑτΘ στους τομείς εκτός ΕΤΣ)	-32%	-40%	-47%	-46%	-48%

Πηγή: ΥΠΕΝ

Με το νέο ΕΣΕΚ τίθεται ο στόχος της συνολικής μείωσης εκπομπών αερίων ρύπων κατά 55% το 2030, ενώ δίνεται μεγάλη βαρύτητα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, του υδρογόνου και των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας.

Ειδικότερα οι στόχοι που τίθενται μέχρι το 2030 είναι:

- Αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση στο 45% από 35%.
- Βελτίωση κατά 6% της ενεργειακής αποδοτικότητας.
- Αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο 80% από 61% το 2019.
- Αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στη θέρμανση και ψύξη το 2030 στο 47% όταν ο στόχος με το ΕΣΕΚ 2019 ήταν 43%.
- Συμμετοχή των ΑΠΕ στις μεταφορές στο 32% από 19%.
- Αυξάνεται η συμμετοχή των συνθετικών καυσίμων στο 3,4% από 0% σήμερα. Τα προηγμένα βιοκαύσιμα (αγροτικά υπολείμματα και τηγανέλαια) θα ανέλθουν το 2030 στο 2,18% από 1,7%. Επιπλέον, τα συμβατικά βιοκαύσιμα θα φτάσουν στο 1,7%.
- 100% ηλεκτροκίνηση στα επιβατικά οχήματα το 2030.

Σύμφωνα με την παρουσίαση του νέου ΕΣΕΚ από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας 7 παρεμβάσεις - τεχνολογίες αποτελούν τον πυρήνα του:

- Ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ: Ανάπτυξη Φ/Β και αιολικών (και η επιτάχυνση της ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών) με προσθήκη >12GW μέχρι το 2030 και εκμετάλλευση του εναπομείναντος υδραυλικού δυναμικού της χώρας.
- Αποθήκευση ενέργειας: Η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ θα πρέπει να συνοδεύεται και με την ανάπτυξη της απαιτούμενης αποθήκευσης για εξισορρόπηση και σταθεροποίηση του συστήματος (μπαταρίες, αντλιοσταμείωση κτλ.)
- Ενεργειακή αποδοτικότητα: Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (μονώσεις, συσκευές, αντλίες θερμότητας), smart διαχείριση ενεργειακής κατανάλωσης και αλλαγή συμπεριφορών προς μείωση της απαιτούμενης ενέργειας ή και του προφίλ της ζήτησης. Οι δράσεις αυτές μπορούν να έχουν σημαντική προστιθέμενη αξία.
- Εξηλεκτρισμός των ελαφρών μεταφορών: Ηλεκτροκίνηση στα ελαφρά/ μεσαία οχήματα με ταυτόχρονη ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο. Μεγάλο κομμάτι των απαιτούμενων επενδύσεων θα είναι σε οχήματα και τις μπαταρίες τους. Μια ολόκληρη οικονομία ανακύκλωσης μπαταριών θα πρέπει να δημιουργηθεί με πιθανό περιφερειακό ρόλο στα Βαλκάνια.
- Δημιουργία οικονομίας πράσινου υδρογόνου: Με χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και υπό συνθήκες στην ηλεκτροπαραγωγή. Ήδη υπάρχει σημαντική κινητικότητα στο χώρο που σε συνδυασμό με

ανταγωνιστικά ΑΠΕ μπορεί να δώσει αξία στη χώρα.

- Ανάπτυξη συνθετικών, πράσινων καυσίμων (RFNBO): Με χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία) – μια ολόκληρη καινούργια βιομηχανία που θα πρέπει άμεσα να αρχίσει να διαμορφώνεται.
- Καινοτομία και συστημικές λύσεις στη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCUS) για την ενεργειακή μετάβαση της βιομηχανίας της χώρας (κυρίως τσιμέντο, διύλιση, λιπάσματα). Θα απαιτηθεί εθνικό πλάνο και συντονισμός δεδομένης της έλλειψης κλίμακας των τοπικών εταιρειών. Αντίστοιχα έργα συντονίζονται από τα κράτη στην Ευρώπη και την Αμερική.

Η κατάρτιση του νέου ΕΣΕΚ θα βασισθεί στη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 [21], η οποία υποβλήθηκε στις αρχές του 2020 από την Ελληνική Κυβέρνηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Όπως είναι γνωστό, η μακροπρόθεσμη στρατηγική έχει ως σημείο αναφοράς το 2030 και προϋποθέτει την επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ, παρουσιάζοντας τις διαθέσιμες τεχνολογικές λύσεις για την επίτευξη της κλιματικά ουδέτερης οικονομίας έως τα μέσα του τρέχοντος αιώνα.

Παράλληλα, ο πρώτος Εθνικός Κλιματικός Νόμος [22], ο οποίος ψηφίστηκε στα τέλη Μαΐου του 2022 από την ελληνική βουλή, ορίζει το θεσμικό πλαίσιο και θέτει συγκεκριμένους στόχους για τη σταδιακή μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, προκειμένου να επιτευχθούν οι εθνικοί κλιματικοί στόχοι για το 2030 και η μετάβαση σε καθεστώς κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050.

Προκειμένου να επιτευχθεί ο μακροπρόθεσμος στόχος κλιματικής ουδετερότητας ορίζονται ως ενδιάμεσοι κλιματικοί στόχοι για τα έτη 2030 και 2040 η μείωση των καθαρών ανθρωπογενών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% και 80%, αντίστοιχα, σε σύγκριση με τα επίπεδα του έτους 1990, λαμβάνοντας υπόψη τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ.

Οι βασικές προβλέψεις του Εθνικού Κλιματικού Νόμου συνοψίζονται ως εξής:

Απολιγνιτοποίηση

- Προβλέπεται η διακοπή λειτουργίας όλων των λιγνιτικών μονάδων το αργότερο έως τις 31 Δεκεμβρίου του 2028 με δυνατότητα επανεξέτασης στα τέλη του 2023, με προϋπόθεση τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος και την ασφάλεια εφοδιασμού.

Ηλεκτροκίνηση

- Από το 2024, το 1/4 των νέων εταιρικών αυτοκινήτων ιδιωτικής χρήσης που ταξινομούνται θα πρέπει να είναι αμιγώς ηλεκτρικά ή υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα εξωτερικής φόρτισης με ρύπους έως 50γρ. CO₂/χλμ.
- Από το 2026, όλα τα νέα ταξί σε Αθήνα και

Θεσσαλονίκη θα πρέπει να είναι ηλεκτροκίνητα.

- Από το 2026, θα πρέπει το 1/3 των νέων ενοικιαζόμενων οχημάτων σε Αθήνα και Θεσσαλονίκη να είναι ηλεκτροκίνητα.
- Μέχρι τις 31 Δεκεμβρίου του 2023, θα υπάρξει εκ νέου εξέταση των μέτρων, προκειμένου να επεκταθούν και σε άλλες περιοχές, ανάλογα με την επαρκή διαθεσιμότητα των σταθμών φόρτισης.
- Απλοποιείται η διαδικασία εγκατάστασης φορτιστών.
- Από το 2030, απαγορεύεται η ταξινόμηση νέων οχημάτων με κινητήρες εσωτερικής καύσης υπό την αίρεση της ευρωπαϊκής νομοθεσίας. Η Ελλάδα θα υιοθετήσει την ημερομηνία που θα τεθεί από τον σχετικό Ευρωπαϊκό Κανονισμό. Η εισήγηση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής είναι το μέτρο να ισχύσει το 2035.

Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στα κτίρια

- Από το 2025, απαγορεύεται η πώληση και η εγκατάσταση καυστήρων πετρελαίου θέρμανσης.
- Από το 2030, γίνεται υποχρεωτική η χρήση πετρελαίου θέρμανσης, το οποίο θα είναι αναμεμιγμένο με βιοκαύσιμα σε ποσοστό 30%.
- Ειδικά κτίρια (βιομηχανίες, αποθήκες, εμπορικά κτίρια, κ.ά.):
 - Στα κτίρια με κάλυψη μεγαλύτερη των 500 τ.μ., για τα οποία υποβάλλονται από την 1η Ιανουαρίου του 2023 οικοδομικές άδειες ανέγερσης νέων κτιρίων ή προσθηκών σε υφιστάμενα κτίρια, εξαιρουμένων των τουριστικών καταλυμάτων και των ναών, καθίσταται υποχρεωτική η τοποθέτηση συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά ή θερμικά ηλιακά συστήματα σε ποσοστό που αντιστοιχεί τουλάχιστον στο 30% της κάλυψης.
 - Προβλέπεται η δυνατότητα εξαιρέσεων σε μεμονωμένα κτίρια για λόγους μορφολογικούς ή αισθητικούς ή σε περιοχές με θεσμοθετημένο καθεστώς προστασίας (παραδοσιακοί οικισμοί και διατηρητέα κτίρια).

Επιχειρήσεις

- Από την 1η Ιανουαρίου του 2024, οι Μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) για όλα τα έργα και δραστηριότητες θα πρέπει να περιλαμβάνουν υποχρεωτικά ποσοτική καταγραφή μειώσεων/αυξήσεων εκπομπών CO₂, που θα προκύψουν από τη λειτουργία του έργου/δραστηριότητας και οδικό χάρτη για την επίτευξη των στόχων της απανθρακοποίησης.
- Οι εγκαταστάσεις που κατατάσσονται:
 - στα συστήματα περιβαλλοντικών υποδομών (ΧΥΤΑ, βιολογικοί καθαρισμοί, ΚΔΑΥ, κλπ.),
 - στις τουριστικές εγκαταστάσεις και έργα αστικής ανάπτυξης κτιριακού τομέα αθλητισμού και

αναψυχής,

- στις πτηνοκτηνοτροφικές εγκαταστάσεις και υδατοκαλλιέργειες,
- στις βιομηχανικές δραστηριότητες και συναφείς εγκαταστάσεις.

Θα πρέπει να έχουν μειώσει κατ' ελάχιστο τις εκπομπές CO₂ κατά 30% έως το 2030, σε σχέση με το 2019. Εξαιρούνται οι εγκαταστάσεις επιχειρήσεων που εντάσσονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου (ΣΕΔΕ). Σε περίπτωση μη επίτευξης του στόχου, επιβάλλεται πρόστιμο που δεν υπερβαίνει το 0.5% των ετήσιων εσόδων της εταιρείας.

- Δίνεται η δυνατότητα αθροιστικής αξιολόγησης ομοειδών εγκαταστάσεων, αντιστάθμισης των εκπομπών με φυτεύσεις/δασώσεις, πράσινα πιστοποιητικά, κλπ.
- Έως το 2026, θα πρέπει να έχουν τροποποιήσει την Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών (ΑΕΠΟ) τους και από το 2026 και κάθε χρόνο να υποβάλλουν έκθεση σχετικά με τις εκπομπές του προηγούμενου έτους, η οποία θα επαληθεύεται από πιστοποιημένο φορέα.
- Σε περίπτωση μη υποβολής, προβλέπεται πρόστιμο €100 ανά ημέρα καθυστέρησης, το οποίο δεν υπερβαίνει το 0,1% των ετήσιων εσόδων της εταιρείας.
- Από το 2023, επιχειρήσεις που ανήκουν σε συγκεκριμένες κατηγορίες θα πρέπει να υποβάλλουν ετήσια έκθεση σχετικά με το ανθρακικό τους αποτύπωμα για το προηγούμενο έτος, η οποία θα επαληθεύεται από πιστοποιημένο φορέα. Η υποβολή της έκθεσης θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί έως 31/10 κάθε έτος.

Νησιά

- Θεσπίζεται Στρατηγικό Πλαίσιο για την πρωτοβουλία του ΥΠΕΝ Gr-Eco Islands για την ολοκληρωμένη μετάβαση των ελληνικών νησιών προς την κλιματική ουδετερότητα.
- Η επιλεξιμότητα των νησιών καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη ορισμένα κριτήρια:
 - Τον μόνιμο πληθυσμό
 - Την προοπτική ηλεκτρικής διασύνδεσης με το ηπειρωτικό σύστημα
 - Τις ενεργειακές τους ανάγκες
 - Την τουριστική κίνηση
 - Την προσβασιμότητά τους στον τομέα των μεταφορών και των υποδομών
 - Τους αξιοποιήσιμους φυσικούς πόρους
 - Τα οικονομικά και κοινωνικά τους χαρακτηριστικά
- Από το 2030 απαγορεύεται η χρήση μαζούτ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Δήμοι

- Έως την 31η Μαρτίου του 2023, κάθε Δήμος υπολογίζει το ανθρακικό αποτύπωμα, το οποίο επαληθεύεται από πιστοποιημένο φορέα και καταρτίζει Δημοτικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών (ΔηΣΜΕ). Ο σκοπός είναι η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τα κτίρια που χρησιμοποιεί, το δημοτικό φωτισμό, τα οχήματά του, τις κοινωφελείς εγκαταστάσεις, τις δημοτικές εγκαταστάσεις ύδρευσης, αποχέτευσης κλπ. Το ΔηΣΜΕ επικαιροποιείται ετησίως.
- Τίθεται στόχος μείωσης εκπομπών 10% για το 2025 και 30% για το έτος 2030, σε σχέση με το 2019.
- Η εκπόνηση του ΔηΣΜΕ και οι επικαιροποιήσεις του, από την 1η Ιανουαρίου του 2024 αποτελούν προαπαιτούμενο για την αξιολόγηση προτάσεων των Δήμων για την υλοποίηση προγραμμάτων μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων στον τομέα

4.3 Ενεργειακή Ασφάλεια

Από το 2021, η Ευρώπη αντιμετωπίζει έντονη αύξηση των τιμών της ενέργειας, φαινόμενο που παρατηρείται παγκοσμίως. Τα κράτη μέλη της ΕΕ αντέδρασαν άμεσα και συμφώνησαν ότι χρειάζεται συντονισμένη δράση και λήψη επειγόντων μέτρων για μετριασμό των επιπτώσεων της αύξησης των τιμών ενέργειας στα πλέον ευάλωτα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις. Η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022 επηρέασε περαιτέρω τις αγορές ενέργειας, προκαλώντας νέες αυξήσεις των ενεργειακών τιμών και ανησυχίες σχετικά με την ικανότητα της ΕΕ να εξασφαλίσει τον ενεργειακό εφοδιασμό της.

Κατά την άτυπη σύνοδο των αρχηγών κρατών και κυβερνήσεων τον Μάρτιο του 2022, οι ηγέτες της ΕΕ συμφώνησαν τη σταδιακή κατάργηση της εξάρτησης της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα. Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο της 24ης και 25ης Μαρτίου εξέτασε τον αντίκτυπο της αύξησης των τιμών της ενέργειας στους πολίτες και τις επιχειρήσεις, καθώς και συγκεκριμένα μέτρα για την κατοχύρωση της ασφάλειας του εφοδιασμού στην ΕΕ.

Παράγοντες που Οδήγησαν στην Άνοδο των Τιμών Ενέργειας

Το β' εξάμηνο του 2021 σημειώθηκε ραγδαία αύξηση των τιμών της ενέργειας στην ΕΕ και παγκοσμίως. Μολονότι η εξέλιξη αυτή ήταν αναμενόμενη ως ένα βαθμό στο πλαίσιο της οικονομικής ανάκαμψης μετά την πανδημία του COVID-19 και της χαλάρωσης των ταξιδιωτικών περιορισμών, οι τιμές της ενέργειας αυξήθηκαν περισσότερο από ό,τι προβλεπόταν. Ήταν μια άνευ προηγουμένου αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου στις παγκόσμιες αγορές (πάνω από 170% το 2021). Οι βασικοί παράγοντες που συνετέλεσαν στην άνοδο των τιμών είναι οι ακόλουθοι:

της εξοικονόμησης ενέργειας και της κλιματικής αλλαγής.

Μέτρα προσαρμογής στην κλιματική κρίση

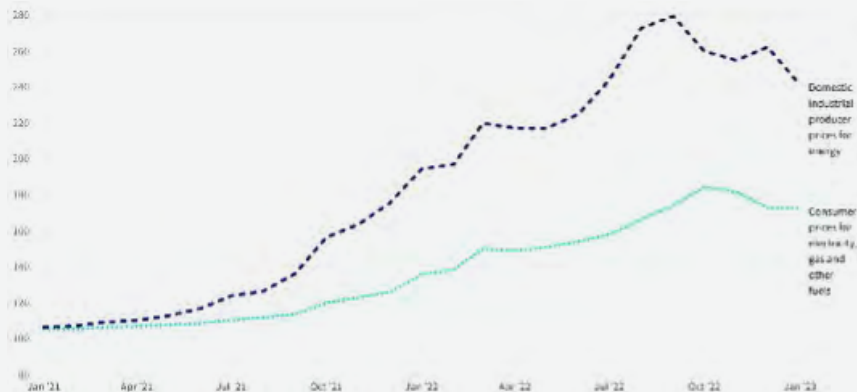
- Από το 2025, για τα νέα κτίρια που βρίσκονται σε ζώνες υψηλής τρωτότητας θα πρέπει να υπάρχει υποχρεωτική ασφάλιση κινδύνου (προϋπόθεση για την ηλεκτροδότηση του κτιρίου), μετά από σχέδια που θα ετοιμάσουν οι Περιφέρειες. Ως ζώνες υψηλής τρωτότητας θεωρούνται οι περιοχές που βρίσκονται:
 - Σε ζώνες υψηλής πιθανότητας πλημμύρας, όπως αποτυπώνονται στους χάρτες επικινδυνότητας πλημμύρας.
 - Σε ζώνες που είναι κοντά σε δασικές περιοχές, που χαρακτηρίζονται από υψηλό κίνδυνο πυρκαγιάς.

- η άνευ προηγουμένου αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου στις παγκόσμιες αγορές (πάνω από 170% το 2021)
- ο μακρύς και ψυχρός χειμώνας στις αρχές του 2021, που οδήγησε σε αυξημένη χρήση συστημάτων θέρμανσης και στη συνέχεια το μακρύ και θερμό καλοκαίρι και η εντατικότερη χρήση συστημάτων ψύξης, που ενέτειναν τη ζήτηση ενέργειας
- η αυξημένη ζήτηση LNG, με τη συνακόλουθη εκτίναξη της τιμής του
- η μεγαλύτερη κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ασία λόγω της οικονομικής ανάκαμψης
- η αύξηση των γεωπολιτικών εντάσεων, συμπεριλαμβανομένου του πολέμου στην Ουκρανία

Το 2021, η αύξηση των ενεργειακών τιμών ήταν πρωτοφανής. Οι τιμές των εισαγωγών ενέργειας, παρότι αρκετά ασταθείς, δεν μεταβλήθηκαν ποτέ στο παρελθόν κατά περισσότερο από 30% ετησίως, ενώ οι εισαγωγές ενέργειας κόστισαν υπερδιπλάσια από το προηγούμενο έτος μεταξύ Δεκεμβρίου 2020 και Δεκεμβρίου 2021, σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat.

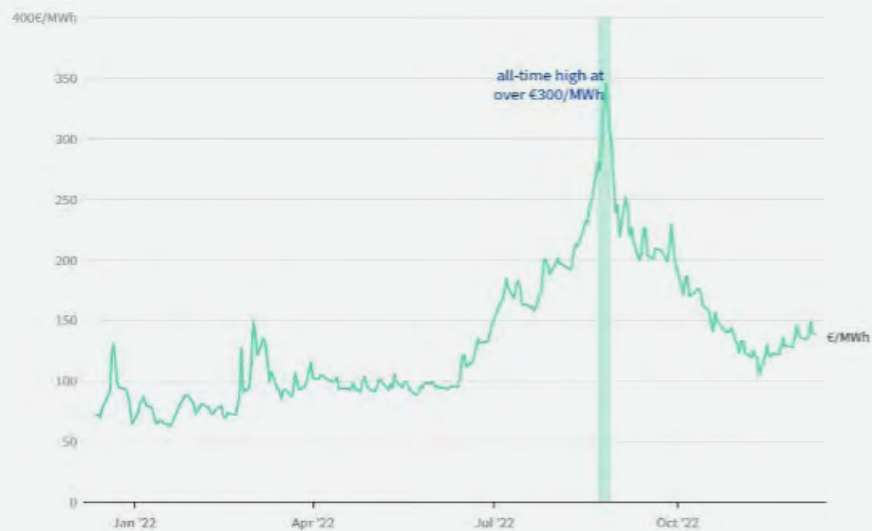
Η επίθεση της Ρωσίας κατά της Ουκρανίας (Φεβρουάριος 2022) διατάραξε περαιτέρω τις αγορές ενέργειας αυξάνοντας την πίεση στις τιμές, ιδίως του φυσικού αερίου και του πετρελαίου, προκαλώντας ανησυχίες σχετικά με την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού στην ΕΕ. Ως αποτέλεσμα των εχθροπραξιών και της σκληρής στάσης της Ρωσίας στον εφοδιασμό με φυσικό αέριο της Ευρώπης, δημιουργήθηκε μια πρωτόγνωρη κατάσταση λόγω της μείωσης της ροής ρωσικού αερίου προς την ευρωπαϊκή αγορά, στέλνοντας τις τιμές στα ύψη (Αύγουστος 2022 – 340 €/MWh)

Διάγραμμα 20: Αύξηση των Τιμών της Ενέργειας



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 21: Εξέλιξη τιμών φυσικού αερίου στην ΕΕ το 2022

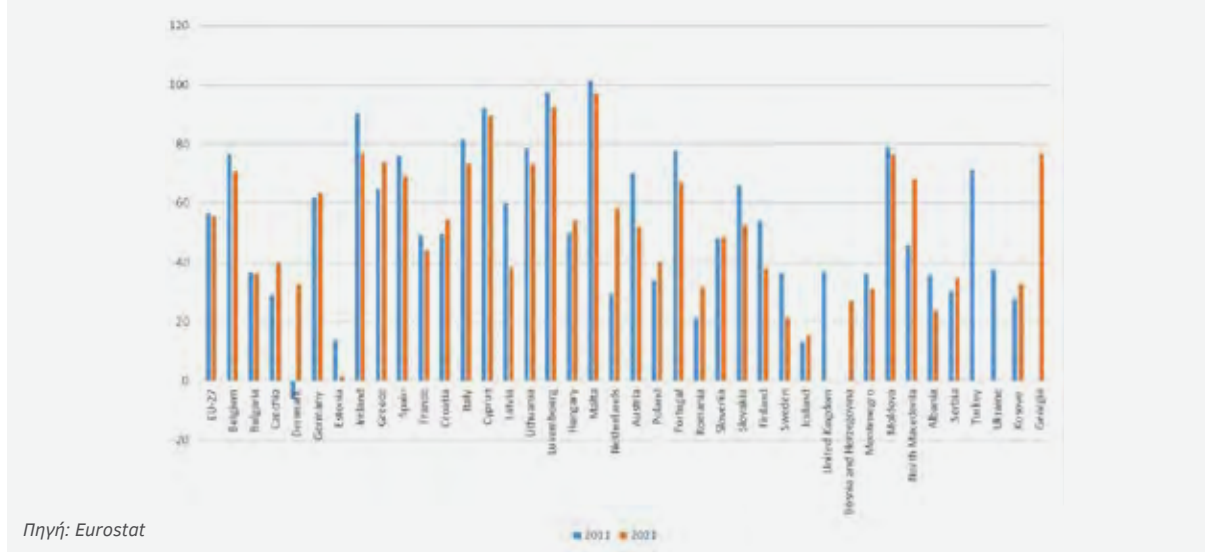


Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Η Ρωσία είναι επί του παρόντος ο κύριος προμηθευτής αργού πετρελαίου, φυσικού αερίου και στερεών ορυκτών καυσίμων για την ΕΕ. Το 2020, οι εισαγωγές ρωσικής ενέργειας έφτασαν το 24,4% των ενεργειακών αναγκών της ΕΕ. Το φυσικό αέριο ήταν το καύσιμο με την υψηλότερη έκθεση στις εισαγωγές από τη Ρωσία. Το 2020, η ΕΕ έλαβε το 46% των εισαγωγών φυσικού αερίου της από τη Ρωσία, ικανοποιώντας το 41% της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας που προέρχεται από φυσικό αέριο.

Το αργό πετρέλαιο, βασικό αγαθό για την παραγωγή καυσίμων μεταφορών και της πετροχημικής βιομηχανίας, ήταν το καύσιμο με τη δεύτερη μεγαλύτερη έκθεση σε εισαγωγές από τη Ρωσία. Το 2020, η ΕΕ βασίστηκε στη Ρωσία για το 26% των εισαγωγών αργού πετρελαίου της, οι οποίες ικανοποίησαν το 37% των ενεργειακών αναγκών της ΕΕ. Τέλος, τα στερεά ορυκτά καύσιμα (όπως ο άνθρακας) είχαν τη χαμηλότερη εξάρτηση από τις εισαγωγές από τη Ρωσία, η οποία παρείχε το 19% της χρήσης στερεών ορυκτών καυσίμων στην ΕΕ. Το 2020, η ΕΕ εισήγαγε το 53% σκληρού άνθρακα από τη Ρωσία, που αντιστοιχούσε στο 30% της κατανάλωσης στην ΕΕ.

Διάγραμμα 22: Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης, 2011 και 2021



Πηγή: Eurostat

Αντίδραση και Μέτρα της ΕΕ

Οι υψηλές ενεργειακές τιμές είναι ένα θέμα που έχει απασχολήσει την Ευρωπαϊκή Επιτροπή αρκετό διάστημα πριν την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Ήδη, τον **Σεπτέμβριο του 2021**, οι υπουργοί Ενέργειας και Μεταφορών εξέτασαν το θέμα σε άτυπη σύνοδο του Συμβουλίου. Σε συζητήσεις που πραγματοποιήθηκαν σε διάφορες συνθέσεις του Συμβουλίου, οι υπουργοί συμφώνησαν ότι η αύξηση των τιμών της ενέργειας θα πρέπει να αντιμετωπιστεί επειγόντως και με συντονισμένο τρόπο, προκειμένου να μειωθεί η οικονομική επιβάρυνση για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις που πασχίζουν να ανακάμψουν από την πανδημία του κορωνοϊού.

Στις **13 Οκτωβρίου του 2021**, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε ανακοίνωση που αφορούσε σε εργαλειοθήκη πιθανών μέτρων, με τα οποία η ΕΕ και τα κράτη μέλη θα μπορούσαν να αντιμετωπίσουν τις άμεσες επιπτώσεις των αυξήσεων των τιμών. Η εργαλειοθήκη περιλάμβανε:

- εισοδηματική στήριξη έκτακτης ανάγκης για τα νοικοκυριά
- κρατικές ενισχύσεις για τις επιχειρήσεις
- στοχευμένες μειώσεις φόρου

Στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο που πραγματοποιήθηκε στις **21-22 Οκτωβρίου του 2021**², οι ηγέτες της ΕΕ κάλεσαν την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να αναλύσει τη λειτουργία των αγορών ενέργειας και ανθρακούχων εκπομπών και της ζήτησαν να μελετήσει το συντομότερο μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα μέτρα, τα οποία:

- θα συμβάλλουν στην εξασφάλιση ενέργειας σε προσιτές τιμές για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις
- θα ενισχύσουν την ανθεκτικότητα του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ και της εσωτερικής αγοράς ενέργειας
- θα παρέχουν ασφάλεια εφοδιασμού
- θα στηρίξουν τη μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα

Τον **Νοέμβριο του 2021**, ο Οργανισμός Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER)³ και η Ευρωπαϊκή Αρχή Κινητών Αξιών και Αγορών (ESMA)⁴ εξέδωσαν τις προκαταρκτικές εκθέσεις τους σχετικά με τη λειτουργία των αγορών ενέργειας και ανθρακούχων εκπομπών.

Επίσης, οι υπουργοί Ενέργειας συνήλθαν στις **2 Δεκεμβρίου του 2021**⁵, αναφέροντας ότι εξακολουθούν να στηρίζουν το υφιστάμενο μοντέλο της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά έδειξαν ότι είναι πρόθυμοι να εξετάσουν επιλογές, οι οποίες, χωρίς να παρεμποδίζουν τα υφιστάμενα βασικά μεγέθη της αγοράς, θα μπορούσαν να εξασφαλίσουν επαρκείς επενδύσεις και να προστατεύσουν καλύτερα τους ευρωπαϊούς καταναλωτές από την αστάθεια των τιμών.

Στις **15 Δεκεμβρίου 2021**⁶, η Επιτροπή υπέβαλε νέες προτάσεις για:

- απανθρακοποίηση των αγορών φυσικού αερίου
- προώθηση του υδρογόνου
- μείωση των εκπομπών μεθανίου

² <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/european-council/2021/10/21-22/>

³ <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-submits-european-commission-its-preliminary-assessment-europes-high>

⁴ <https://www.esma.europa.eu/press-news/esma-news/esma-publishes-its-preliminary-report-eu-carbon-market>

⁵ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/tte/2021/12/02/>

⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6682

Οι προτάσεις αυτές περιλαμβάνουν πρωτοβουλίες για τη βελτίωση της ανθεκτικότητας του συστήματος φυσικού αερίου και την ενίσχυση των υφιστάμενων διατάξεων για την ασφάλεια του εφοδιασμού, όπως ζητήθηκε από τα κράτη μέλη και όπως εξαγγέλθηκε στην ανακοίνωση και την εργαλειοθήκη για τις τιμές της ενέργειας που είχαν ήδη δημοσιευθεί.

Το Συμβούλιο Ενέργειας συνήλθε στις **28 Φεβρουαρίου του 2022**⁷ για να ανταλλάξει απόψεις σχετικά με την ενεργειακή κατάσταση στην Ουκρανία και την Ευρώπη μετά την ρωσική εισβολή στην Ουκρανία. Οι υπουργοί συζήτησαν πώς να παρασχεθεί πρακτική στήριξη στην Ουκρανία, να ενισχυθεί η ανθεκτικότητα του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος και να ληφθούν μέτρα για τη διαχείριση μελλοντικών τάσεων στις τιμές της ενέργειας.

REPowerEU

Στις **8 Μαρτίου του 2022**, η Επιτροπή πρότεινε το σχέδιο «REPowerEU»⁸, προκειμένου να αντιμετωπιστεί η αύξηση των τιμών της ενέργειας και να καταστεί δυνατή η απεξάρτηση της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα. Σε άτυπη σύνοδο των αρχηγών κρατών ή κυβερνήσεων στις **10-11 Μαρτίου του 2022**, οι ηγέτες της ΕΕ συμφώνησαν τη σταδιακή απεξάρτηση της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και κάλεσαν την Επιτροπή να υποβάλει σχέδιο για την κατοχύρωση της ασφάλειας του εφοδιασμού και των οικονομικά προσιτών τιμών ενέργειας έως τα τέλη Μαρτίου του 2022. Στις **23 Μαρτίου του 2022**⁹, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε:

- νομοθετική πρόταση σχετικά με τις ελάχιστες υποχρεώσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου
- βραχυπρόθεσμες επιλογές για προσωρινή παρέμβαση στην αγορά με στόχο τον περιορισμό των αυξήσεων των τιμών
- την ετοιμότητά της να δημιουργήσει ειδική ομάδα για από κοινού αγορές φυσικού αερίου

Στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, που πραγματοποιήθηκε στις **24 και 25 Μαρτίου του 2022**¹⁰, συζητήθηκαν οι πρόσφατες προτάσεις της Επιτροπής. Οι ηγέτες παρότρυναν το Συμβούλιο και την Επιτροπή να προσεγγίσουν τους ενδιαφερόμενους φορείς στον τομέα της ενέργειας και να συζητήσουν αν και με ποιον τρόπο οι συγκεκριμένες βραχυπρόθεσμες επιλογές που παρουσίασε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θα συμβάλλουν στη μείωση της τιμής του φυσικού αερίου και θα αντιμετωπίσουν τις αλυσιδωτές

επιπτώσεις της στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Ανέθεσαν, επίσης, στο Συμβούλιο να προωθήσει τις εργασίες σχετικά με την πρόταση για την πολιτική της ΕΕ που αφορά την αποθήκευση φυσικού αερίου και συζήτησαν την εθελοντική από κοινού αγορά καυσίμων.

Παράλληλα, οι ηγέτες ζήτησαν από την Επιτροπή να υποβάλει προτάσεις για την αντιμετώπιση των υπερβολικών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, προστατεύοντας ταυτόχρονα την ενιαία αγορά και τα κίνητρα για την πράσινη μετάβαση. Κάλεσαν την Επιτροπή και τα κράτη μέλη να αξιοποιήσουν με τον καλύτερο δυνατό τρόπο την εργαλειοθήκη για τις τιμές της ενέργειας και το πρόσφατα θεσπισμένο προσωρινό πλαίσιο για τις κρατικές ενισχύσεις για την ανακούφιση των πολιτών και των επιχειρήσεων.

Στις **2 Μαΐου του 2022**¹¹, οι υπουργοί Ενέργειας της ΕΕ πραγματοποίησαν έκτακτη σύνοδο για να συζητήσουν το επίπεδο ετοιμότητας της ΕΕ και τα μέτρα που πρέπει να ληφθούν σε περίπτωση κρίσης εφοδιασμού, μετά την πρόσφατη αναστολή των παραδόσεων φυσικού αερίου από την Gazprom σε ορισμένα κράτη μέλη της ΕΕ.

Στις **11 Μαΐου του 2022**¹², τα κράτη μέλη της ΕΕ κατέληξαν σε εντολή για διαπραγματεύσεις με το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο σχετικά με την πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την αποθήκευση φυσικού αερίου. Με απώτερο σκοπό να ενισχυθεί η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, η πρόταση επιδιώκει να διασφαλίσει ότι η δυναμικότητα αποθήκευσης φυσικού αερίου στην ΕΕ θα καλύπτεται πριν από την έλευση του χειμώνα και ότι τα κράτη μέλη θα μοιράζονται το φυσικό αέριο σε πνεύμα αλληλεγγύης.

Τα περισσότερα κράτη μέλη της ΕΕ διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου στην επικράτειά τους. Η δυναμικότητα αποθήκευσης πέντε χωρών (Γερμανία, Ιταλία, Γαλλία, Κάτω Χώρες και Αυστρία) αντιπροσωπεύει τα δύο τρίτα της συνολικής δυναμικότητας της ΕΕ. Σύμφωνα με τη νέα πρόταση, οι χώρες που δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα συνεργάζονται με τα κράτη μέλη που διαθέτουν εγκαταστάσεις, προκειμένου να εξασφαλίσουν τα αποθέματά τους. Η Κύπρος, η Εσθονία, η Φινλανδία, η Ελλάδα, η Ιρλανδία, η Λιθουανία, το Λουξεμβούργο, η Μάλτα και η Σλοβενία δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου.

⁷ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/tte/2022/02/28/>

⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

⁹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1936

¹⁰ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/european-council/2022/03/24-25/>

¹¹ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/tte/2022/05/02/>

¹² <https://www.consilium.europa.eu/el/press/press-releases/2022/05/11/member-states-agree-on-negotiating-mandate-for-gas-storage-proposal/>

Χάρτης 1: Ικανότητα Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου των Κρατών Μελών της ΕΕ

■ με ικανότητα αποθήκευσης
■ χωρίς ικανότητα αποθήκευσης, αλλά με ρυθμιζόμενες αλληλεγγύες με άλλα κράτη μέλη
● Ανοχύρωση κράτους μέλους



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Στο πλαίσιο του σχεδίου «REPowerEU», η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ανακοίνωσε στις **18 Μαΐου του 2022**¹³ μια σειρά βραχυπρόθεσμων μέτρων, καθώς και μακροπρόθεσμες βελτιώσεις στην ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Πιο συγκεκριμένα, η Κομισιόν κάλεσε τα κράτη μέλη να συνεχίσουν να χρησιμοποιούν το εργαλείο μέτρων που έχει ήδη παρουσιάσει, το οποίο περιέχει μέτρα για μείωση των λογαριασμών ενέργειας. Επιπλέον, τα παρακάτω βραχυπρόθεσμα μέτρα προστίθενται ενόψει της επόμενης χειμερινής περιόδου:

Στις αγορές φυσικού αερίου:

- Δίνεται η δυνατότητα στα κράτη μέλη να επεκτείνουν προσωρινά τις ρυθμίσεις για τις τελικές τιμές σε ένα εύρος καταναλωτών, όπως οικιακούς και βιομηχανικούς.
- Προβλέπονται προσωρινοί «κόφτες» και επείγοντα μέτρα ρευστότητας για τη στήριξη της αποτελεσματικής λειτουργίας των αγορών εμπορευμάτων, λαμβάνοντας υπόψη τους κανονισμούς κρατικών ενισχύσεων.
- Χρήση της Ενεργειακής Πλατφόρμας της ΕΕ για συσσωρευμένη ζήτηση φυσικού αερίου, εξασφάλιση ανταγωνιστικών τιμών φυσικού αερίου μέσω κοινών αγορών και μείωση της εξάρτησης από το ρωσικό φυσικό αέριο.

Επιλογές παρέμβασης στις αγορές ηλεκτρισμού για τα κράτη μέλη:

- Η πιθανότητα ανακατανομής υπερβολικών κερδών για τη στήριξη των καταναλωτών επεκτείνεται και στην επόμενη χειμερινή περίοδο.

• Τα έσοδα συμφόρησης μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη χρηματοδότηση των καταναλωτών.

• Προσωρινή εξαίρεση δίνεται για ρυθμιζόμενες τιμές λιανικής για κάλυψη των μικρομεσαίων επιχειρήσεων.

• Για περιοχές με περιορισμένη διασύνδεση, επιτρέπονται επιδοτήσεις για το κόστος καυσίμων ηλεκτροπαραγωγής ώστε να μειωθεί η τιμή του ηλεκτρισμού, εφόσον είναι σχεδιασμένες με τρόπο συμβατό προς την ευρωπαϊκή νομοθεσία. Ιδίως σε ό,τι έχει να κάνει με την απουσία περιορισμών στις διασυνοριακές εξαγωγές, τη νομοθεσία ανά κλάδο και τις κρατικές ενισχύσεις.

Μέτρα για την περίπτωση πλήρους διακοπής των ρωσικών προμηθειών φυσικού αερίου:

Σε περίπτωση πλήρους διακοπής των ρωσικών προμηθειών, ίσως χρειαστούν και άλλα έκτακτα μέτρα για την διαχείριση της κατάστασης. Η Κομισιόν κάλεσε τα κράτη μέλη να αναθεωρήσουν τα σχέδια έκτακτης ανάγκης που έχουν εκπονήσει και να λάβουν υπόψη τις συστάσεις που προετοίμασε η Κομισιόν. Η Κομισιόν θα διευκολύνει την προετοιμασία ενός σχεδίου συντονισμένης μείωσης της ευρωπαϊκής ζήτησης με προληπτικά μέτρα περιορισμών ώστε να είναι έτοιμη αν προκύψει η ανάγκη. Με βάση το πνεύμα της αλληλεγγύης, τα κράτη μέλη που επηρεάζονται λιγότερο θα περιορίσουν τη ζήτηση για φυσικό αέριο προς όφελος των κρατών που επηρεάζονται περισσότερο.

Πέραν των παραπάνω, ίσως χρειαστεί διοικητικά οριζόμενο όριο στην τιμή του φυσικού αερίου σε

¹³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131

ευρωπαϊκό επίπεδο ως απάντηση σε μια πλήρη διακοπή. Αν εφαρμοστεί, το πλαφόν αυτό θα έχει περιορισμένη διάρκεια και δεν θα υπονομεύσει την ικανότητα της ΕΕ να προσελκύει εναλλακτικές πηγές φυσικού αερίου από αγωγούς ή LNG ή να μειώσει τη ζήτηση.

Στις **19 Μαΐου του 2022**¹⁴, το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο κατέληξαν σε πολιτική συμφωνία σχετικά με πρόταση της Επιτροπής για την αποθήκευση φυσικού αερίου. Με απώτερο σκοπό να βελτιωθεί η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, η πρόταση επιδιώκει να διασφαλίσει ότι η δυναμικότητα αποθήκευσης φυσικού αερίου στην ΕΕ θα καλύπτεται πριν από την έλευση του χειμώνα και ότι τα κράτη μέλη θα μοιράζονται το φυσικό αέριο σε πνεύμα αλληλεγγύης. Η προσωρινή συμφωνία θα πρέπει να εγκριθεί επίσημα και από τα δύο θεσμικά όργανα.

Κατά την έκτακτη σύνοδο του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου στις **30-31 Μαΐου του 2022**¹⁵, οι ηγέτες της ΕΕ συμφώνησαν σε απαγόρευση σχεδόν του 90% του συνόλου των εισαγωγών πετρελαίου από τη Ρωσία έως το τέλος του τρέχοντος έτους, με προσωρινή εξαίρεση το αργό πετρέλαιο που παραδίδεται μέσω πετρελαιοαγωγού.

Οι ηγέτες της ΕΕ επανεξέτασαν, επίσης, την πρόοδο σχετικά με τη σταδιακή κατάργηση των εισαγωγών φυσικού αερίου, πετρελαίου και άνθρακα από τη Ρωσία, η οποία θα πρέπει να επιτευχθεί το συντομότερο δυνατόν, όπως συμφωνήθηκε στη διακήρυξη των Βερσαλλιών, και ζήτησαν να καταβληθούν περαιτέρω προσπάθειες για την ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας της ΕΕ.

Στις **3 Ιουνίου του 2022**¹⁶, το Συμβούλιο ενέκρινε την έκτη δέσμη κυρώσεων κατά της Ρωσίας, η οποία περιλαμβάνει την απαγόρευση των εισαγωγών πετρελαίου που συμφώνησαν οι ηγέτες της ΕΕ κατά την έκτακτη σύνοδο του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου τον Μάιο του 2022.

Στις **23 και 24 Ιουνίου του 2022**¹⁷, οι ηγέτες της ΕΕ επανήλθαν στο ζήτημα της αύξησης των τιμών της ενέργειας κατά τη σύνοδό τους. Αναφερόμενοι στη δήλωση των Βερσαλλιών και στα πρόσφατα συμπεράσματα του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου, οι ηγέτες της ΕΕ επανέλαβαν την πρόσκληση προς την Επιτροπή να διερευνήσει από κοινού με τους διεθνείς εταίρους τρόπους για τον περιορισμό των αυξανόμενων τιμών της ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της σκοπιμότητας θέσπισης προσωρινών ανώτατων ορίων τιμών, κατά περίπτωση.

Δεδομένου ότι η Ρωσία χρησιμοποιεί το φυσικό αέριο ως όπλο, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κάλεσε την

Επιτροπή να συνεχίσει να καταβάλλει επείγοντως προσπάθειες για να εξασφαλιστεί ενεργειακός εφοδιασμός σε προσιτές τιμές. Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κάλεσε επίσης το Συμβούλιο, από κοινού με την Επιτροπή, να λάβουν κατάλληλα μέτρα για να εξασφαλίσουν στενότερο συντονισμό σε θέματα ενέργειας μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ.

Στις **27 Ιουνίου του 2022**¹⁸, το Συμβούλιο εξέδωσε οριστικά τον κανονισμό για την αποθήκευση φυσικού αερίου, ο οποίος αποσκοπεί στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ στο πλαίσιο του πολέμου στην Ουκρανία.

Στις **26 Ιουλίου του 2022**¹⁹, οι υπουργοί Ενέργειας της ΕΕ κατέληξαν σε πολιτική συμφωνία για εθελοντική μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου κατά 15% τον φετινό χειμώνα. Οι υπουργοί αντάλλαξαν απόψεις σχετικά με την ενεργειακή κατάσταση στην Ευρώπη εν μέσω του επιθετικού πολέμου της Ρωσίας κατά της Ουκρανίας. Αντάλλαξαν, επίσης, απόψεις για τα οικεία εθνικά μέτρα και σχέδια έκτακτης ανάγκης, καθώς και σχετικά με περαιτέρω βραχυπρόθεσμες δράσεις για την ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ.

Η Περίπτωση της Ευρώπης

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε τον περασμένο Μάρτιο το φιλόδοξο σχέδιο «REPowerEU» για να απεξαρτηθεί από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα έως το 2023 και από τα 2/3 του ρωσικού φυσικού αερίου μέχρι το τέλος του 2022. Οι 27 χώρες- μέλη επιδιώκουν να μειώσουν τις εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου από 155 δισ. κυβικά μέτρα τον χρόνο (που ισχύει τώρα) σε περίπου 55 δισ. κυβικά μέτρα το 2023. Η εξάρτηση της ΕΕ-27 από το ρωσικό φυσικό αέριο είναι της τάξης του 45%, με τη Νορβηγία να τροφοδοτεί την ΕΕ με 24% και την Αλγερία (με 13%) να είναι ο 3ος μεγαλύτερος τροφοδότης, ενώ ΗΠΑ και Κατάρ μοιράζονται από κοινού ένα άλλο 12% (βλέπε Διάγραμμα 23).

Το ανωτέρω σχέδιο, πέρα από την προφανή ενίσχυση του δυναμικού των ΑΠΕ με χρονικό ορίζοντα το 2030, έχει θέσει υπερφιλόδοξους στόχους για την άμεση αντικατάσταση του ρωσικού φυσικού αερίου. Μεταξύ άλλων, προβλέπει μέχρι το τέλος του 2022 την αντικατάσταση 100 bcm εισαγόμενου ρωσικού φυσικού αερίου με ένα συνδυασμό LNG, υδρογόνου και βιομεθανίου. Ουσιαστικά πρόκειται για την αντικατάσταση μιας μορφής εξάρτησης από μια άλλη, αφού προβλέπονται επιπλέον εισαγωγές 60 δισ. κυβικών μέτρων LNG που θα έρθουν να προστεθούν στα 100 δισ. κυβικά μέτρα που ήδη εισάγει η Ευρώπη και αντιστοιχούν στο 25% της συνολικής κατανάλωσης.

¹⁴ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/european-council/2022/05/30-31/>

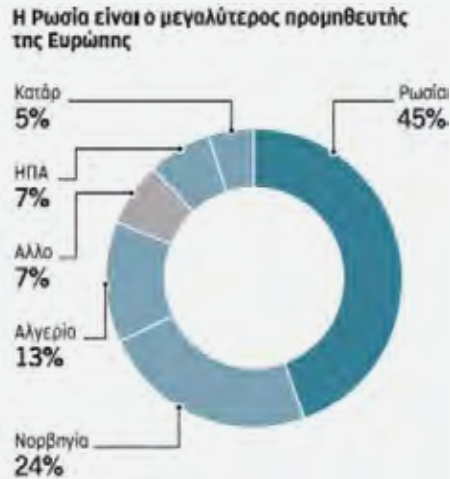
¹⁵ <https://www.consilium.europa.eu/el/press/press-releases/2022/06/03/russia-s-aggression-against-ukraine-eu-adopts-sixth-package-of-sanctions/>

¹⁶ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/european-council/2022/06/23-24/>

¹⁷ <https://www.consilium.europa.eu/el/press/press-releases/2022/06/27/council-adopts-regulation-gas-storage/>

¹⁸ <https://www.consilium.europa.eu/el/meetings/tte/2022/07/26/>

Διάγραμμα 23: Μερίδιο Εισαγωγών Φυσικού Αερίου της ΕΕ, 2021



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

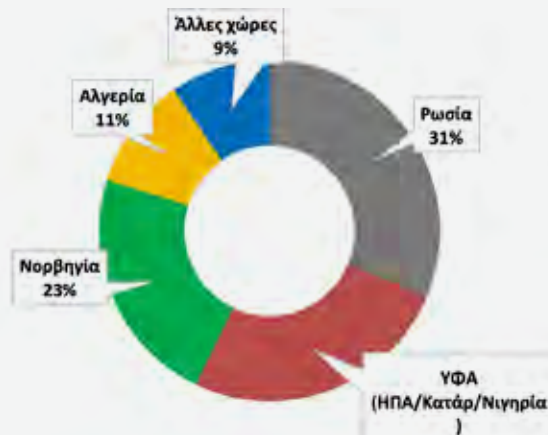
Το 2021, η ΕΕ εισήγαγε το 83% του φυσικού της αερίου. Από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και μετά, οι εισαγωγές φυσικού αερίου από τη Ρωσία στην ΕΕ μειώθηκαν σημαντικά. Η απώλεια αυτή αντισταθμίστηκε κυρίως με έντονη αύξηση των εισαγωγών υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), ιδίως από τις ΗΠΑ [23].

Διάγραμμα 24: Η απεξάρτηση της ΕΕ από το ρωσικό φυσικό αέριο



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 25: Μερίδιο εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ, Α' εξάμηνο 2022



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Μεταξύ Ιανουαρίου και Αυγούστου 2022, οι εισαγωγές ΥΦΑ από τις ΗΠΑ ανήλθαν σε σχεδόν 40 bcm (δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα), ποσοστό σχεδόν διπλάσιο από τη συνολική ποσότητα του 2021 (πάνω από 22 bcm) [23].

Διάγραμμα 26: Μηνιαίοι όγκοι εισαγωγών ΥΦΑ από τις ΗΠΑ στην ΕΕ

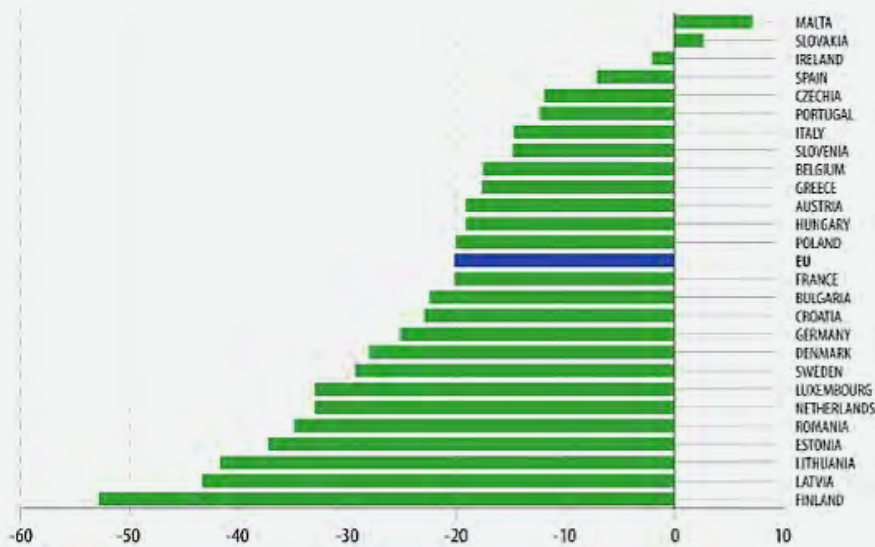


Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Η κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ μειώθηκε κατά 20,1% την περίοδο Αυγούστου-Νοεμβρίου 2022, σε σύγκριση με τη μέση κατανάλωση φυσικού αερίου για τους ίδιους μήνες (Αύγουστος-Νοέμβριος) μεταξύ 2017 και 2021. Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2022/1369 του Συμβουλίου για τα συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης φυσικού αερίου, μέρος του σχεδίου REPowerEU για τον τερματισμό της εξάρτησης της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα, έθεσαν στόχο μείωσης 15% για την περίοδο Αυγούστου 2022-Μαρτίου 2023 σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου των πέντε προηγούμενων διαδοχικών ετών.

Κατά τη διάρκεια Αυγούστου-Νοεμβρίου 2022, η κατανάλωση φυσικού αερίου μειώθηκε στα περισσότερα κράτη μέλη (Διάγραμμα 27). Σε 18 κράτη μέλη, η κατανάλωση μειώθηκε πέρα από τον στόχο του 15%, σε ορισμένα από αυτά η μείωση ήταν πολύ μεγάλη (πάνω από 40%). Η κατανάλωση μειώθηκε περισσότερο στη Φινλανδία (-52,7%), τη Λετονία (-43,2%) και τη Λιθουανία (-41,6%). Έξι κράτη μέλη, ενώ μείωσαν την κατανάλωση φυσικού αερίου, δεν κατάφεραν ακόμη να επιτύχουν τον στόχο του 15%. Αντίθετα, η κατανάλωση φυσικού αερίου αυξήθηκε στη Μάλτα (+7,1%) και στη Σλοβακία (+2,6%) [24].

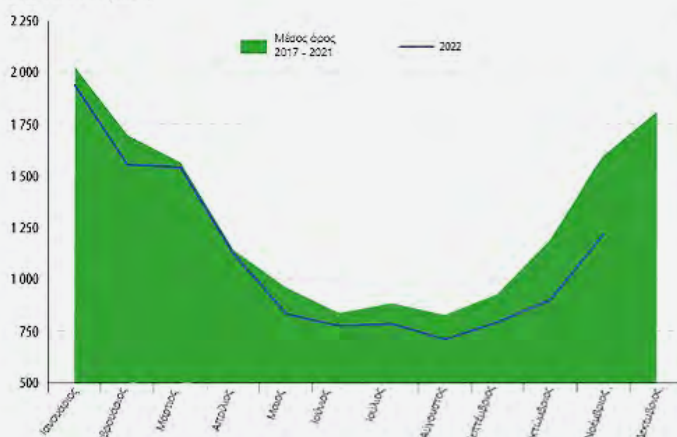
Διάγραμμα 27: Μείωση κατανάλωσης φυσικού αερίου στην ΕΕ ανά χώρα (Αύγουστος - Νοέμβριος 2022 vs 2017-2021)



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 28: Κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ

2017-2022 (Petajoules)



Πηγή: Eurostat

Στο πλαίσιο της αύξησης εισαγωγών LNG, ο Αμερικανός πρόεδρος Τζο Μπάιντεν, κατά τη διάρκεια της επίσκεψής του στις Βρυξέλλες τον Μάρτιο του 2022, υποσχέθηκε 15 δισ. κυβικά μέτρα αμερικανικού LNG. Όπως υποστηρίζουν παράγοντες της αγοράς, αυτή τη στιγμή δεν υπάρχουν διαθέσιμες τέτοιου μεγέθους πρόσθετες ποσότητες LNG στη διεθνή αγορά για να προμηθεύσουν την Ευρώπη, αλλά ούτε υφίστανται οι απαραίτητες υποδομές σε τερματικούς σταθμούς LNG, αποθηκευτικούς χώρους και αγωγούς. Βάσει υπολογισμών του IENE, εκτιμάται ότι θα απαιτηθούν περί τα €60 δισ. επενδύσεων σε έναν χρονικό ορίζοντα 3-5 ετών, ώστε να δημιουργηθούν οι απαραίτητες υποδομές που θα επιτρέψουν στην Ευρώπη να εισάγει φυσικό αέριο από εναλλακτικούς προμηθευτές, μέσω αγωγών αλλά και LNG, ώστε να μειώσει κατακόρυφα την εξάρτησή της από το ρωσικό φυσικό αέριο.

Με τη βοήθεια της Ουάσιγκτον, η Ευρώπη εισήγαγε ικανοποιητική ποσότητα LNG τους πρώτους μήνες του 2022, όμως θα είναι αρκετά κοστοβόρο να αποκτήσει τόσο μεγάλο μέρος της περιορισμένης παγκόσμιας αγοράς spot επ' αόριστον. Στην εν λόγω αγορά LNG, η Ευρωπαϊκή Ένωση ενδέχεται να βρει μπροστά της την Κίνα, η οποία επίσης εισάγει μεγάλο μέρος των αναγκών της σε LNG, ενώ διαφαίνεται ο κίνδυνος ότι οι δύο κολοσσοί θα μπουν σε «πόλεμο» προσφορών. Ωστόσο, η Ευρώπη μπορεί να μειώσει το κόστος του εισαγόμενου LNG, υπογράφοντας μακροχρόνια συμβόλαια.

Ενδεικτικό παράδειγμα της υφιστάμενης κατάστασης είναι ότι η Γερμανία, η μεγαλύτερη εισαγωγέας φυσικού αερίου και οικονομία στην Ευρώπη, δεν διαθέτει κανέναν τερματικό σταθμό LNG, καθώς μέχρι πρότινος βασιζόταν στους ρωσικούς αγωγούς. Τώρα σχεδιάζει τέσσερις τερματικούς σταθμούς LNG, όντας υποχρεωμένη να καταβάλλει μέσα στην επόμενη δεκαετία €3 δισ., σύμφωνα με το Υπουργείο Οικονομικών της χώρας²⁰.

Ωστόσο, μια ενδεχόμενη άμεση αποκοπή της Ευρώπης από ρωσικές ενεργειακές προμήθειες, προκειμένου να στερήσει σημαντικά συναλλαγματικά έσοδα στη Μόσχα, τα οποία τη βοηθούν να χρηματοδοτεί τον κρατικό της προϋπολογισμό και έμμεσα τις πολεμικές επιχειρήσεις στην Ουκρανία, θα είχε καταστροφικές οικονομικές επιπτώσεις στην Ευρώπη, η οποία αίφνης θα βρισκόταν ενεργειακά «ξεκρέμαστη», αφού ως γνωστόν εισάγει περίπου το 40% του φυσικού αερίου και το 25% του πετρελαίου από τη Ρωσία. Ενώ η απεξάρτηση από το ρωσικό πετρέλαιο στο μεγαλύτερο ποσοστό προμήθειας είναι εφικτή σε βάθος χρόνου (6-9 μήνες), λόγω ύπαρξης αρκετών εναλλακτικών προμηθευτών, στην περίπτωση του φυσικού αερίου κάτι τέτοιο είναι εξαιρετικά δύσκολο.

Έχοντας αποκλείσει την οικειοθελή αποχή από εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου, ο φόβος που διακατέχει τώρα τις περισσότερες ευρωπαϊκές κυβερνήσεις, συμπεριλαμβανομένης και της ελληνικής, είναι η διακοπή της ροής από τη Μόσχα με αφορμή την απόφαση του προέδρου Πούτιν για την πληρωμή των εισαγωγών σε ρούβλια. Μάλιστα, στις 27 Απριλίου του 2022, η Μόσχα διέκοψε την παροχή με φυσικό αέριο της Βουλγαρίας και της Πολωνίας.

Ωστόσο, η Ρωσία θα είναι η τελευταία που θα επισπεύσει τη διακοπή ροής φυσικού αερίου προς την Ευρώπη, καθότι θα αντιμετωπίσει σοβαρό πρόβλημα διάθεσης του αερίου που εξάγει στις ευρωπαϊκές χώρες και αντιστοιχεί σχεδόν στο 28% της συνολικής της παραγωγής, που το 2020 έφθασε στα 639 δισ. κυβικά μέτρα και στο 75% των συνολικών εξαγωγών φυσικού αερίου²¹. Με πολλές χιλιάδες χιλιόμετρων αγωγών και ένα εκτενές πλέγμα συμπιεστών, μετρητικών σταθμών και υπόγειων δεξαμενών, υποδομές που έχουν αναπτυχθεί συστηματικά τα τελευταία 50 χρόνια, θα είναι εξαιρετικά δύσκολο και για την ίδια τη Ρωσία να επαναπροσανατολίσει τις εξαγωγές της προς

²⁰ <https://www.dw.com/en/germany-earmarks-3-billion-for-floating-lng-terminals/a-61480593>

²¹ <https://www.kathimerini.gr/economy/international/561824971/dyskoli-i-apexartisi-tis-eyropis-apo-ti-rosiki-energeia/>

την Ανατολή (Κίνα) και τον Νότο (Ινδία, Πακιστάν), όπου δεν διαθέτει αντίστοιχο δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου, ενώ ο τερματισμός παραγωγής στα μεγάλα κοιτάσματα φυσικού αερίου στη χερσόνησο Yamal είναι εξαιρετικά σύνθετη διαδικασία με υψηλό κόστος.

Καθίσταται εμφανές πλέον το πόσο ενεργειακά ευάλωτη είναι τελικά η Ευρώπη έναντι της Ρωσίας. Μια Ευρώπη, η οποία χάρη στη προσήλωσή της στο θέμα της κλιματικής αλλαγής και της επίτευξης φιλόδοξων στόχων για απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα και την έναντι οποιουδήποτε κόστους προώθηση των ΑΠΕ και των πέραξ αυτών τεχνολογιών, παρέβλεψε την αναγκαιότητά τους στη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος στην περίοδο μετάβασης και υποβάθμισε το θέμα της ενεργειακής ασφάλειας. Τώρα, εν μέσω ενεργειακής κρίσης και πολύ υψηλών τιμών που υποσκάπτουν την όποια οικονομική πολιτική, η Ευρώπη αρχίζει να συνειδητοποιεί τη χρησιμότητα του άνθρακα, του φυσικού αερίου και του πετρελαίου (που μεταξύ τους παρέχουν πολύτιμα ηλεκτρικά φορτία βάσης), μεταθέτοντας για αργότερα την πολυπόθητη απεξάρτηση από αυτά τα καύσιμα.

Εντύπωση προκαλεί πάντως ότι ακόμα και την ύστατη αυτή στιγμή που διακυβεύεται η ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης, το σχέδιο της Κομισιόν δεν αναφέρει λέξη για την προφανή ανάγκη ενίσχυσης της εγχώριας παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου. Με τους Ευρωπαίους ιθύνοντες να εξακολουθούν να πιστεύουν ότι τα ορυκτά καύσιμα δεν έχουν θέση στο μελλοντικό ενεργειακό μίγμα και την επίτευξη μηδενικών ρύπων το 2050, ή και νωρίτερα, να αποτελεί αδιαπραγμάτευτο όρο τη στιγμή που η Ευρώπη είναι υπεύθυνη μόνο για το 7% των παγκόσμιων εκπομπών του θερμοκηπίου.

Η Περίπτωση της Ελλάδας

Η ΡΑΕ εκπόνησε τον Ιούλιο 2022 ένα ολοκληρωμένο σχέδιο ενίσχυσης της ενεργειακής της ασφάλειας σε περίπτωση διακοπής της τροφοδοσίας της με φυσικό αέριο από τη Ρωσία “Σχέδιο Προληπτικής Δράσης σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010”, το οποίο συνοψίζεται ως εξής [25]:

1. Αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας της Ρεβουθούσας, του μοναδικού τερματικού σταθμού LNG της χώρας, στα 375.000 κυβικά μέτρα (από 225.000 σήμερα) μέσω της προσθήκης μιας τέταρτης πλωτής δεξαμενής (FSU).
2. Χρήση ντίζελ αντί φυσικού αερίου στις πέντε μονάδες φυσικού αερίου που μπορούν να λειτουργήσουν με εναλλακτικό καύσιμο.

3. Αύξηση της εξόρυξης λιγνίτη κατά 50% σε βάθος διετίας. Στο πλαίσιο αυτό, το καύσιμο συγκεντρώνεται στις αυλές των λιγνιτικών μονάδων που αποτελούν τη βασική γραμμή «άμυνας» του ηλεκτρικού συστήματος σε περιόδους αυξημένης ζήτησης για ρεύμα και για την αντιμετώπιση των αιχμών του φορτίου, όπως φάνηκε το καλοκαίρι του 2022. Αρμόδιες πηγές σημειώνουν, επίσης, ότι στις αρχές του 2023 αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία η νέα λιγνιτική μονάδα υψηλής απόδοσης της ΔΕΗ Πτολεμαΐδα V, ενώ υπό συζήτηση φέρεται να είναι η αύξηση των ωρών λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων του Αγίου Δημητρίου.

4. Παρακολούθηση της διαθεσιμότητας των φορτίων LNG στις διεθνείς αγορές, προκειμένου η ΔΕΠΑ Εμπορίας να προμηθευτεί επιπλέον φορτία, εφόσον αυτό κριθεί απαραίτητο.

5. Διερεύνηση των δυνατοτήτων στρατηγικών αποθεμάτων φυσικού αερίου σε υπόγειες αποθήκες στην Ιταλία.

Επίσης, η λειτουργία του Νοτίου Διαδρόμου φυσικού αερίου, που ουσιαστικά θα συνέδεε για πρώτη φορά τις ευρωπαϊκές αγορές με την Κασπία Θάλασσα και τη Μέση Ανατολή, σηματοδοτεί την πρώτη προσπάθεια της ΕΕ να διαφοροποιήσει τις πηγές και οδούς προμήθειας φυσικού αερίου από τη Ρωσία, με την Ελλάδα να συμμετέχει ενεργά σε αυτόν. Η Β' φάση του Νοτίου Διαδρόμου, η οποία αφορά στη λειτουργία πολλών διασυνδετήριων αγωγών στη ΝΑ Ευρώπη, προωθείται σημαντικά, ενώ η ΕΕ αναζητεί και επιπλέον πηγές προμήθειας, κυρίως LNG.

Σύμφωνα με Ειδική Έκθεση που εκπόνησε πρόσφατα η κα. Μαρίκα Καραγιάννη [26], η πρώτη πηγή προμήθειας του Νοτίου Διαδρόμου φυσικού αερίου, ιδίως της 2ης φάσης του, είναι το Αζερμπαϊτζάν και, συγκεκριμένα, το κοίτασμα Shah Deniz. Το συνολικό μήκος του Διαδρόμου είναι 3,500 χιλιόμετρα και χωρίζεται σε τρία μέρη: στον αγωγό του Νοτίου Καυκάσου (SCP), από το Μπακού στο Ερζουρούμ της Τουρκίας, στον αγωγό Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), που θα διασχίζει την Τουρκία και θα φτάνει στα ελληνικά σύνορα στους Κήπους Έβρου, και στον Διαδριατικό Αγωγό Φυσικού Αερίου (TAP), μέσω Ελλάδας, Αλβανίας και Αδριατικής Θάλασσας, ως την Ιταλία.

Οι συμβάσεις, που έχουν υπογραφεί μεταξύ της αζερικής κρατικής εταιρείας Socar και των εταιρειών φυσικού αερίου της Ελλάδας (ΔΕΠΑ), της Αλβανίας (Albgaz) και της Ιταλίας (Snam Rete), προβλέπουν αρχικό όγκο 10 δις. κυβικών μέτρων τον χρόνο, με πρόβλεψη για διπλασιασμό του μετά το 2025. Είναι σαφές ότι αυτές οι ποσότητες αζερικού φυσικού αερίου αποτελούν μια μικρή διαφοροποίηση έναντι του ρωσικού φυσικού αερίου για την Ευρώπη. Ωστόσο, είναι μια αρχή.

Στις 16 Μαρτίου του 2022, η κοινοπραξία ανακοίνωσε²² ότι η αρχική δυναμικότητα των 10 δισ. κυβικών μέτρων τον χρόνο έχει επιτευχθεί, με τα 8,5 από αυτά να έχουν παραδοθεί στην Ιταλία. Σύμφωνα με την επίσημη δήλωση της επικεφαλής εμπορικής λειτουργίας του TAP, «Ο TAP μπορεί να διπλασιάσει τη δυναμικότητά του, επεκτείνοντάς τη σταδιακά έως και τα 20 δισ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ετησίως εντός διαστήματος 45-65 μηνών, εφόσον ληφθούν σχετικά αιτήματα κατά τη δεσμευτική φάση ενός market test και αξιολογηθεί συνολικά η οικονομική βιωσιμότητα των αιτημάτων. Η έναρξη της επόμενης δεσμευτικής φάσης του market test έχει προγραμματιστεί για τον Ιούλιο του 2023. Ωστόσο, ο TAP θα μπορούσε να επιταχύνει αυτό το χρονοδιάγραμμα και να ξεκινήσει τη δεσμευτική φάση του market test το 2022, υπό την προϋπόθεση ότι κατά την τρέχουσα περίοδο της δημόσιας διαβούλευσης θα υπάρξει ενδιαφέρον για πρώιμη έναρξη της δεσμευτικής φάσης».

Η γεωστρατηγική σημασία του Αζερμπαϊτζάν ως πηγή προμήθειας για την Ευρώπη έχει αυξηθεί, δεδομένων των γεωπολιτικών εξελίξεων στην Ουκρανία, και η νέα γενιά κοιτασμάτων του θεωρείται η ζωτικής σημασίας πρώτη πηγή διαφοροποίησης για τη Β' φάση του Νοτίου Διαδρόμου φυσικού αερίου και τους μελλοντικούς διασυνδετήριους αγωγούς στη ΝΑ Ευρώπη.

Η Β' φάση προβλέπει τον διασυνδετήριο αγωγό Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), που θα εκτείνεται από την Κομοτηνή ως τη Στάρα Ζαγόρα, η κατασκευή του οποίου ξεκίνησε στα τέλη του 2018 και τέθηκε σε εμπορική λειτουργία τον Οκτώβριο του 2022. Η Socar και η Bulgargaz έχουν ήδη υπογράψει σύμβαση για 3 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, με δυνατότητα επέκτασης στα 5 δισ. κυβικά μέτρα τα επόμενα χρόνια²³. Ο IGB, μήκους 182 χιλιομέτρων, θα διασυνδέεται με τον TAP στην Ελλάδα, στην περιοχή της Κομοτηνής, ενώ ο φορέας υλοποίησης του αγωγού είναι η εταιρεία ICGB AD, της οποίας μέτοχοι είναι η Bulgargaz, με ποσοστό 50% και η ΥΑΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ²⁴, με ποσοστό 50%. Ο IGB είναι το πρώτο έργο που υλοποιείται στο πλαίσιο του Νοτίου Διαδρόμου φυσικού αερίου, αλλά και του Κάθετου Διαδρόμου, καθώς προβλέπονται περαιτέρω επεκτάσεις στη Ρουμανία, τη Σερβία και την Ουγγαρία, με την Ελλάδα να αποτελεί τον κόμβο διαμετακόμισης αζέριου φυσικού αερίου στη ΝΑ Ευρώπη.

Επίσης, χαρτογραφούνται αρκετοί ακόμη διασυνδετήριους αγωγοί φυσικού αερίου στην ευρύτερη περιοχή: οι διασυνδετήριους αγωγοί Βουλγαρίας-Σερβίας (IBS) και Βουλγαρίας-Ρουμανίας (IBR) και ο διασυνδετήριος Ρουμανίας-Ουγγαρίας (IRH), οι οποίοι θα έχουν και

δυνατότητα αντίστροφης ροής. Στη σύνοδο κορυφής ΕΕ-Δυτικών Βαλκανίων στη Σόφια τον Μάιο του 2018, η Βουλγαρία και η Σερβία υπέγραψαν Κοινή Δήλωση για την κατασκευή διασυνδετήριου αγωγού Βουλγαρίας-Σερβίας (IBS, Δημήτροβγκραντ-Νις), με σκοπό να διασυνδεθεί με τον TAP. Το σερβικό μέρος αυτού του αγωγού έχει ήδη ενταχθεί από την ΕΕ στη λίστα Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος, με €49,6 εκατ. να έχουν ήδη εγκριθεί. Η κατασκευή του ξεκίνησε τον Φεβρουάριο του 2022, ενώ αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία και να διαμετακομίσει για πρώτη φορά αζέριου φυσικού αερίου στη Σερβία το 2023.

Ανάλογες κοινές δηλώσεις έχουν επίσης υπογραφεί για τους διασυνδετήριους αγωγούς Βουλγαρίας-Ρουμανίας και Ρουμανίας-Ουγγαρίας, ενώ αμφότεροι έχουν επίσης ενταχθεί στη λίστα Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος της ΕΕ. Ως εκ τούτου, όλα αυτά τα έργα θα υλοποιηθούν από τις τοπικές εταιρείες φυσικού αερίου με τη συγχρηματοδότηση των ταμείων και των χρηματοδοτικών ιδρυμάτων της ΕΕ, δηλαδή της ΕΤΕπ (της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων) και της ΕΤΑΑ (της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης).

Ένα άλλο έργο που προωθείται στη ΝΑ Ευρώπη είναι ο διασυνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Θεσσαλονίκη-Γευγελή, που θα συνδέει την Ελλάδα με τη Βόρεια Μακεδονία, μια χώρα σχεδόν πλήρως εξαρτώμενη από το ρωσικό φυσικό αέριο. Ο αγωγός, μήκους 120 χιλιομέτρων, θα ξεκινάει από τον σταθμό συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία, στα περίχωρα της Θεσσαλονίκης, και θα εκτείνεται ως τη Γευγελή και το Στιπ, ενώ προβλέπεται και επέκταση του διασυνδετήριου αγωγού στο Κόσοβο.

Το 2018, στα Σκόπια, οι διαχειρίστριες εταιρείες των εθνικών συστημάτων φυσικού αερίου των δύο χωρών, ο ΔΕΣΦΑ και η ΝΕΡ JSC SKOPJE, υπέγραψαν Μνημόνιο Συναντίληψης για την προώθηση της κατασκευής του εν λόγω διασυνδετήριου αγωγού φυσικού αερίου. Επί του παρόντος, συνεχίζονται οι διαβουλεύσεις αναφορικά με τη διενέργεια του market test και την έκδοση Τελικής Επενδυτικής Απόφασης για το έργο, μετά την έναρξη της κατασκευής του αγωγού το 2022, βάσει χρονοδιαγράμματος. Ας σημειωθεί ότι ακόμη δεν έχει υπογραφεί κάποια σύμβαση μεταξύ Βόρειας Μακεδονίας και Αζερμπαϊτζάν, μολονότι το έργο εντάσσεται στο πλαίσιο του Νοτίου Διαδρόμου φυσικού αερίου.

Ένα εξίσου σημαντικό διακρατικό έργο είναι ο East Med, ο οποίος μπορεί να επιτρέψει στην Ευρώπη την άντληση φυσικού αερίου κατευθείαν από τα κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου. Για την κατασκευή του αγωγού θα απαιτηθούν περίπου 4 χρόνια, αλλά το κομβικό ζήτημα δεν είναι το τεχνικό σκέλος, αλλά το εμπορικό και γεωπολιτικό, καθώς χρειάζεται μία μεγαλύτερη υποστήριξη εκ μέρους

²² <https://www.tap-ag.gr/nhea/nhea-eidheseis/o-tap-metaphherei-ta-prhota-10-bcm-physikohu-aerhioty-sten-eyrhope>

²³ Azernews (2017), "Details of IGB fulfillment plan to bring Azerbaijani gas to Bulgaria disclosed", https://www.azernews.az/oil_and_gas/120630.html

²⁴ Η ΥΑΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ, δηλαδή «Υποθαλάσσιος Αγωγός Φυσικού Αερίου Ελλάδος – Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ Α.Ε.», είναι ελληνική εταιρεία στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ και η Ιταλική EDISON.

των χωρών που δυνητικά εμπλέκονται στο έργο, το οποίο εντάσσεται στα έργα κοινού ενδιαφέροντος (PCI) της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Να σημειωθεί ότι οι εταιρείες της κοινοπραξίας που τρέχουν το έργο, ΔΕΠΑ και Edison, συνεχίζουν κανονικά τις μελετητικές εργασίες και την ωρίμανση του επενδυτικού σχεδίου. Είναι σαφές ότι ο αγωγός East Med επανέρχεται στο προσκήνιο λόγω των ευρύτερων εξελίξεων και της σύρραξης στην Ουκρανία, καθώς η ΕΕ είναι επιτακτικό να βρει βιώσιμες και επαρκείς εναλλακτικές που θα υποκαταστήσουν ρωσικό αέριο.

Στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, υπάρχουν τρεις χώρες, που αυτήν την στιγμή παίζουν καθοριστικό ρόλο στην τροφοδοσία με LNG: Ελλάδα, Κροατία και Τουρκία. Στην Ελλάδα, ο τερματικός σταθμός LNG της Ρεβυθούσας είναι ένας από τους μεγαλύτερους της Μεσογείου, λαμβάνοντας LNG από την Αλγερία, στο πλαίσιο της μακροπρόθεσμης σύμβασης μεταξύ του ΔΕΠΑ και της Sonatrach, ωστόσο λαμβάνει και spot φορτία από τις ΗΠΑ.

Ο απώτερος στόχος της αμερικανικής ενεργειακής στρατηγικής για την Ευρώπη είναι να καταλάβουν οι ΗΠΑ ένα μερίδιο του ευρωπαϊκού ενεργειακού μίγματος, εξάγοντας LNG σε νευραλγικές ευρωπαϊκές χώρες στον Κάθετο Διάδρομο. Με αυτόν το τρόπο, το αμερικανικό LNG θα μπορέσει να επαναεριοποιηθεί και να μπει στα συστήματα φυσικού αερίου της κεντρικής και της νοτιοανατολικής Ευρώπης, και να προμηθεύσει χώρες, όπως είναι η Βόρεια Μακεδονία και η Ουγγαρία, με φυσικό αέριο πέραν του ρωσικού.

Για τον λόγο αυτόν, εκτός του τερματικού σταθμού LNG της Ρεβυθούσας, προωθείται και η κατασκευή μίας δεύτερης μονάδας LNG στο λιμάνι της Αλεξανδρούπολης, στη βόρεια Ελλάδα²⁵. Εφόσον ολοκληρωθεί, το FSRU της Αλεξανδρούπολης θα προμηθεύει με φυσικό αέριο την αγορά της Ελλάδας, της Βουλγαρίας, της Ρουμανίας και της Σερβίας, καθώς το LNG θα επαναεριοποιείται στην Αλεξανδρούπολη. Το FSRU θα είναι διασυνδεδεμένο με τον TAP και τον IGB, καθώς και με τους διασυνδεδετημένους αγωγούς IBS και IBR. Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί ότι ο διασυνδεδετημένος αγωγός Θεσσαλονίκη-Γεωργιλή ενδέχεται να διασυνδεθεί με το FSRU, μέσω του TAP, προκειμένου να εφοδιάζει τη Βόρεια Μακεδονία όχι μόνο με αζέρικο αλλά και με επαναεριοποιημένο αμερικανικό φυσικό αέριο.

Ως συντομότερη λύση για τη μείωση της εξάρτησης από το εισαγόμενο ρωσικό φυσικό αέριο, προκειμένου να καταστεί το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας πιο ανθεκτικό όσον αφορά στις αυξήσεις των τιμών και την επάρκεια, προκρίνονται τα FSRU. Αν λάβουμε υπόψη το σύνολο των νέων FSRUs υπό

προετοιμασία και κατασκευή μετά και τις τελευταίες ανακοινώσεις, τότε ο αριθμός τους αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά.

Ειδικότερα, η Gastrade, μετά το FSRU της Αλεξανδρούπολης, κατέθεσε στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (PAE) αίτηση για τη χορήγηση άδειας για το «ΑΣΦΑ Θράκης», το οποίο θα περιλαμβάνει το FSRU δυναμικότητας 170.000 έως 185.000 κυβικών μέτρων LNG, ο οποίος θα απέχει 10 χλμ. από την πλησιέστερη ακτή της Μάκρης και 15 χλμ. από την Αλεξανδρούπολη, τον αγωγό φυσικού αερίου και την διασύνδεση με τον TAP στο ύψος της Ανθειας, με την κατασκευή ενός Μετρητικού/Ρυθμιστικού Σταθμού²⁶.

Επίσης, η Motor Oil προετοιμάζει το δικό της FSRU, γνωστό ως ΔΙΩΡΥΓΑ GAS, στους Αγίους Θεοδώρους, κοντά στο υφιστάμενο διυλιστήριο της εταιρείας. Η χωρητικότητα αποθήκευσης της μονάδας είναι έως 210.000 κυβικά μέτρα LNG, με δυναμικότητα αεριοποίησης 132.000 MWh/ημέρα και ετήσια εκτιμώμενη ζήτηση στα 2,5 bcm²⁷. Η πρώτη φάση, μη δεσμευτική, του market test για την εκδήλωση πρόθεσης δέσμευσης δυναμικότητας στο FSRU Διώρυγα Gas ολοκληρώθηκε στις 14 Ιανουαρίου του 2022, ενώ ενδιαφέρον εκδήλωσαν 15 ελληνικές και διεθνείς εταιρείες. Η έναρξη λειτουργίας του FSRU τοποθετείται για τα τέλη του 2023 με αρχές του 2024.

Ένα ακόμη προτεινόμενο FSRU είναι αυτό της Mediterranean Gas στον Βόλο. Σύμφωνα με πληροφορίες, το ΤΑΙΠΕΔ φέρεται να έχει βάλει φρένο στο αδειοδοτημένο από τη PAE FSRU στον Βόλο, ενημερώνοντας τους επενδυτές ότι δεν υπάρχει τέτοιος σχεδιασμός στο master plan που έχει εκπονηθεί για την αναβάθμιση του λιμανιού, καθώς επίσης και ότι για να παραχωρηθεί η χρήση του για FSRU θα πρέπει να γίνει διαγωνισμός. Αξίζει να αναφερθεί ότι ο Οργανισμός Λιμένος Βόλου ανήκει στα περιουσιακά στοιχεία που το ΤΑΙΠΕΔ έχει εντάξει στην λίστα με τα προς ιδιωτικοποίηση λιμάνια.

Επίσης, η Edison κατέθεσε πρόσφατα στη PAE αίτηση για τη χορήγηση άδειας ανεξάρτητου συστήματος φυσικού αερίου (ΑΣΦΑ). Το νέο έργο, «Thessaloniki FSRU», θα αποτελείται από μία πλωτή μονάδα αποθήκευσης και αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου (FSRU), θα αναπτυχθεί στον Θερμαϊκό Κόλπο, ανοικτά της Θεσσαλονίκης, και αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία εντός του 2025.

Το FSRU θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 170.000 κυβικών μέτρων LNG και θα μπορεί να παραδώσει έως και 20 εκατ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου

²⁵ Η Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU) Αλεξανδρούπολης θα αποτελέσει την τέταρτη πύλη εισόδου φυσικού αερίου της Ελλάδας, με δυναμικότητα 6.1 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως και χωρητικότητα αποθήκευσης έως και 170.000 κυβικών μέτρων LNG. Η Τελική Επενδυτική Απόφαση για την κατασκευή της έχει εκδοθεί από τους μετόχους της Gastrade SA και η λειτουργία της αναμένεται να ξεκινήσει ως το τέλος του 2023.

²⁶ <https://www.rae.gr/anakoinesis/30043/>

²⁷ <https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%CE%9A%CE%B5%CE%AF%CE%BC%CE%B5%CE%BD%CE%BF%20%CE%B3%CE%B9%CE%B1%20%CE%91%CE%BD%CE%AC%CF%81%CF%84%CE%B7%CF%83%CE%B7%20%CE%94%CE%99%CE%A9%CE%A1%CE%A5%CE%93%CE%91%20GAS-250719.pdf>

ημερησίως. Το έργο θα περιλαμβάνει, επίσης, ένα σύστημα χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών που θα συνδέει το FSRU με τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της Elpedison στη Θεσσαλονίκη (μία υφιστάμενη και μία υπό σχεδιασμό), καθώς και με τους υφιστάμενους αγωγούς μεταφοράς του ΕΣΦΑ στην περιοχή. Η κατασκευή του «Thessaloniki FSRU» θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού, θα επιτρέψει διευρυμένη πρόσβαση στις αγορές φυσικού αερίου και θα συμβάλει στην αποσυμφόρηση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου²⁸.

Μετά τις εξαγγελίες για τα νέα FSRU, τα market test θα κρίνουν πόσα και ποια από αυτά θα μπορέσουν τελικά να υλοποιηθούν. Πάντως, τα ελληνικά FSRU θα έχουν αυξημένη σημασία για την αποθήκευση του LNG, το οποίο θα διακινείται στη ΝΑ Μεσόγειο. Θα συνιστούν χώρους αποθήκευσης τόσο για φυσικό αέριο που θα προέρχεται από την Κύπρο, το Ισραήλ είτε την Αίγυπτο και την Αλγερία όσο και για ποσότητες που θα διακινούνται μέσω των LNG tankers και θα μεταφέρουν και αμερικανικό LNG.

Μία ακόμη εξαιρετικά σημαντική υποδομή από πλευράς ενεργειακής ασφάλειας είναι η Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) στη Νότια Καβάλα, ένα έργο το οποίο δεν έχει προχωρήσει εδώ και αρκετά χρόνια. Σύμφωνα με τελευταίες πληροφορίες, αναμένεται νέα χρονική μετάθεση του διαγωνισμού παραχώρησης της ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας, καθώς το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας και η ΡΑΕ θεωρούν αναγκαία την επικαιροποίηση της μελέτης κόστους-οφέλους για το έργο.

Υπενθυμίζεται ότι σύμφωνα με τις διαθέσιμες πληροφορίες το ΤΑΙΠΕΔ είχε θέσει ως στόχο τη διενέργεια της τελικής φάσης του διαγωνισμού το τέλος Μαΐου, ωστόσο ο πόλεμος στην Ουκρανία αλλάζει τα δεδομένα όπως αυτά αποτυπώνονταν στην υπό δημόσια διαβούλευση μελέτη κόστους-οφέλους.

Πιο συγκεκριμένα, με τις τρέχουσες τιμές του φυσικού αερίου, η ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας απαιτεί από τον επενδυτή και τους καταναλωτές δαπάνες συνολικού ύψους περίπου €1 δισ., καθώς το κόστος για το φουλάρισμα της υποθαλάσσιας αποθήκης εκτιμάται στα €500 εκατ., ενώ άλλα €500 εκατ. υπολογίζεται ότι θα απαιτηθούν για τις εργασίες μετατροπής του παλιού κοιτάσματος σε υποδομή αποθήκευσης φυσικού αερίου.

Επιπλέον, στα νέα δεδομένα θα πρέπει να ληφθεί υπόψη και η υποχρέωση της τήρησης αποθεμάτων ασφαλείας σε φυσικό αέριο που αναλαμβάνουν τα κράτη-μέλη της ΕΕ, με βάση τη δρομολογούμενη ευρωπαϊκή νομοθεσία. Το ερώτημα είναι αν η υποχρέωση της τήρησης ποσοτήτων ίσων με το 15% της εγχώριας κατανάλωσης θα ισχύει μέχρι τη λήξη του πολέμου ή αν θα παγιωθεί. Αν η υποχρέωση αυτή διατηρηθεί, τότε πιθανόν να συμφέρει η αξιοποίηση της ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας. Πάντως, το ΥΠΕΝ και η ΡΑΕ φαίνεται να προχωρούν σε νέα μελέτη κόστους-οφέλους για το έργο αλλά και σε πιθανή τροποποίηση του κανονισμού τιμολόγησης.

Αναφορικά με έργα υποδομών ηλεκτρικής ενέργειας, η ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας- Αιγύπτου αποτελεί ορόσημο για την ενεργειακή ασφάλεια και την αναβάθμιση του γεωπολιτικού ρόλου της χώρας μας. Ειδικότερα, το διπλό υποθαλάσσιο ηλεκτρικό καλώδιο, ακολουθώντας μία διαδρομή 920 χλμ. από το El Sallum μέχρι τη Νέα Μάκρη, θα μεταφέρει φθηνή πράσινη ενέργεια ισχύος 3 GW από αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα συνολικής ισχύος 61 GW. Το 1/3 των εισαγωγών θα παρέχεται στην εγχώρια βιομηχανία και τα άλλα 2/3 θα εξάγονται στην ΕΕ. Για την ακρίβεια, 1 GW θα μεταφέρεται από τα δίκτυα της Ελλάδας-Ιταλίας και Ελλάδας-Βουλγαρίας και άλλο 1 GW θα χρησιμοποιείται για παραγωγή πράσινου υδρογόνου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η ηλεκτρική διασύνδεση αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί 2,5 χρόνια μετά την λήψη της Τελικής Επενδυτικής Απόφασης, με την συνολική επένδυση του έργου, που είναι υποψήφιο για την 6η λίστα Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI), να αναμένεται να ξεπεράσει τα €3,5 δισ. Παράλληλα, το έργο θα οδηγήσει σε ενίσχυση της δυναμικότητας μεταφοράς μεταξύ Ελλάδας και ΕΕ κατά 700 MW, σύμφωνα με τη μελέτη για τις διασυνοριακές επιπτώσεις, ενώ έχει ενταχθεί στο Δεκαετές Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου 2022 του ENTSO-E. Κάποια από τα πολλαπλά οφέλη για την Ελλάδα, την Αίγυπτο και την Ευρώπη από την υλοποίηση του έργου είναι η μείωση εκπομπών κατά 9-10 εκατ. τόνους ετησίως, η μείωση των αναγκών για φυσικό αέριο κατά 4,5 δισ. κυβικά μέτρα, η ενισχυμένη αξιοπιστία και ασφάλεια εφοδιασμού, ενώ η Ελλάδα μετατρέπεται σε ενεργειακό κόμβο²⁹.

²⁸ https://www.imerisia.gr/oikonomia/40853_ing-ta-market-test-tha-krinoyn-posoi-termatikoi-stathmoi-tha-ylopoiithoy

²⁹ https://powergassupplyforum.gr/wp-content/uploads/2022/04/Karydas_s8.pdf

4.4 Κριτική για την ακολουθούμενη Ενεργειακή Πολιτική

Η Ευρωπαϊκή Ένωση ηγείται στην παγκόσμια προσπάθεια για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και τη μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Εδώ και δεκαετίες έχει θέσει για λογαριασμό των κρατών-μελών συγκεκριμένους στόχους μείωσης των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, ώστε η ευρωπαϊκή οικονομία να καταστεί κλιματικά ουδέτερη μέχρι το 2050.

Στην Ελλάδα, το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο δημοσιεύτηκε τον Δεκέμβριο του 2019, ενσωματώνει τις βασικές κατευθύνσεις της πολιτικής της ΕΕ και αποτελεί το βασικό εργαλείο ενεργειακής πολιτικής της χώρας για την επίτευξη των στόχων την περίοδο 2021-2030.

Όμως, οι εξελίξεις στην ενέργεια και στο κλίμα είναι ραγδαίες, δημιουργώντας ένα ενεργειακό περιβάλλον που χαρακτηρίζεται από αβεβαιότητα και ρευστότητα λόγω της ουκρανικής κρίσης, με αποτέλεσμα οι προτεραιότητες σε πανευρωπαϊκό επίπεδο να αναδιατάσσονται, καθιστώντας επιτακτική την αναθεώρηση της ενεργειακής πολιτικής των χωρών μελών τη ΕΕ, η οποία συνίσταται στην αναθεώρηση των ΕΣΕΚ. Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας σε έκθεσή του, αναφέρεται στην ενεργειακή κρίση λέγοντας ότι πρόκειται για «την πρώτη πραγματικά παγκόσμια ενεργειακή κρίση, με επιπτώσεις που θα γίνονται αισθητές για αρκετά ακόμη χρόνια». Η κρίση αυτή, κινητοποίησε τις κυβερνήσεις να συνθέσουν μία νέα ενεργειακή πολιτική βασιζόμενη στην ενεργειακή επάρκεια, τις προσιτές τιμές και τη βιωσιμότητα.

Πρώτο σημείο αναφοράς για την αναθεώρηση της ενεργειακής πολιτικής αποτελεί ο πανευρωπαϊκός κλιματικός στόχος, για τουλάχιστον 55% μείωση των καθαρών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ως το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, ο οποίος ενσωματώθηκε στην ελληνική πραγματικότητα με τον Ν. 4936/2022 και ο οποίος επιβάλλει την αναθεώρηση του ΕΣΕΚ 2019, το οποίο είναι συμβατό μόνο με τον προηγούμενο πολύ χαμηλότερης φιλοδοξίας κλιματικό στόχο της ΕΕ-27 για μείωση εκπομπών κατά 40% το 2030. Μεταξύ άλλων, η αύξηση του στόχου της κλιματικής φιλοδοξίας απαιτεί και μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ. Για να καταστεί η Ελλάδα συμβατή με τον νέο ευρωπαϊκό κλιματικό στόχο απαιτείται διείσδυση ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ 83% και 88% ως το 2030.

Αναφορικά με την πρωτοβουλία «RePowerEU», τίθενται νέες διαστάσεις στον ενεργειακό σχεδιασμό της Ευρώπης:

- Την επιτακτική ανάγκη διαφοροποίησης των πηγών ενέργειας της Ευρώπης με άμεση απεξάρτηση από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα.

- Την σημαντική επιτάχυνση της διείσδυσης των ΑΠΕ, αυξάνοντας την ενεργειακή αυτόρκεια της Ευρώπης.
- Την μεγαλύτερη έμφαση στην εξοικονόμηση ενέργειας, ώστε να αντιμετωπιστεί ενδεχόμενη διατάραξη στην επάρκεια εφοδιασμού.

Το φυσικό αέριο, πανευρωπαϊκά, θα συνεχίζει να παίζει ρόλο στο ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης στα χρόνια που έρχονται. Η νέα παγκόσμια συνθήκη επιβάλλει όμως την πιο ορθολογική του διαχείριση όσο είναι απολύτως αναγκαίο και, ταυτόχρονα, την επιτάχυνση της αντικατάστασής του στο μείγμα με ΑΠΕ.

Το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ θα αποτυπώνει τις βασικές προτεραιότητες της χώρας στον τομέα της ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής, καθώς και τα μέτρα πολιτικής σε ένα ευρύ φάσμα οικονομικών δραστηριοτήτων, όπως είναι οι μεταφορές, η ναυτιλία, ο αγροτικός τομέας, ο τουρισμός, κ.ά. Συγχρόνως, θα συμπεριλάβει νέες τεχνολογίες και καινοτόμες εφαρμογές που κερδίζουν έδαφος σε όλη την Ευρώπη και δεν περιλαμβάνονται στον υφιστάμενο εθνικό σχεδιασμό, ενώ σημαντική θα είναι η αξιοποίηση των νέων χρηματοδοτικών πόρων και εργαλείων που είναι πλέον διαθέσιμα για τη χρηματοδότηση της πράσινης μετάβασης

Τα κράτη-μέλη έχουν προθεσμία ως τον Ιούνιο του 2023 προκειμένου να υποβάλουν στην Κομισιόν τα προσχέδια των νέων ενεργειακών και κλιματικών τους σχεδίων (ΕΣΕΚ), ενώ ένα χρόνο αργότερα είναι η προθεσμία για την υποβολή των τελικών κειμένων. Παράλληλα, το Μάρτιο θα πρέπει να αποστείλουν στις Βρυξέλλες αναφορά για την πρόοδο των εθνικών σχεδίων.

Με την κατάθεση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα τέλη του 2019 του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και της Μακροχρόνιας Ενεργειακής Στρατηγικής, η Ελλάδα επικαιροποίησε τον ενεργειακό της σχεδιασμό, όντας πλέον ιδιαίτερα λεπτομερής, με φιλόδοξους στόχους και με ειδική αναφορά στις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα. Πλην, όμως, αυτός ο σχεδιασμός δεν ανταποκρίνεται πλέον στις απαιτήσεις μιας συνολικής εθνικής ενεργειακής πολιτικής, η οποία πρέπει να τροποποιηθεί μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Ο λόγος δεν είναι άλλος από το γεγονός ότι η σχεδίαση και συγγραφή του ΕΣΕΚ στηρίχθηκε απόλυτα σε προδιαγραφές, οι οποίες αποφασίστηκαν και προετοιμάστηκαν στις Βρυξέλλες και ισχύουν για όλες τις χώρες ανεξαρτήτως, αγνοώντας τις ιδιαιτερότητες κάθε χώρας και το ποσοστό εξάρτησής τους από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα. Άλλωστε, η ενεργειακή πολιτική τώρα πλέον πρέπει να ανταποκρίνεται στην αιφρορία, στις προσιτές τιμές και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Στην περίπτωση της Ελλάδας και ενώ είναι αναμφισβήτητο γεγονός ότι οι υδρογονάνθρακες (πετρέλαιο και φυσικό αέριο), οι οποίοι εισάγονται κατά 99%, καλύπτουν σήμερα το 61% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης και θα εξακολουθήσουν να καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών αναγκών της χώρας μέχρι το 2030, δεν λαμβάνονται σχεδόν καθόλου υπόψη στο ΕΣΕΚ από την άποψη της διαχείρισής τους κατά τα επόμενα χρόνια, καθώς θα επιχειρείται η μείωση του μεριδίου τους (κυρίως του πετρελαίου) στο ενεργειακό ισοζύγιο. Και αυτό γιατί το ΕΣΕΚ ασχολείται σχεδόν αποκλειστικά με τη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου, την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και παράλληλα την αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Όμως, στα σενάρια για μελλοντική ενεργειακή ζήτηση και προσφορά που αναφέρονται στο ΕΣΕΚ και έχει επεξεργασθεί το ΚΑΠΕ για λογαριασμό του, το 2030 η συμμετοχή των υδρογονανθράκων στην τελική κατανάλωση μειώνεται στο 54,7% και στο 50,7% το 2040. Άρα, παρά τη σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο και την εξοικονόμηση ενέργειας, η ενεργειακή οικονομία της χώρας θα εξακολουθήσει να κυριαρχείται από υδρογονάνθρακες. Και αυτό γιατί θα έχει αυξηθεί το μερίδιο του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή και στην οικιακή-εμπορική κατανάλωση, καθώς επιταχύνεται η απολιγνιτοποίηση (ωστόσο, το τελευταίο διάστημα υπάρχει στροφή στη χρήση λιγνίτη ως πιο φτηνό καύσιμο σε σχέση με το φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή), ενώ ο μεγάλος όγκος των αυτοκινήτων θα εξακολουθεί να βασίζεται σε μηχανές εσωτερικής καύσεως, αφού η διείσδυση της ηλεκτροκίνησης θα κινείται σε πολύ χαμηλά επίπεδα, όπως προβλέπεται από το ίδιο το ΕΣΕΚ.

Όμως, το ΕΣΕΚ δεν προβλέπει, ούτε καν θέτει στόχους, για το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που μπορεί να παράγει η Ελλάδα κατά τα επόμενα 20 με 30 χρόνια και τη σημασία που έχει αυτό στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας. Ούτε ασφαλώς υπάρχει αναφορά στο σημαντικό διυλιστικό πλεονέκτημα που διαθέτει σήμερα η Ελλάδα χάρη στις τεράστιες προσπάθειες, καινοτομίες και επενδύσεις που έχουν πραγματοποιήσει οι δύο διυλιστικοί όμιλοι της χώρας, που εξαγουν σχεδόν το 60% της παραγωγής τους, στηρίζοντας ουσιαστικά το ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών της Ελλάδας. Το ΕΣΕΚ, ακολουθώντας κατά γράμμα τις προδιαγραφές της Κομισιόν, αποφεύγει να αναφερθεί στον ελέφαντα στο δωμάτιο που είναι οι υδρογονάνθρακες και την προτεινόμενη διαχείρισή τους κατά τα επόμενα κρίσιμα χρόνια της ενεργειακής μετάβασης.

Έμφαση στις ΑΠΕ

Παρά το αναμφισβήτητο γεγονός ότι το ΕΣΕΚ αποτελεί ένα πολύ χρήσιμο σχέδιο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ και της ενεργειακής αποδοτικότητας και εξαιρετικό εργαλείο για την ενεργειακή μετάβαση

της χώρας στα καθαρά καύσιμα, δεν μπορούμε να αποδεχθούμε ότι συνιστά από μόνο του εθνική ενεργειακή πολιτική, καθώς αυτή απαιτεί μία περισσότερο ολιστική θεώρηση του ενεργειακού τομέα. Ίσως, θα πρέπει να περιμένουμε λίγο ακόμη μέχρις ότου γίνει καταληπτό από το πολιτικό σύστημα της χώρας, η ανάγκη για την επεξεργασία μιας συνεκτικής ενεργειακής πολιτικής, η οποία θα καλύπτει όλες τις μορφές ενέργειας και θα μπορεί να αξιολογήσει σωστά τα συγκριτικά πλεονεκτήματα της Ελλάδας, συμπεριλαμβανομένων και των προτερημάτων του εγχώριου ενεργειακού πλούτου, αλλά και θα αντιλαμβάνεται πως η αξιοποίησή του θα μπορέσει να αναβαθμίσει τη γεωπολιτική θέση της χώρας, μειώνοντας παράλληλα την υπέρμετρη ενεργειακή μας εξάρτηση.

Υψηλή Ενεργειακή Εξάρτηση

Μία χώρα, η οποία εξαρτάται κατά 70% για τις ενεργειακές της ανάγκες από υδρογονάνθρακες, δηλ. πετρέλαιο και φυσικό αέριο, τους οποίους εισάγει σχεδόν 100%, θα έπρεπε κανονικά να την απασχολεί σοβαρά το θέμα της μείωσης, για να μην πούμε απεξάρτησής της, από εισαγόμενα καύσιμα. Δυστυχώς, όμως, κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει και σε όποια κείμενα ενεργειακής πολιτικής των τελευταίων ετών αν ανατρέξει κάποιος, ουδμία αναφορά γίνεται στο κρίσιμο αυτό θέμα της μείωσης της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας.

Με το θέμα της αυξημένης ενεργειακής εξάρτησης να έχει άμεσες αρνητικές επιπτώσεις, όχι μόνο στα δημόσια οικονομικά, αφού επηρεάζει άμεσα τόσο το ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών, όπου μέχρι πρότινος οι εισαγωγές υδρογονανθράκων ήταν υπεύθυνες για το 60% του ελλείμματος, αλλά και τις εξωτερικές σχέσεις της χώρας, αφού για την ενεργειακή της τροφοδοσία η Ελλάδα εξαρτάται άμεσα από διάφορες χώρες, με τις οποίες μπορεί να μην διατηρεί πάντοτε τις καλύτερες σχέσεις και, άρα, να είναι έκθετη σε απειλές και εκβιασμούς. Σε σύγκριση με άλλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ως αποτέλεσμα των υψηλών σχετικά εισαγωγών ενεργειακών πρώτων υλών, η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας παραμένει υψηλή, στο 73,8% το 2021, ενώ ο μέσος όρος της ΕΕ-27 κυμαίνεται στο 55,5%, κυρίως σε ό,τι αφορά τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων, με την εκτίμηση του IENE ότι η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας το 2022 θα αυξηθεί.

Η Ελλάδα εξαρτάται από εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Σήμερα, η μικρή εγχώρια παραγωγή πετρελαίου πραγματοποιείται από την εταιρεία Energean, που είναι ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της χώρας με τα δύο ενεργά πεδία, του Πρίνου και του Βόρειου Πρίνου, τα οποία βρίσκονται παράκτια, στο Βόρειο Αιγαίο, βορειοδυτικά της νήσου Θάσου. Επομένως, το θέμα του πετρελαίου και του φυσικού αερίου έχει σήμερα κορυφαία σημασία για την χώρα μας τόσο από την άποψη της υψηλής κατανάλωσης, και ακόμα υψηλότερης εξάρτησης από εισαγωγές, αλλά και λόγω της σημαντικής

εξαγωγικής δραστηριότητας σε πετρελαϊκά προϊόντα που έχει αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια από τους δύο διυλιστικούς ομίλους, γεγονός που έχει πολύ θετικές επιπτώσεις στην οικονομική ανάπτυξη και στο ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών του κράτους. Υπό αυτή την έννοια, η συνέχιση και η ενίσχυση με κάθε τρόπο του τομέα των ερευνών σήμερα, και μελλοντικής παραγωγής αύριο, πρέπει να αποτελέσει σταθερή προτεραιότητα σε κάθε εναλλακτικό σενάριο χάραξης ενεργειακής πολιτικής.

Η Ελλάδα σήμερα έχει όλα τα εχέγγυα και κάθε δυνατότητα να αναπτύξει τον τομέα του upstream, όπως με μεγάλη επιτυχία έχει πράξει στον τομέα της διύλισης και εμπορίας πετρελαίου, και άρα να διεκδικήσει μια θέση στον γρήγορα αναπτυσσόμενο αυτό κλάδο στην Ανατολική Μεσόγειο. Ένας κλάδος με έναν δικό του οικονομικό κύκλο που μπορεί άνετα να δημιουργήσει τεχνογνωσία και νέες και καλά αμειβόμενες θέσεις εργασίας στους κλάδους των εξορύξεων, της ναυπήγησης και των επισκευών, καθώς και στον τομέα των υπηρεσιών.

Με άλλα λόγια, η Ελλάδα πέρα από μια αξιόλογη παραγωγή υδρογονανθράκων στην οποία μπορεί και πρέπει να αποβλέπει, έχει όλες τις δυνατότητες να καταστεί μια περιφερειακή βάση υποστήριξης των ερευνών και παραγωγής πετρελαίου στην ευρύτερη περιοχή, προσελκύοντας επενδύσεις και θέσεις εργασίας. Άρα, η ανάπτυξη του τομέα του upstream στην Ελλάδα θα πρέπει να αποτελέσει προτεραιότητα και βασική συνιστώσα μιας αναπτυξιακής οικονομικής πολιτικής, μία θέση την οποία πρέπει να ενστερνισθούν όλες οι πολιτικές δυνάμεις, οι οποίες πιστεύουν στις αναπτυξιακές δυνατότητες της ελληνικής οικονομίας.

Υπάρχει, όμως, ένας ακόμη λόγος γιατί πρέπει να υποστηριχθούν οι έρευνες σε κυβερνητικό επίπεδο, ασχέτως κομματικής προέλευσης, και αυτό έχει να κάνει με θέματα εθνικής ασφάλειας και διεκδίκησης των κυριαρχικών μας δικαιωμάτων στις ελληνικές θάλασσες. Όπως έχει διαχρονικά υποστηρίξει το IENE, τόσο η χάραξη ΑΟΖ όσο και η επέκταση των χωρικών μας υδάτων μέχρι τα 12 ναυτικά μίλια αποτελούν απαραίτητη προϋπόθεση για τον καθορισμό θαλασσιών ερευνητικών περιοχών (blocks), και άρα η εμπέδωση μιας σταθερής πολιτικής υπέρ των ερευνών έρχεται να ενισχύσει τις προσπάθειες για καθορισμό της υφαλοκρηπίδας και κατ' επέκταση της ΑΟΖ και κυρίως να δείξει έμπρακτα ότι η Ελλάδα δεν παραιτείται από τα νόμιμα δικαιώματά της, όπως αυτά απορρέουν από το Νέο Διεθνές Θαλάσσιο Δίκαιο (UNCLOS).

Και η Ελλάδα, που μόλις πρόσφατα επανήλθε στον χώρο των ερευνών υδρογονανθράκων, μετά την αδικαιολόγητη και επιβλαβή για τα εθνικά συμφέροντα 15ετή αποχή, έχει κάθε λόγο να θέλει να εντείνει τις προσπάθειές της για την ανακάλυψη και εκμετάλλευση εμπορικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου. Ιδιαίτερα σημαντικό είναι το γεγονός ότι το κόστος

των ερευνών, της εξόρυξης και παραγωγής το έχουν αναλάβει εξ' ολοκλήρου, βάσει συμβάσεων με το ελληνικό δημόσιο, οι παραχωρησιούχες εταιρείες.

Ο Κομβικός Ρόλος του Φυσικού Αερίου

Μέσω της λειτουργίας των υφιστάμενων και της κατασκευής νέων μονάδων συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο, η χώρα θα διαθέτει πολύ σύντομα συνολική εγκατεστημένη ισχύ σχεδόν 7.0 GW. Παράλληλα, προχωρά η επέκταση της χρήσης φυσικού αερίου στην βιομηχανία, στις εμπορικές επιχειρήσεις και στον οικιακό τομέα. Επιπλέον, αξίζει να αναφερθεί ότι οι επιχειρήσεις διανομής φυσικού αερίου σε Αθήνα, Θεσσαλονίκη, Λάρισα και Βόλο επεκτείνουν με γρήγορους ρυθμούς το δίκτυό τους στις μεγάλες πόλεις, ενώ μέσω της ΔΕΔΑ επιχειρείται τώρα η δημιουργία σημαντικών δικτύων στην περιφέρεια.

Είναι λογικό και επόμενο να αυξηθεί η κατανάλωση φυσικού αερίου, η οποία το 2021 προσέγγισε το ιστορικά υψηλό επίπεδο των 7.0 δισ. κυβικών μέτρων. Μετά δε το 2023, όπου θα λειτουργεί μία μόνο μονάδα λιγνίτη από την ΔΕΗ, η σύγχρονη μονάδα 660 MW της Πτολεμαΐδας 5, η κατανάλωση φυσικού αερίου αναμένεται να αυξηθεί περαιτέρω, με την ηλεκτροπαραγωγή να απορροφά την μερίδα του λέοντος, με παράλληλη αύξηση στον βιομηχανικό, εμπορικό και οικιακό τομέα. Αν και είναι δύσκολο να εξάγουμε ασφαλείς εκτιμήσεις για την εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια, θα πρέπει να αναμένουμε, βάσει των διαθέσιμων στοιχείων, μία ζήτηση της τάξεως των 8-9 δισ. κυβικών μέτρων τον χρόνο μετά το 2023, η οποία ενδέχεται να φτάσει τα 10.0 δισ. κυβικά μέτρα μέχρι το 2030.

Με δεδομένο ότι μέχρι στιγμής το 100% της προμήθειας φυσικού αερίου εισάγεται, με το σύνολο των ροών, μέσω των χερσαίων αγωγών, να ελέγχονται απόλυτα από την Τουρκία (βλέπε διασυνδεδημένο αγωγό Ελλάδα-Τουρκία, Turk Stream, TAP-TANAP), η Ελλάδα έχει κάθε λόγο να θέλει να αναπτύξει τα δικά της κοιτάσματα φυσικού αερίου.

Συμπερασματικά, στόχος του νέου ενεργειακού σχεδιασμού, που αναμένεται να εκφραστεί μέσω της επικαιροποίησης του ΕΣΕΚ του Δεκεμβρίου του 2019, είναι να εστιάσει στην παρουσίαση των απαιτήσεων της εθνικής ενεργειακής στρατηγικής και όχι στην υιοθέτηση ενός αυστηρά καθορισμένου σεναρίου για την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος. Πρέπει να εξετάζει τον τρόπο και τον βαθμό στον οποίο συγκεκριμένες κατευθύνσεις (μέτρα, πολιτικές, δεσμεύσεις, διεθνείς τάσεις) μπορούν να επηρεάσουν την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος, με γνώμονα την προστασία των καταναλωτών μέσα από την προώθηση των πλέον αποδοτικών ενεργειακών επιλογών.

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.

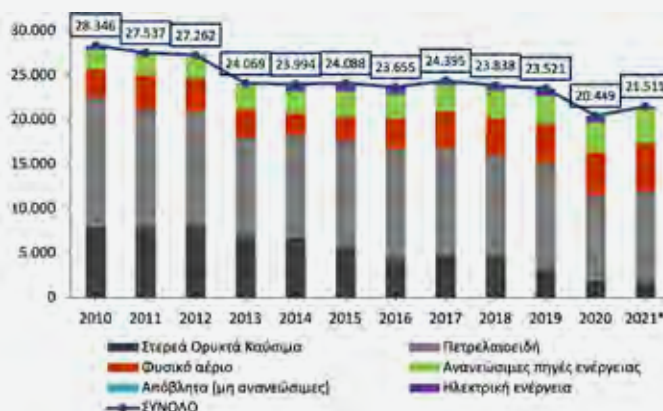
Για την κατανόηση του ενεργειακού συστήματος της χώρας χρησιμοποιείται το ενεργειακό ισοζύγιο με δεδομένα της Eurostat. Ένα ενεργειακό ισοζύγιο είναι ο δομημένος τρόπος απεικόνισης ενεργειακών μεγεθών και παρουσιάζει τι και πόσο παράγεται, τι και πόσο καταναλώνεται, που καταναλώνεται, απεικονίζει δηλαδή 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 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 χώρας για τα έτη 2021 (προσωρινά στοιχεία) και 2010 καθώς και το συνοπτικό ενεργειακό ισοζύγιο 2020 -2030 με βάση το ΕΣΕΚ 2019 παρατίθενται στο Παράρτημα II.

Πρέπει να επισημανθεί πως το ισοζύγιο ενέργειας περιλαμβάνει δύο διαφορετικά και διακριτά ισοζύγια: α) την εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση που αφορά το σύνολο της ενέργειας που παράγεται, εισάγεται και καταναλώνεται στη χώρα, β) το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας που αφορά μόνο την παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Ουσιαστικά το ισοζύγιο ηλεκτροπαραγωγής είναι υποσύνολο της εγχώριας ενεργειακής κατανάλωσης.

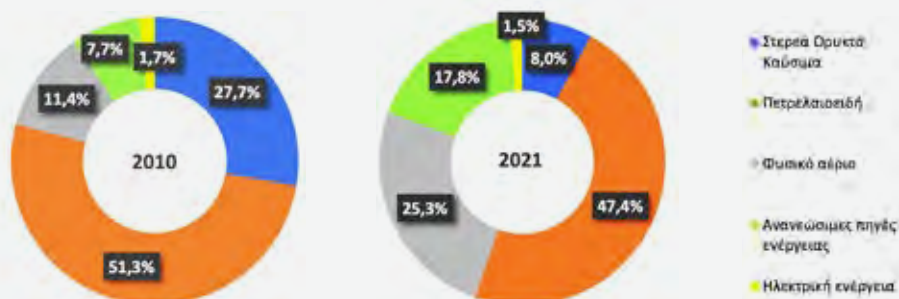
Στο σύνολο του ενεργειακού συστήματος, η ακαθάριστη εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση (Gross Inland Consumption) κυμάνθηκε στους 21.511 χιλ. τόνους (Ktoe) το 2021 παρουσιάζοντας σημαντική μείωση της τάξης του 24,1% σε σχέση με το 2010 (Διάγραμμα 29), ενώ, σε σχέση με το

Διάγραμμα 29: Ακαθάριστη εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα (ktoe), 2010-2021



Πηγή: Eurostat
*Προσωρινά στοιχεία

Διάγραμμα 30: Μερίδιο πηγών στην ακαθάριστη εγχώρια ενεργειακή κατανάλωση, 2010 & 2021



Πηγή: Eurostat

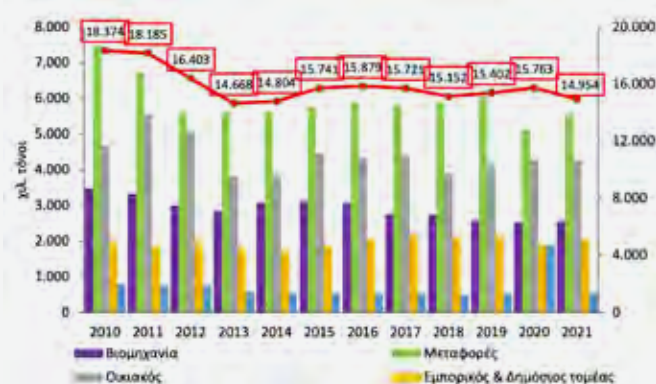
2020 καταγράφεται αύξηση της τάξης του 5,2%. Η τάση για αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας συνεχίζεται και από 8% το 2010 φτάνει σε 17,8% το 2021. Παράλληλα, το μερίδιο των στερεών καυσίμων μειώνεται από 27,7% το 2010 σε 8,0% το 2020 (Διάγραμμα 29) [27].

Μετά την απότομη μείωση της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης το 2013 (-20% σε σχέση με το 2010), παρατηρείται ήπια ανοδική τάση την περίοδο 2013-2021 (με εξαίρεση το 2018) με Μέσο Ετήσιο Ρυθμό Μεταβολής (ΜΕΡΜ) -1,0%. Το 2021 η συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση μειώθηκε κατά 5,13% σε σχέση με το 2020 και διαμορφώθηκε στους 14.954 Ktoe (Διάγραμμα 31).

Κατά το 2021 παρατηρείται μείωση της συμμετοχής της βιομηχανίας και των μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση κατά δύο και τέσσερις ποσοστιαίες μονάδες, από 19% σε 17% και από 41% σε 37% 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 2021, ο τομέας των μεταφορών έχει τη μεγαλύτερη συνεισφορά ως μερίδιο στην τελική ενεργειακή κατανάλωση (μερίδιο 37,2%), ενώ επίσης, σημαντική είναι η συμμετοχή τόσο του οικιακού όσο και του βιομηχανικού τομέα (μερίδιο 28,4% και 17,2% αντίστοιχα) (Διάγραμμα 32) [27].

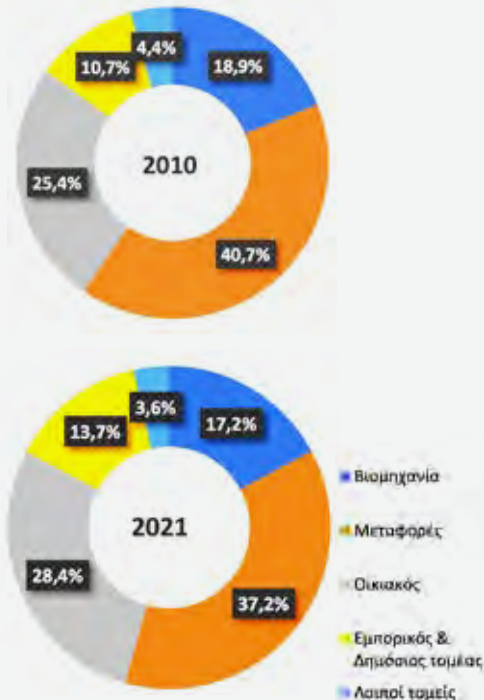
Στον τομέα των μεταφορών οι οδικές μεταφορές κυριαρχούν στην κατανάλωση ενέργειας, αποτελώντας το 86,8% του τομέα το 2021 (Διάγραμμα 33).

Διάγραμμα 31: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 32: Συμμετοχή επιμέρους τομέων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2021



Πηγή: Eurostat

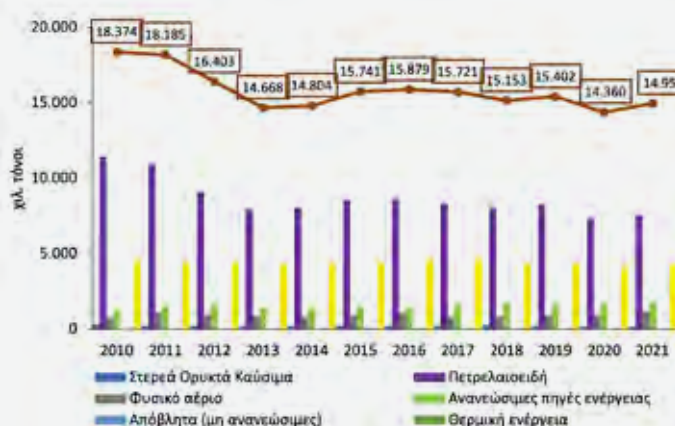
Διάγραμμα 33: Μερίδιο είδους μεταφορών στην τελική ενεργειακή κατανάλωση του τομέα των μεταφορών, 2021



Πηγή: Eurostat

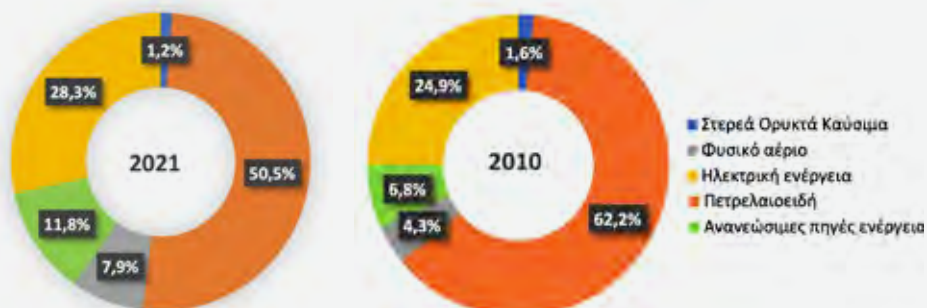
Στο Διάγραμμα 34 παρουσιάζεται η συνεισφορά των διαφόρων τύπων καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά την περίοδο 2010-2021. Το μεγαλύτερο μερίδιο στους τομείς τελικής χρήσης αντιστοιχεί στην κατανάλωση πετρελαιοειδών προϊόντων (50,5% για το 2021), ενώ ακολουθούν η ηλεκτρική ενέργεια, η χρήση ΑΠΕ και το φυσικό αέριο με ποσοστά 28,3%, 11,8% και 7,9% αντίστοιχα. Η κατανάλωση στερεών καυσίμων και πετρελαιοειδών στους τομείς τελικής χρήσης μειώθηκε σημαντικά το 2021, σε σχέση με τα επίπεδα κατανάλωσης του 2010 (μείωση της τάξης του - 39,0% και -33,9% αντίστοιχα). Η μείωση αυτή σε μεγάλο βαθμό αντισταθμίζεται από την αύξηση χρήσης των ΑΠΕ και της κατανάλωσης φυσικού αερίου των οποίων η κατανάλωση αυξήθηκε κατά 41,2% και 50,6% αντίστοιχα το 2021 σε σχέση με το 2010. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε μείωση κατά -7,3% την ίδια περίοδο [27].

Διάγραμμα 34: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021



Πηγή: Eurostat

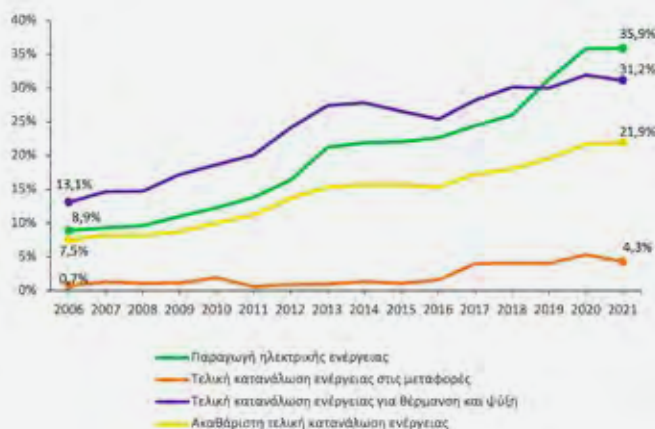
Διάγραμμα 35: Συμμετοχή καυσίμων στην τελική ενεργειακή κατανάλωση στην Ελλάδα, 2010 & 2021



Πηγή: Eurostat

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2006-2021, καθώς η συνολική της συνεισφορά το 2021 ως μερίδιο στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας ανερχόταν στο 21,9% (Διάγραμμα 36) [28].

Διάγραμμα 36: Συνολικά και Ειδικά Μέρη Συμμετοχής των ΑΠΕ στο Εγχώριο Ενεργειακό Σύστημα στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2021



Πηγή: Eurostat

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, η συνεισφορά των ΑΠΕ τόσο στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη κατά την περίοδο 2007-2021 παρουσίασε σημαντική αύξηση με μέσο ρυθμό ετήσιας αύξησης 8% και 7% αντίστοιχα.

Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2021 διαμορφώθηκε σε 35,9%, παρουσιάζοντας εντυπωσιακή άνοδο, σε σχέση με το 2006, που το αντίστοιχο μερίδιο κυμαινόταν στο 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 2021.

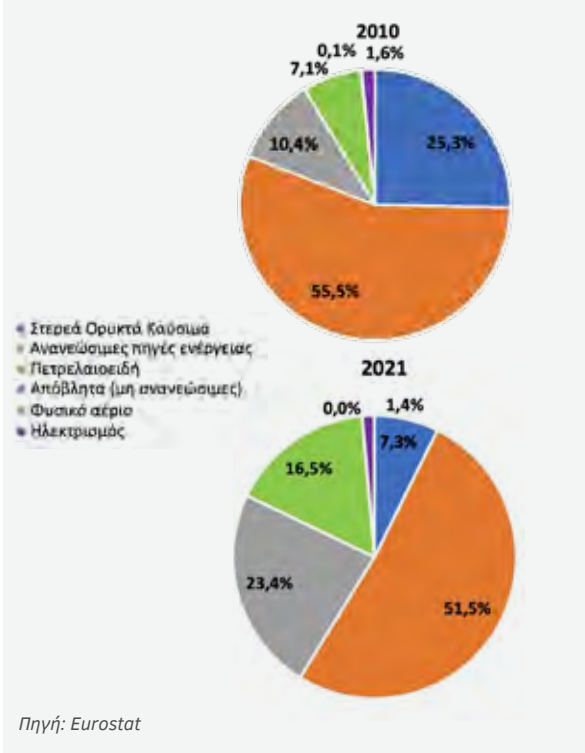
Όσον αφορά στη ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια στην Ελλάδα, στοιχεία της Eurostat για το 2021 δείχνουν ότι το πετρέλαιο και τα πετρελαϊκά προϊόντα αντιστοιχούσαν στο 51,5% αυτής, με το φυσικό αέριο (23,4%), τις ΑΠΕ (16,5%) και τα ορυκτά καύσιμα (7,3%) να ακολουθούν. Αξιοσημείωτη είναι η μείωση που παρατηρείται στη διαθέσιμη ενέργεια από στερεά ορυκτά καύσιμα το 2021 σε σχέση με το 2010, που είναι της τάξης του -78,2%, αλλά και η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τα ίδια έτη που φτάνει το 75,2% [28].

Παρά την σταθερά αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο εθνικό ενεργειακό μίγμα κατά την τελευταία δεκαετία, ο δείκτης ενεργειακής εξάρτησης κινείται σε αντίθετη κατεύθυνση, καταγράφοντας σημαντική επιδείνωση. Το 2010, το 68,6% της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας στην Ελλάδα προερχόταν από εισαγωγές. Το 2021 το μερίδιο αυτό αυξήθηκε στο 73,8%, κυρίως λόγω αύξησης του μεριδίου του εισαγόμενου πετρελαίου και των ορυκτών καυσίμων. Πιο συγκεκριμένα, το μερίδιο των εισαγωγών πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων το 2021 ανερχόταν σε 93,1%, του φυσικού αερίου σε 99,4%

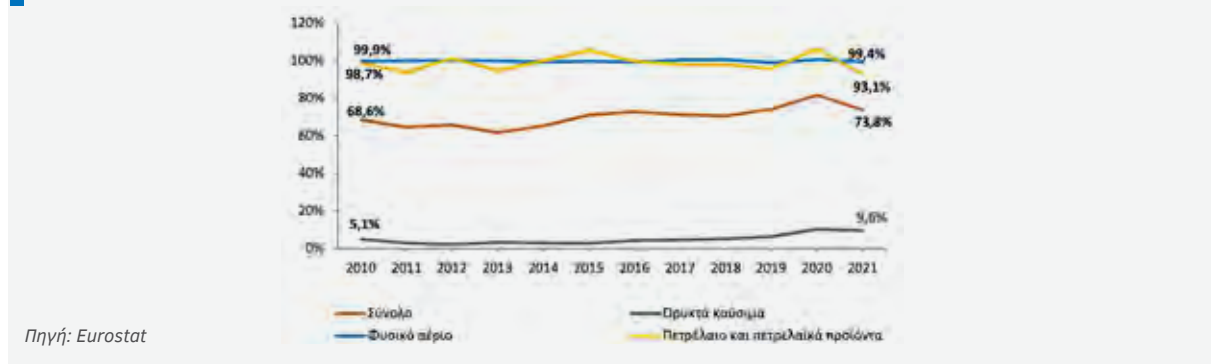
παραμένοντας σχετικά σταθερό από το 2010 και των στερεών καυσίμων σε 9,6% (Διάγραμμα 38).

Παρά την σταθερά αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο εθνικό ενεργειακό μίγμα κατά την τελευταία δεκαετία, ο δείκτης ενεργειακής εξάρτησης κινείται σε αντίθετη κατεύθυνση, καταγράφοντας σημαντική επιδείνωση. Το 2010, το 68,6% της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας στην Ελλάδα προερχόταν από εισαγωγές. Το 2021 το μερίδιο αυτό αυξήθηκε στο 73,8%, κυρίως λόγω αύξησης του μεριδίου του εισαγόμενου πετρελαίου και των ορυκτών καυσίμων. Πιο συγκεκριμένα, το μερίδιο των εισαγωγών πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων το 2021 ανερχόταν σε 93,1%, του φυσικού αερίου σε 99,4% παραμένοντας σχετικά σταθερό από το 2010 και των στερεών καυσίμων σε 9,6% (Διάγραμμα 38).

Διάγραμμα 37: Συνολική Ακαθάριστη Διαθέσιμη Ενέργεια στην Ελλάδα, 2010 και 2021



Διάγραμμα 38: Βαθμός ενεργειακής εξάρτησης Ελλάδας, 2010-2021



5.1 Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

5.1.1 Δομή της εγχώριας αγοράς πετρελαιοειδών

Η εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών απαρτίζεται από τα εξής τμήματα (Διάγραμμα 39):

- 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 δραστηριοποιούνται [29]:

- 2 εταιρίες διύλισης με 4 διυλιστήρια.
- 33 εταιρίες εμπορίας με άδεια Α με εγκαταστάσεις αποθήκευσης και διακίνησης ανά την Ελλάδα.
- 30 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 17 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.
- 37 εταιρίες με άδεια Γ – δηλαδή εμπορίας υγραερίου με εγκαταστάσεις ή/και εμφιαλωτήρια υγραερίων. Από αυτές τις εταιρίες, οι 5 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.

• 25 εταιρίες με άδεια Δ – δηλαδή εμπορίας ασφάλτου. Από αυτές τις εταιρίες, οι 10 διαθέτουν και Άδεια τύπου Α.

• 1 εταιρία με Άδεια Μεταφοράς με Αγωγή που δραστηριοποιείται στη μεταφορά Jet fuels από τα Διυλιστήρια στον Αερολιμένα Ε. Βενιζέλος.

• Περίπου 6.100 πρατήρια από τα οποία λειτουργούν 5.700 (που η πλειοψηφία τους φέρει σήματα εταιριών).

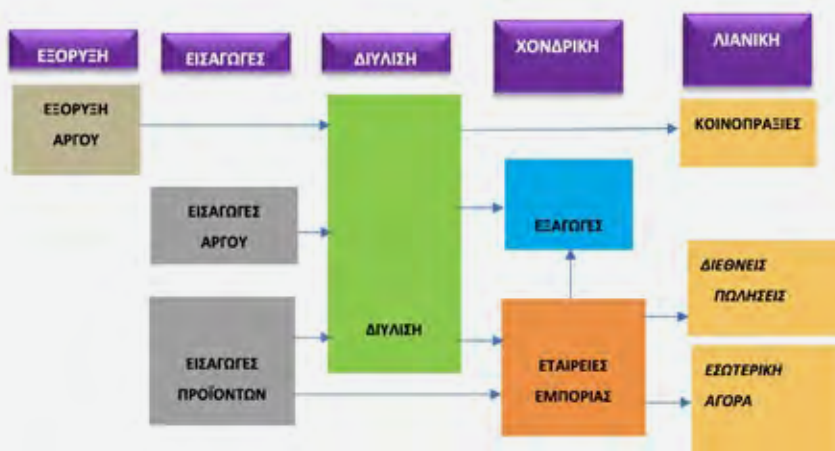
- Στην Ελλάδα παρατηρείται πληθώρα πρατηρίων αφού 1 πρατήριο αντιστοιχεί σε 1.750 κατοίκους, ενώ ο μέσος όρος της Ε.Ε είναι 1 πρατήριο ανά 4.500 κατοίκους. Ο μεγάλος αριθμός πρατηρίων στην Ελλάδα έχει προκύψει κυρίως λόγω του τρόπου λειτουργίας τους (οικογενειακές επιχειρήσεις) αλλά και λόγω της μορφολογίας της χώρας όπου η ορεινή φύση υπαγορεύει την ύπαρξη πολλών ξεχωριστών εφοδιαστικών σταθμών.

• Περίπου 250 πωλητές πετρελαίου θέρμανσης με εγκατάσταση και ένας μικρός αριθμός πωλητών πετρελαίου θέρμανσης χωρίς εγκατάσταση.

Για τη διακίνηση των καυσίμων χρησιμοποιούνται [29]:

- δίκτυο σωληναγωγών – pipelines
- περίπου 1.100 βυτιοφόρα δημόσιας χρήσης
- περίπου 190 βυτιοφόρα ιδιωτικής χρήσης των εταιριών εμπορίας
- περίπου 8.000 μικρά βυτιοφόρα ιδιωτικής χρήσης διανομής πετρελαίου θέρμανσης

Διάγραμμα 39: Εγχώρια αγορά πετρελαιοειδών

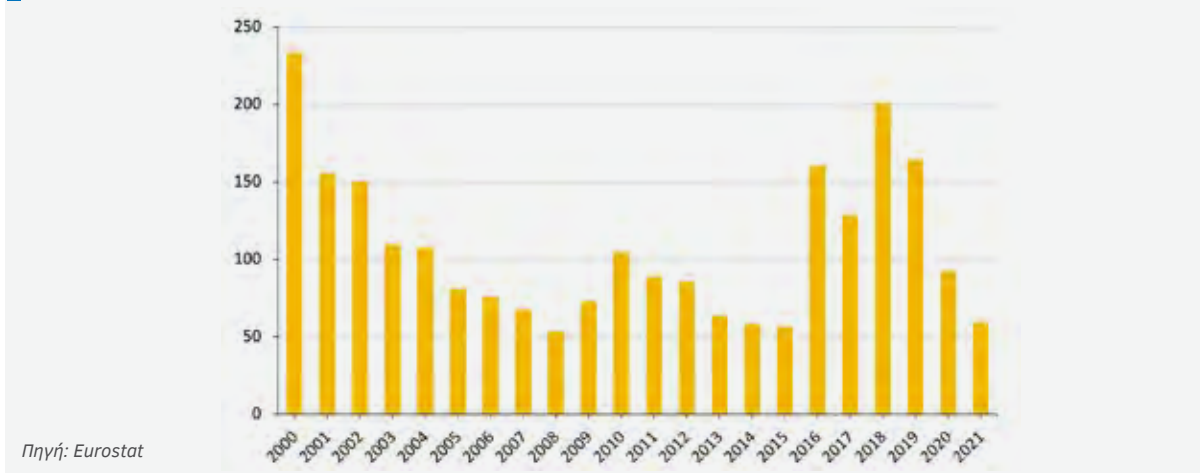


Πηγή: IENE, IOBE

5.1.2 Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου

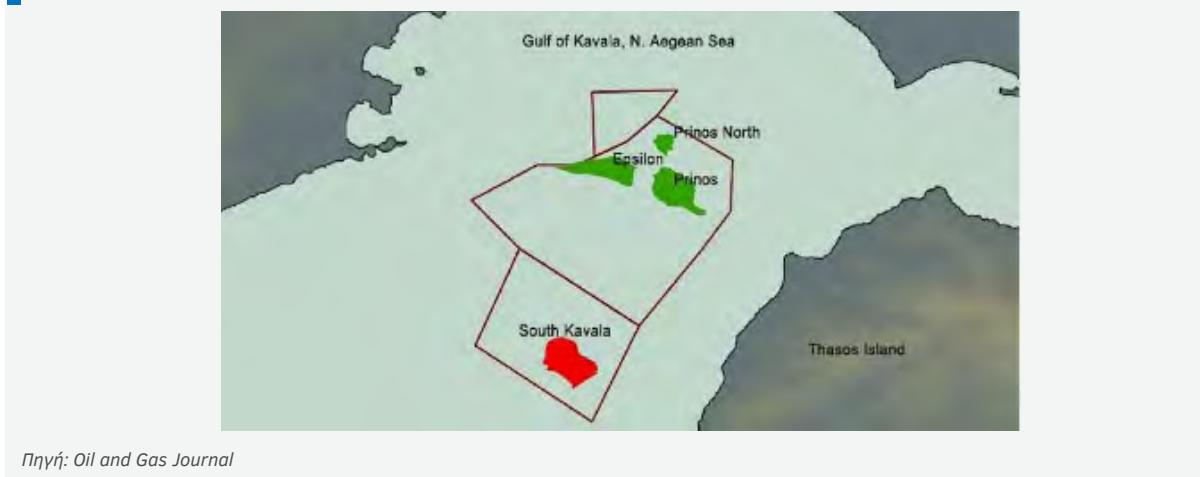
Η παραγωγή αργού πετρελαίου³⁰ στην Ελλάδα το 2021 ήταν ασήμαντη (59,4 χιλιάδες τόνους, Mt), σε σύγκριση με την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση πετρελαιοειδών της τάξεως των 10,2 εκατομμυρίων τόνων το 2021 [30].

Διάγραμμα 40: Παραγωγή Αργού Πετρελαίου στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2000-2021



Προήλθε μάλιστα από ένα συγκεκριμένο κοίτασμα (Πρίνος και Βόρειος Πρίνος), η παραγωγή του οποίου, αν και αυξημένη κατά 450% την τελευταία δετία, παρέμεινε μικρή στα 3,300 βαρέλια την ημέρα το 2019 και μειωμένη κατά 45% το 2020 στα 1.800 βαρέλια την ημέρα, τη στιγμή που η Ελλάδα καταναλώνει περίπου 160.000 βαρέλια την ημέρα (μέση ημερήσια κατανάλωση αργού στη χώρα). Η εταιρεία Energean είναι ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της χώρας. Τα δύο ενεργά πεδία, ο Πρίνος και ο Βόρειος Πρίνος, βρίσκονται παράκτια στο Βόρειο Αιγαίο.

Χάρτης 2: Κοιτάσματα Πρίνος, Βόρειος Πρίνος και Έψιλον στον κόλπο της Καβάλας



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 ταμειευτήρα, 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 41) [31]. Με βάση οικονομικές παραδοχές, η παραγωγή θα συνεχιστεί έως ότου το πεδίο φτάσει στο οικονομικό του όριο το 2032. Το πεδίο αντιπροσωπεύει σήμερα περίπου το 61% της ημερήσιας παραγωγής της χώρας [32].

³⁰ 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 υδροποίηση φυσικού αερίου).

Διάγραμμα 41: Εξέλιξη παραγωγής κοιτάσματος Πρίνου, βαρέλια την ημέρα (brpd)



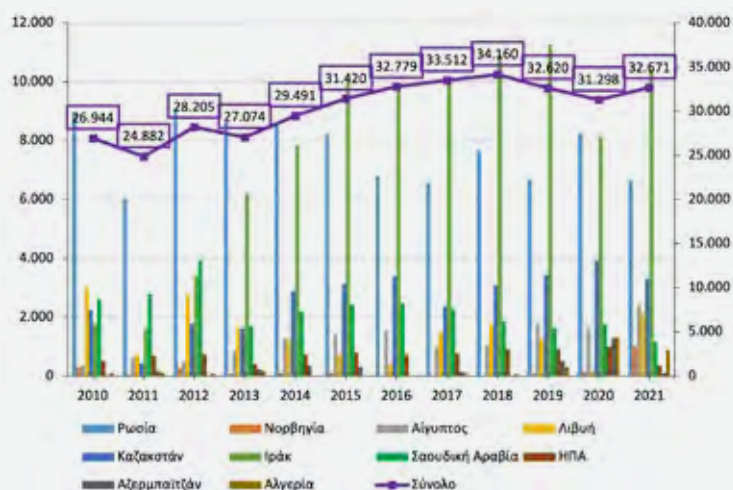
Πηγή: Global Data [32]

Με δεδομένες τις συνθήκες της αγοράς, η εταιρεία έχει θέσει σε εφαρμογή πρόγραμμα αναδιάρθρωσης και εκσυγχρονισμού για τον Πρίνο, με στόχο τη σταδιακή απεξάρτησή του από τις διακυμάνσεις των τιμών πετρελαίου και την περαιτέρω μείωση του περιβαλλοντικού του αποτυπώματος, μέσω της σύλληψης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) καθώς και παραγωγής καθαρού υδρογόνου (Eco H₂). Παράλληλα, έχει επανεκκινήσει την επένδυση στην ανάπτυξη του κοιτάσματος Έψιλον στην Λεκάνη του Πρίνου, το οποίο προγραμματίζεται να τεθεί σε παραγωγή μέσω κάθετων γεωτρήσεων από τη νέα θαλάσσια εξέδρα Lamda στο πρώτο εξάμηνο του 2023 [33].

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.

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 2021, με 10,4 εκατομμύρια τόνους, ακολουθούμενο από τη Ρωσία με 6,65 εκατομμύρια τόνους και το Καζακστάν με 3,3 εκατομμύρια τόνους (Διάγραμμα 42). Μόνο οι εισαγωγές από το Ιράκ αντιστοιχούσαν στο 31,8% των συνολικών εισαγωγών αργού πετρελαίου και πετρελαιοειδών της Ελλάδας το 2021, που ανήλθαν σε 32,67 εκατομμύρια τόνους (Διάγραμμα 43) [34].

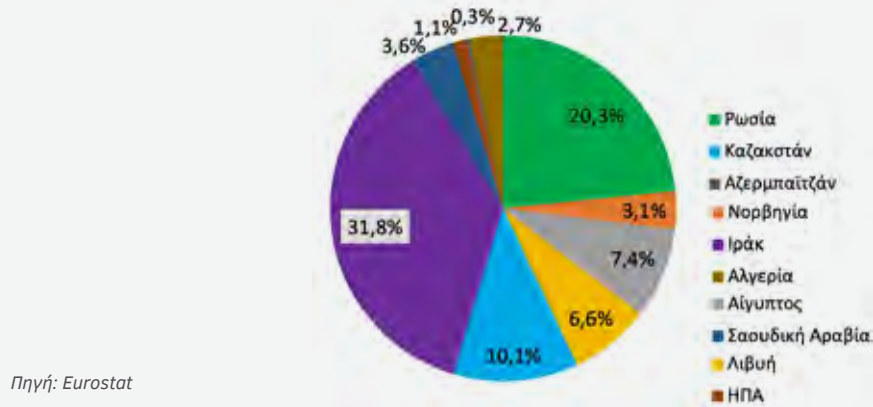
Διάγραμμα 42: Εισαγωγές πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου στην Ελλάδα ανά Χώρα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021



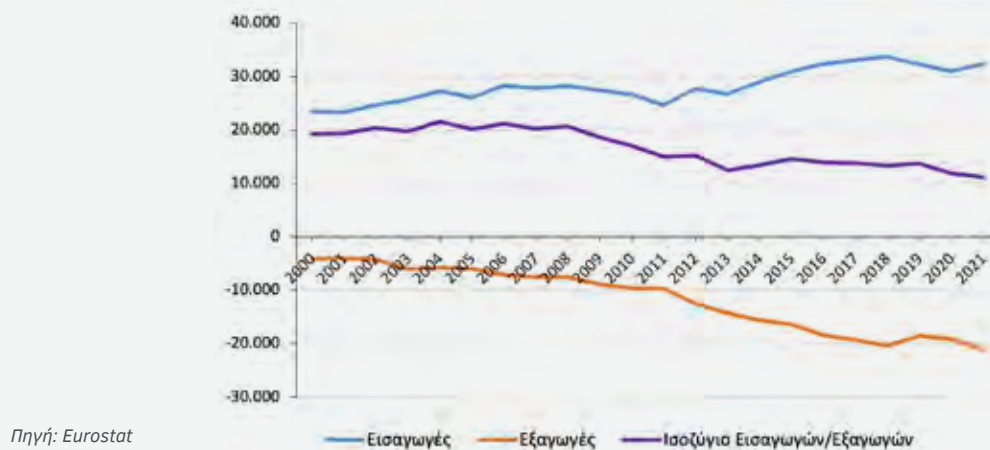
Πηγή: Eurostat

Από το 2013 οι εισαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ακολούθησαν μία ανοδική πορεία μέχρι το 2021, με εξαίρεση το 2019 και το 2020, παράλληλα με την αύξηση των εξαγωγών, όμως η Ελλάδα παρέμεινε καθαρός εισαγωγέας πετρελαϊκών προϊόντων για όλο το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2000 - 2021 (Διάγραμμα 44).

Διάγραμμα 43: Μερίδιο εισαγωγών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά Χώρα, 2021



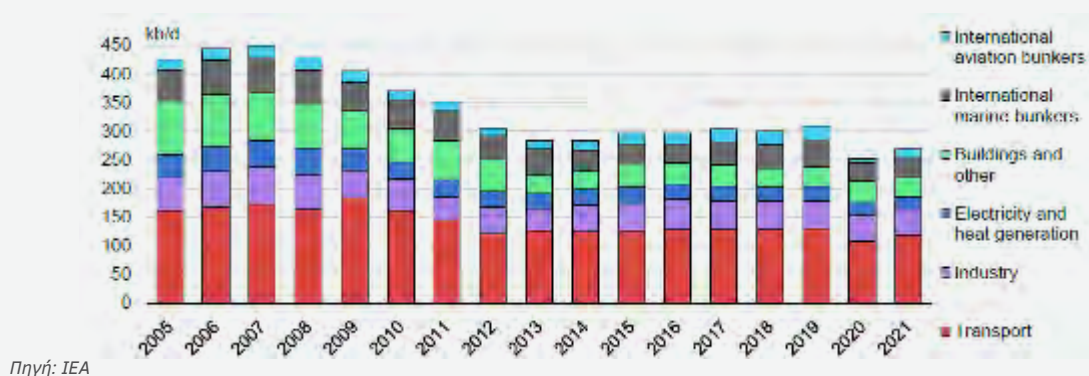
Διάγραμμα 44: Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 2000-2021



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 αυξήθηκε μόλις κατά 1,3% [35]. Η κατανάλωση αργού και πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, συμπεριλαμβανομένων των bunkers, διαμορφώθηκε στα 13,34 εκατ. τόνους το 2021, με το 47% αυτών να καταναλώνονται εγχώρια και το 53% των συνολικών εισαγωγών αργού να εξάγονται σε μορφή διυλισμένων προϊόντων.

Διάγραμμα 45: Κατανάλωση πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου ανά τομέα (χιλιάδες βαρέλια την ημέρα), 2005-2021



Ο τομέας των μεταφορών κατανάλωσε 5,3 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου το 2021, αντιπροσωπεύοντας το 70,8% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου. Ακολούθησαν ο οικιακός τομέας με 15,3% και η βιομηχανία με 9,4%. Οι οδικές μεταφορές αντιπροσώπευσαν το 86,1% της κατανάλωσης πετρελαίου στις μεταφορές, ακολούθησε η εγχώρια ναυτιλία με 10,9% και τα μικρά μερίδια των εγχώριων αεροπορικών και σιδηροδρομικών μεταφορών (2,87% και 0,13% αντίστοιχα). Ο τομέας των μεταφορών για το 2021 βασίστηκε κυρίως στο ντίζελ και τη βενζίνη, τα οποία μαζί αντιπροσώπευσαν το 87,9% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου στην Ελλάδα.

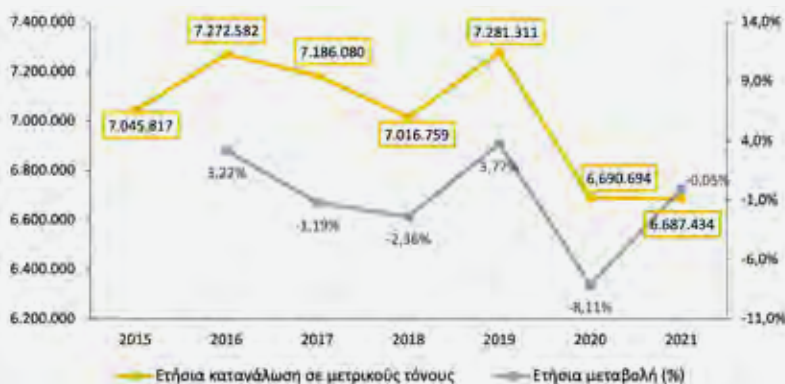
Σύμφωνα με τα στοιχεία που έδωσε στη δημοσιότητα η Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία [36], η μείωση στην κατανάλωση πετρελαιοειδών το 2020 σε σύγκριση με το 2019 ήταν 8,1%, ενώ και το 2021 η κατανάλωση διατηρήθηκε στα επίπεδα του 2020, παρουσιάζονται ελάχιστη πτώση 0,05%. (Διάγραμμα 47). Η μείωση της κατανάλωσης το 2020 προήλθε από την μείωση στην κατανάλωση του μαζούτ υψηλού θείου -28,7%, του υγραερίου -28,1%, της αμόλυβδης βενζίνης -23% και του

πετρελαίου κίνησης -6,5%. Στον αντίποδα, η κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης αυξήθηκε κατά 15,2%, του μαζούτ χαμηλού θείου κατά 8,2% και της super αμόλυβδης των 98 και των 100 οκτανίων κατά 34,8%. Για το 2021 παρατηρείται αύξηση στην ετήσια κατανάλωση της αμόλυβδης βενζίνης κατά 5,1%, της βενζίνης σούπερ αμόλυβδης 98/100 κατά 13,6%, του πετρελαίου κίνησης κατά 4,1%, καθώς και του υγραερίου κατά 6,6%.

Αντίθετα, μείωση της ετήσιας κατανάλωσης παρατηρείται στο πετρέλαιο θέρμανσης κατά 16,7% και στις κατηγορίες μαζούτ χαμηλού και υψηλού θείου με ποσοστά 9,8% και 13,6%, αντίστοιχα.

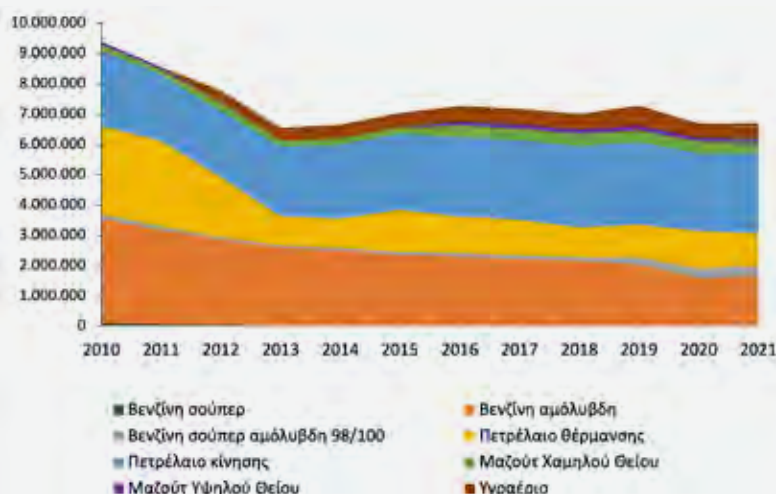
Κατά τα έτη 2015-2021, οι Περιφέρειες που παρουσίασαν τη μεγαλύτερη κατανάλωση πετρελαιοειδών ήταν η Αττική και η Κεντρική Μακεδονία και ακολούθησαν οι Περιφέρειες Θεσσαλίας, Στερεάς Ελλάδας, Δυτικής Ελλάδας, Πελοποννήσου, Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, Κρήτης, Ηπείρου, Νοτίου Αιγαίου και Δυτικής Μακεδονίας. Η χαμηλότερη κατανάλωση παρατηρείται στις Περιφέρειες των Ιονίων Νήσων και του Βορείου Αιγαίου [36].

Διάγραμμα 46: Ετήσια συνολική κατανάλωση πετρελαιοειδών 2015-2021



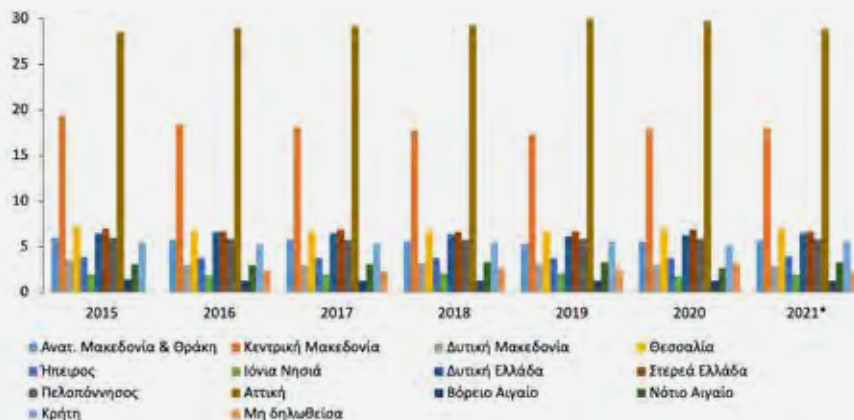
Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Διάγραμμα 47: Κατανάλωση πετρελαιοειδών ανά κατηγορία στην Ελλάδα (μετρικοί τόνοι), 2010-2021



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

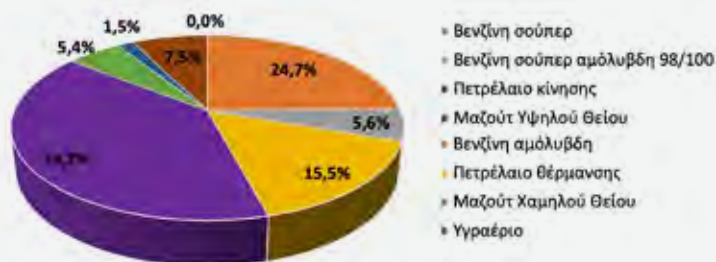
Διάγραμμα 48: Ποσοστό (%) κατανάλωσης ανά Περιφέρεια, 2015-2021



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Για το 2021, το πετρέλαιο κίνησης αντιπροσώπευε τη μεγαλύτερη κατηγορία κατανάλωσης πετρελαιοειδών (39,7%), ακολουθούμενη από την αμόλυβδη βενζίνη (24,7%) και το πετρέλαιο θέρμανσης (15,5%) (Διάγραμμα 49). Για την ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το πετρέλαιο συμμετείχε με ποσοστό περίπου 10% το 2021, το οποίο παρέμεινε σχετικά σταθερό την περίοδο 2010-2021.

Διάγραμμα 49: Μερίδια κατανάλωσης πετρελαιοειδών στην Ελλάδα ανά κατηγορία, 2021



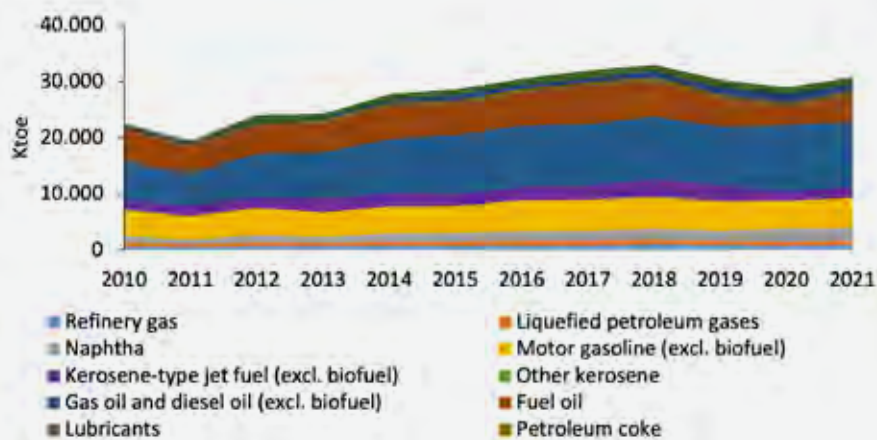
Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

5.1.4 Ο Τομέας της Διύλισης

Η ικανότητα διύλισης στην Ελλάδα μειώθηκε κατά 12% το 2020 σε σχέση με το 2018, σε αντίθεση με την ανοδική τάση που παρατηρήθηκε την περίοδο 2013-2018 (Διάγραμμα 50), αλλά ανέκαμψε το 2021, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 6,1%. Η συνολική ικανότητα διύλισης το 2021 ήταν 30,8 εκατομμύρια τόνοι.

Η παραγωγή ντίζελ ανήλθε σε 11,6 εκατομμύρια τόνους το 2021, αντιπροσωπεύοντας το υψηλότερο μερίδιο, με το 37,5% της ικανότητας διύλισης της χώρας. Η βενζίνη και το μαζούτ αποτέλεσαν το 17,5% και το 15,4% αντίστοιχα των διυλισμένων προϊόντων στην Ελλάδα το 2021 (Διάγραμμα 51).

Διάγραμμα 50: Παραγωγή πετρελαϊκών προϊόντων στην Ελλάδα (χιλιάδες τόνοι), 2010-2021*

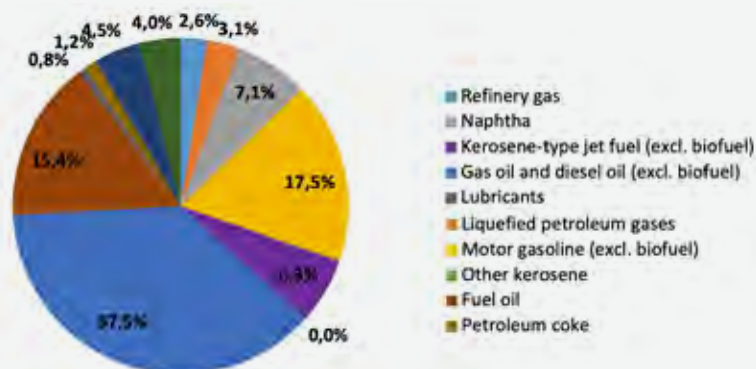


Πηγή: Eurostat

* Αναφέρεται στη συνολική παραγωγή των διυλιστηρίων και καλύπτει εγχώρια κατανάλωση και εξαγωγές

Η παραγωγή ντίζελ ανήλθε σε 11,6 εκατομμύρια τόνους το 2021, αντιπροσωπεύοντας το υψηλότερο μερίδιο, με το 37,5% της ικανότητας διύλισης της χώρας. Η βενζίνη και το μαζούτ αποτέλεσαν το 17,5% και το 15,4% αντίστοιχα των διυλισμένων προϊόντων στην Ελλάδα το 2021 (Διάγραμμα 51). Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια (Πίνακας 5). Τα τρία διυλιστήρια, που ανήκουν στην ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΔΕΠΠ 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, ενώ διαθέτουν συνολικά δεξαμενές αποθήκευσης αργού πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων χωρητικότητας 6,65 εκατ. κυβικών μέτρων. Το διυλιστήριο Αγίου Θεοδώρων της Motor Oil, κοντά στην Κόρινθο, παράγει το υπόλοιπο.

Διάγραμμα 51: Μερίδιο προϊόντων διύλισης στην Ελλάδα, 2021



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Πίνακας 6: Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα

	ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ			ΜΟΤΟΡ ΟΙΛ
	Ιδιοκτησία (30.6.2021)	Paneuropean Oil and Industrial Holdings S.A: 47,1% Hellenic Republic Asset Development Fund: 35,5% Institutional investors: 8,6% Private investors: 8,7%		
Τοποθεσία	Ασπρόπυργος	Θεσσαλονίκη	Ελευσίνα	Αγ. Θεόδωροι (Κόρινθος)
Τύπος Διύλισης	Highly complex: fluid catalytic and thermal cracking; vacuum distillation, naphtha & diesel hydrotreating; isomerisation; reforming; mild hydrocracking; bioethers (ETBE/TAEE) & propylene production	Hydroskimming; vacuum distillation, naphtha & diesel hydrotreating; isomerisation; reforming.	Highly complex: high pressure hydrocracking and thermal cracking; vacuum distillation; diesel hydrotreating; steam reformer.	Complex: catalytic and thermal cracking; isomerisation; MTBE production; vacuum distillation; mild hydrocracking; hydrotreating; reforming; lube production; alkylation; dimerisation
Δείκτης Συνθετότητας Nelson	9,7	5,8	12	11,54
Δυναμικότητα (Mt/έτος)	7,5	4,5	5,3	10
Δυναμικότητα (kb/d)	148	90	106	185
Έτος Ίδρυσης	1958	1966	1972	1972

Πηγές: IENE, HELLENIQ ENERGY και Motor Oil

Διυλιστήρια HELLENiQ ENERGY

Το 2021 παρά τις δυσμενείς συνθήκες, τα διυλιστήρια του Ομίλου διατήρησαν υψηλά επίπεδα λειτουργίας με την παραγωγή να αυξάνεται στους 14,4 εκατομμύρια MT από 13,8 εκατομμύρια MT το 2020 [37].

Η λειτουργία των διυλιστηρίων οδήγησε σε παραγωγή μεσαίων κλασμάτων (jet, gasoil και diesel) στο 48,1% (50,2% το 2020) επί του συνόλου, ενώ η παραγωγή βενζινών ανήλθε σε 21,3% (20,3% το 2020). Συνολικά, το ποσοστό παραγωγής προϊόντων υψηλής προστιθέμενης αξίας ανήλθε στο 80%, από τα πλέον υψηλά ποσοστά στον Ευρωπαϊκό κλάδο διύλισης, ενώ το μαζούτ διαμορφώθηκε στο 8,9%, αντανakλώντας τη λειτουργική βελτιστοποίηση του διυλιστηρίου Ασπροπύργου

Το διυλιστήριο Ασπροπύργου ξεκίνησε την παραγωγή ναυτιλιακών καυσίμων προδιαγραφών IMO τον Νοέμβριο του 2019, προσαρμοσμένο στις τάσεις της αγοράς, ώστε να εξασφαλίσει τον εφοδιασμό της με καθαρά καύσιμα και εντός του 2021, εκμεταλλεύτηκε την ευελιξία στο μίγμα παραγωγής του, αναλόγως των συνθηκών αγοράς. Επιπλέον, το διυλιστήριο Ασπροπύργου μετά τις μετατροπές στις μονάδες παραγωγής πρόσθετων βενζίνης, καλύπτει την υποχρέωση για εφοδιασμό βενζινών E5 στην εσωτερική αγορά, χωρίς προσθήκη αουτούσιας βιοαιθανόλης, βελτιώνοντας την ποιότητα και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του τελικού προϊόντος και υποκαθιστώντας τις εισαγωγές [37].

Οι πωλήσεις καυσίμων διενεργούνται προς τις εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, μεταξύ των οποίων και η ΕΚΟ ΑΒΕΕ, θυγατρική του Ομίλου HELLENiQ ENERGY, καθώς και προς συγκεκριμένους ειδικούς πελάτες, ενώ πάνω από το 50% της παραγωγής εξάγεται. Όλα τα προϊόντα διύλισης του Ομίλου καλύπτουν τις ισχύουσες Ευρωπαϊκές προδιαγραφές (Euro VI). Κατά το 2021, οι πωλήσεις εσωτερικής αγοράς, λόγω της σταδιακής ανάκαμψης της ζήτησης καυσίμων στο Β' Εξάμηνο και την αύξηση της τουριστικής κίνησης, παρουσίασαν αύξηση 2% σε σχέση με το 2020 και

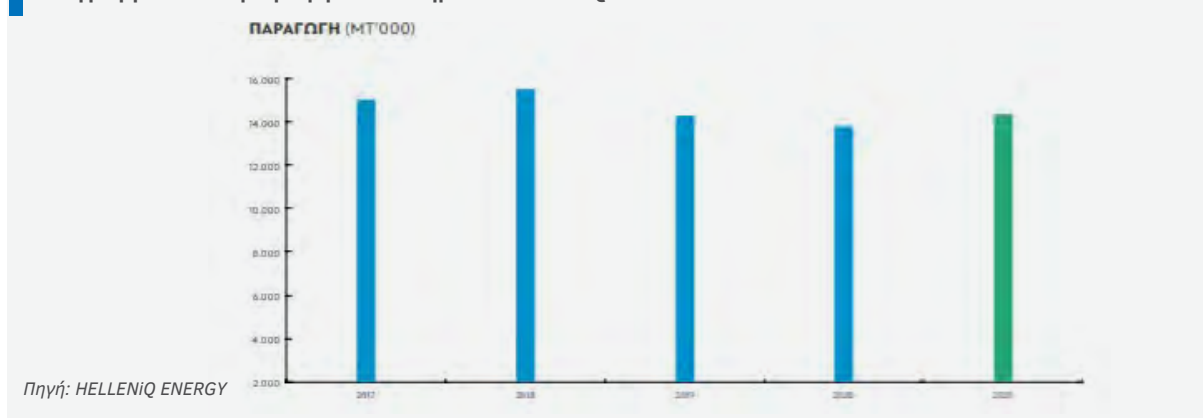
ανήλθαν στους 4,1 εκατ. τόνους, με τα καύσιμα κίνησης να επανέρχονται στα αντίστοιχα επίπεδα του 2019 (προ COVID-19 περίοδος) [37].

Η λειτουργία των διυλιστηρίων οδήγησε σε παραγωγή μεσαίων κλασμάτων (jet, gasoil και diesel) στο 48,1% (50,2% το 2020) επί του συνόλου, ενώ η παραγωγή βενζινών ανήλθε σε 21,3% (20,3% το 2020). Συνολικά, το ποσοστό παραγωγής προϊόντων υψηλής προστιθέμενης αξίας ανήλθε στο 80%, από τα πλέον υψηλά ποσοστά στον Ευρωπαϊκό κλάδο διύλισης, ενώ το μαζούτ διαμορφώθηκε στο 8,9%, αντανakλώντας τη λειτουργική βελτιστοποίηση του διυλιστηρίου Ασπροπύργου

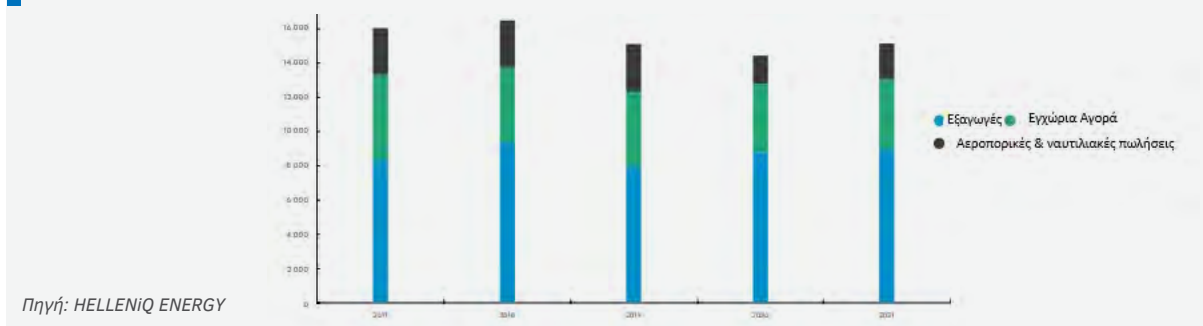
Το διυλιστήριο Ασπροπύργου ξεκίνησε την παραγωγή ναυτιλιακών καυσίμων προδιαγραφών IMO τον Νοέμβριο του 2019, προσαρμοσμένο στις τάσεις της αγοράς, ώστε να εξασφαλίσει τον εφοδιασμό της με καθαρά καύσιμα και εντός του 2021, εκμεταλλεύτηκε την ευελιξία στο μίγμα παραγωγής του, αναλόγως των συνθηκών αγοράς. Επιπλέον, το διυλιστήριο Ασπροπύργου μετά τις μετατροπές στις μονάδες παραγωγής πρόσθετων βενζίνης, καλύπτει την υποχρέωση για εφοδιασμό βενζινών E5 στην εσωτερική αγορά, χωρίς προσθήκη αουτούσιας βιοαιθανόλης, βελτιώνοντας την ποιότητα και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του τελικού προϊόντος και υποκαθιστώντας τις εισαγωγές [37].

Οι πωλήσεις καυσίμων διενεργούνται προς τις εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών στην Ελλάδα, μεταξύ των οποίων και η ΕΚΟ ΑΒΕΕ, θυγατρική του Ομίλου HELLENiQ ENERGY, καθώς και προς συγκεκριμένους ειδικούς πελάτες, ενώ πάνω από το 50% της παραγωγής εξάγεται. Όλα τα προϊόντα διύλισης του Ομίλου καλύπτουν τις ισχύουσες Ευρωπαϊκές προδιαγραφές (Euro VI). Κατά το 2021, οι πωλήσεις εσωτερικής αγοράς, λόγω της σταδιακής ανάκαμψης της ζήτησης καυσίμων στο Β' Εξάμηνο και την αύξηση της τουριστικής κίνησης, παρουσίασαν αύξηση 2% σε σχέση με το 2020 και ανήλθαν στους 4,1 εκατ. τόνους, με τα καύσιμα κίνησης να επανέρχονται στα αντίστοιχα επίπεδα του 2019 (προ COVID-19 περίοδος) [37].

Διάγραμμα 52: Παραγωγή διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY



Διάγραμμα 53: Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίων HELLENiQ ENERGY ανά αγορά (ΜΤ'000)



Πηγή: HELLENiQ ENERGY

Η εταιρεία Ελληνικά Πετρέλαια στις 29 Ιουλίου 2021 προχώρησε στην έναρξη διαδικασίας διάσπασης της εταιρείας με απόσχιση του κλάδου διύλισης, εφοδιασμού και πωλήσεων πετρελαιοειδών και πετροχημικών και εισφορά του σε νέα εταιρεία που συστάθηκε, σύμφωνα με τα άρθρα 57 παρ. 3 και 59 έως και 74 του ν. 4601/2019 και του άρθρου 52 του ν. 4172/2013, όπως ισχύουν [38].

Με την υπ' αριθ. 142903/03.01.2022 απόφαση του Υπουργείου Ανάπτυξης και Επενδύσεων καταχωρήθηκε στο Γενικό Εμπορικό Μητρώο (Γ.Ε.ΜΗ.) στις 03.01.2022 η διάσπαση της ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ, με απόσχιση του κλάδου διύλισης, εφοδιασμού και πωλήσεων πετρελαιοειδών και πετροχημικών με σύσταση νέας ανώνυμης εταιρείας με την επωνυμία «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΔΙΥΛΙΣΗΣ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΕΩΝ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΕΙΔΩΝ ΚΑΙ ΠΕΤΡΟΧΗΜΙΚΩΝ» και διακριτικό τίτλο «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ Δ.Ε.Π.Π.Π. Α.Ε.»

Επίσης, τροποποιήθηκε η επωνυμία, ο σκοπός και η παράγραφος 4 του άρθρου 19 (Διοικητικό Συμβούλιο) του καταστατικού της Διασπώμενης, σύμφωνα με την από 10.12.2021 απόφαση της Έκτακτης Γενικής Συνέλευσης των μετόχων της. Η νέα επωνυμία της ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ Α.Ε. είναι «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ» και ο διακριτικός της τίτλος: «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ Συμμετοχών Α.Ε.», ενώ οι μετοχές της παραμένουν εισηγμένες στην Κύρια Αγορά του Χρηματιστηρίου Αθηνών.

Η Έκτακτη Γενική Συνέλευση των μετόχων της ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ την 20.09.2022, αποφάσισε την αλλαγή της επωνυμίας της σε “HELLENiQ ENERGY Ανώνυμη Εταιρεία Συμμετοχών” και του διακριτικού τίτλου “HELLENiQ ENERGY Holdings Α.Ε.” Το Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων, με την αριθ. 2709611ΑΠ/23.09.2022 απόφασή του, ενέκρινε την τροποποίηση του σχετικού άρθρου του Καταστατικού της Εταιρείας.

Διυλιστήριο Motor Oil

Η συνολική ποσότητα αργού και λοιπών πρώτων υλών που επεξεργάστηκε η εταιρία τη χρήση 2021 σε σύγκριση με τη χρήση 2020, αναλύεται κατωτέρω [39]. Τα στοιχεία για την εξέλιξη της παραγωγής του διυλιστηρίου ανά προϊόν και των πωλήσεων της εταιρίας ανά προϊόν κατά τη διετία 2020 – 2021 φαίνονται στους παρακάτω πίνακες. Η χαμηλότερη ποσότητα αργού & προϊόντων πετρελαίου της χρήσης 2020 έναντι της χρήσης 2021 οφείλεται σε σημαντικό βαθμό στις εργασίες περιοδικής συντήρησης των μονάδων του Διυλιστηρίου με έμφαση στη μονάδα υδρογονοπυρόλησης (Mild Hydrocracking Complex) που πραγματοποιήθηκαν το διάστημα Ιανουαρίου – Φεβρουαρίου 2020 [39].

Πίνακας 7: Επεξεργασία αργού και α' υλών Motor Oil

	Μετρικοί Τόνοι 2021	Μετρικοί Τόνοι 2020
Αργό	9.454.053	8.646.406
Fuel Oil Α' ύλη	1.052.457	963.678
Gas Oil	2.355.477	2.109.302
Λοιπά	284.275	197.700
Σύνολο	13.146.262	11.917.086

Πηγή: Motor Oil

Πίνακας 8: Παραγωγή προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil, 2021 & 2020

Παραγωγή Διυλιστηρίου / Προϊόν	Χιλιάδες Μ Τ 2021	Χιλιάδες Μ Τ 2020
Λιπαντικά	231	236
Υγραέρια	212	211
Βενζίνες	1.876	1.665
Καύσιμα Αεριοθωμέντων	1.063	844
Πετρέλαιο Κίνησης & Θέρμανσης	4.682	4.766
Νάφθα	729	691
Ημιτελή Προϊόντα	43	43
Ειδικά Προϊόντα	1.117	1.535

Πηγή: Motor Oil

Πίνακας 9: Πωλήσεις προϊόντων διυλιστηρίου Motor Oil

Πωλήσεις/Προϊόν	Χιλιάδες Μ Τ 2021	Χιλιάδες Μ Τ 2020
Ασφάλτος	976	1.446
Μαζούτ	2.713	1.580
Πετρέλαιο Κίνησης & Θέρμανσης	4.705	4.997
Καύσιμα Αεριοθωμέντων	1.685	1.082
Βενζίνες	2.379	2.084
Υγραέρια	219	208
Λιπαντικά	262	278
Λοιπά	1.327	974

Πηγή: Motor Oil

Τιμές Αντλίας

Η πορεία της λιανικής τιμής ενός πετρελαϊκού προϊόντος (δηλ. της τιμής στην αντλία του πρατηρίου) καθορίζεται κατά το μεγαλύτερο μέρος από την πορεία της διεθνούς τιμής του αντίστοιχου προϊόντος, αλλά και από τα περιθώρια διύλισης, που ορίζουν τα διυλιστήρια για τις διάφορες κατηγορίες προϊόντων. Η διεθνής αυτή τιμή καθορίζεται χρηματιστηριακά κάθε μέρα από τις πράξεις αγοράς και πώλησης προϊόντων και συμβολαίων, όπως γίνεται και για τα υπόλοιπα προϊόντα που αποτελούν είδος χρηματιστηριακής συναλλαγής και συνιστά την τιμή αναφοράς και για τις εκτός χρηματιστηρίου αγοραπωλησίες καυσίμων [40].

Δηλαδή, ο αγοραστής κλείνει συμφωνία να παραλάβει ποσότητα καυσίμου με τιμή Χ δολάρια τον τόνο πάνω από τη διεθνή τιμή της μελλοντικής ημερομηνίας παράδοσης. Αυτός ο τρόπος καθορισμού της τιμής, με βάση αναφοράς μία τιμή που δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων, αποτελεί τον συνήθη τρόπο συναλλαγής στις διεθνείς αγοραπωλησίες καυσίμων.

Οι διεθνείς τιμές αποτελούν σχεδόν πάντοτε το σημείο αναφοράς των συμβολαίων αγοράς καυσίμων μεταξύ διυλιστηρίων και πελατών τους. Δηλαδή, η εκάστοτε τιμή πώλησης των προϊόντων που παράγουν τα διυλιστήρια καθορίζεται με βάση τις διεθνείς τιμές, τις συναλλαγματικές ισοτιμίες και το περιθώριο διύλισης.

Πέραν των διεθνών τιμών (δηλ. ουσιαστικά των τιμών από το διυλιστήριο), η εκάστοτε συγκεκριμένη τιμή στην αντλία του πρατηρίου καθορίζεται και από τους εξής παράγοντες [40]:

- τους φόρους και τους δασμούς που επιβάλλει στο καύσιμο το Ελληνικό Δημόσιο
- την απόσβεση των παγίων επενδύσεων του πρατηρίου
- το κόστος μεταφοράς και διανομής
- τα διαχειριστικά έξοδα
- το κέρδος της εταιρίας εμπορίας και
- το κέρδος του πρατηριούχου.

Οι τιμές λιανικής των καυσίμων ποικίλλουν σημαντικά στην ΕΕ-27, όπως φαίνεται στον Πίνακα 10, κυρίως λόγω των διαφορών στους εθνικούς φορολογικούς συντελεστές. Η τιμή του Eurosuper 95 στην Ελλάδα διαμορφώθηκε στα €1,905 ανά λίτρο στις 20 Φεβρουαρίου 2023 – σημαντικά υψηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27 στα 1.698,01 €/lt.

Η τιμή του Eurosuper 95 στη Ρουμανία διαμορφώθηκε στα 1,350 €/lt στις 20 Φεβρουαρίου 2023, σημαντικά χαμηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27. Ομοίως, η τιμή του Eurosuper 95 στη Βουλγαρία διαμορφώθηκε στα 1,303 €/lt στις 5 Δεκεμβρίου – επίσης σημαντικά χαμηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-27 [41].

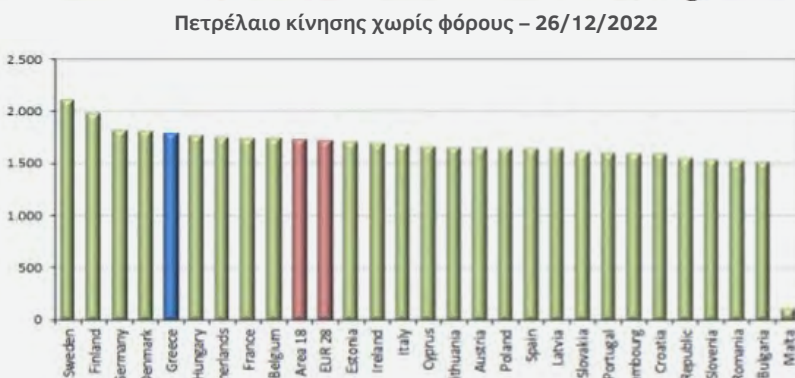
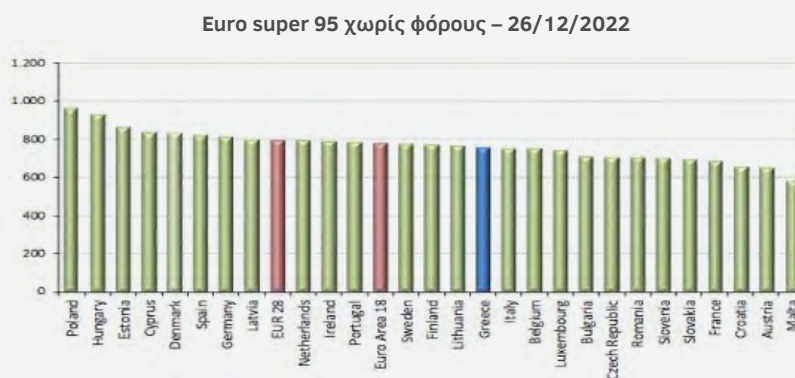
Πίνακας 10: Τιμές καυσίμων (συμπεριλαμβανομένων φόρων) σε επιλεγμένες χώρες στις 20 Φεβρουαρίου 2023

Χώρα	Αμόλυβδη 95 RON (€/lt)	Gas Oil Automobile (€/lt)	Πετρέλαιο θέρμανσης (€/lt)
Βουλγαρία	1,303	1,443	1,179
Κροατία	1,438	1,544	0,965
Κύπρος	1,381	1,569	1,108
Ελλάδα	1,902	1,718	1,200
Ουγγαρία	1,617	1,652	1,652
Ιταλία	1,860	1,837	1,577
Ρουμανία	1,350	1,477	1,381
Σλοβακία	1,569	1,552	-
Σλοβενία	1,367	1,535	1,134
Ισπανία	1,637	1,611	1,097

Πηγή: ec.europa.eu

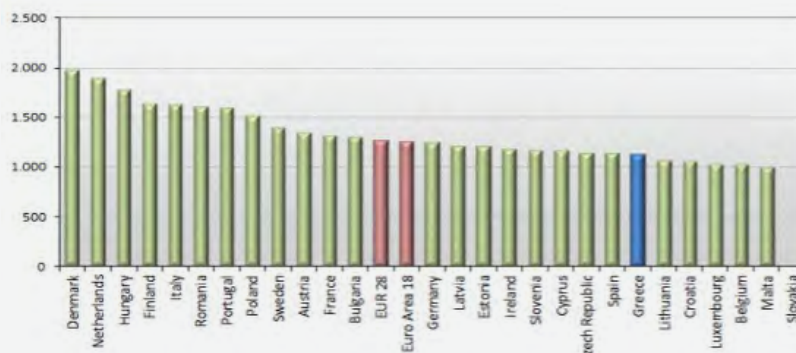
Σύμφωνα με το Εβδομαδιαίο Δελτίο Επισκόπησης Τιμών Καυσίμων του Υπουργείου Ανάπτυξης και Επενδύσεων που αφορά τιμές στις 26 Δεκεμβρίου 2022, οι λιανικές τιμές αμόλυβδης βενζίνης, πετρελαίου κίνησης και πετρελαίου θέρμανσης με φόρους και προ φόρων στις 27 χώρες της Ε.Ε. παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα [42]:

Διάγραμμα 54: Τιμή λιανικής (€) για βενζίνη, πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης με και χωρίς φόρους, 26/12/2022

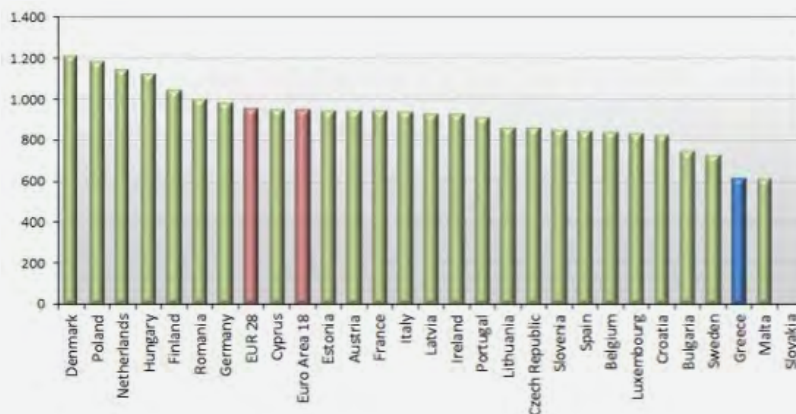


Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων

Πετρέλαιο θέρμανσης με φόρους – 26/12/2022

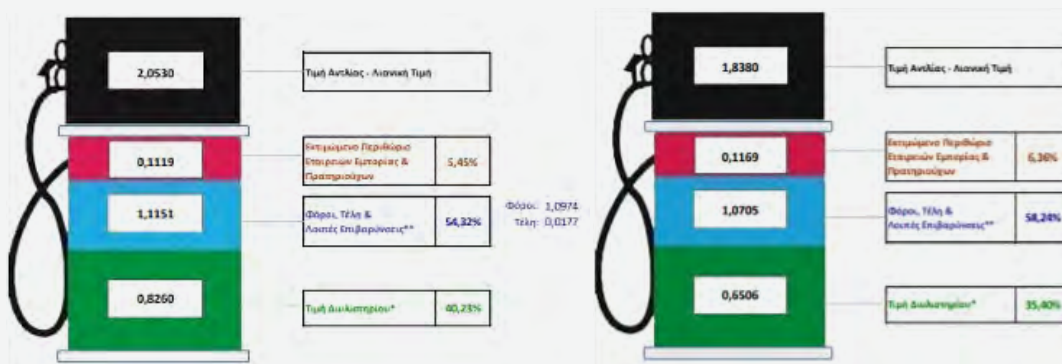


Πετρέλαιο θέρμανσης χωρίς φόρους – 26/12/2022



Ως ένα παράδειγμα αναφορικά με την τιμή της λιανικής θα αναφερθεί η τελική τιμή λιανικής της βενζίνης στις 26 Αυγούστου 2022 και στις 30 Δεκεμβρίου 2022 η οποία τελευταία διαμορφώνεται από την τιμή διυλιστηρίου κατά 35,40%, από τους φόρους (σταθερούς και μεταβλητούς) κατά 58,24%, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 6,36% [43].

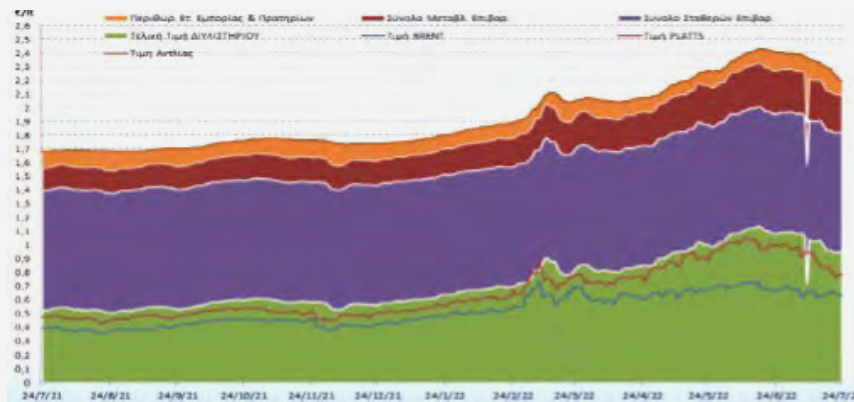
Διάγραμμα 55: Διαμόρφωση μέσης τιμής απλής αμόλυβδης βενζίνης 26/08/2022 και 30/12/2022



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Η εξέλιξη των διεθνών τιμών Brent, Platts (HCIF/MED), των τιμών διυλιστηρίου και των τιμών λιανικής της απλής αμόλυβδης βενζίνης 95 οκτ., καθώς και των αντίστοιχων ενδεικτικών περιθωρίων εμπορίας έως τις 24 Ιουλίου 2022 παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα [43]:

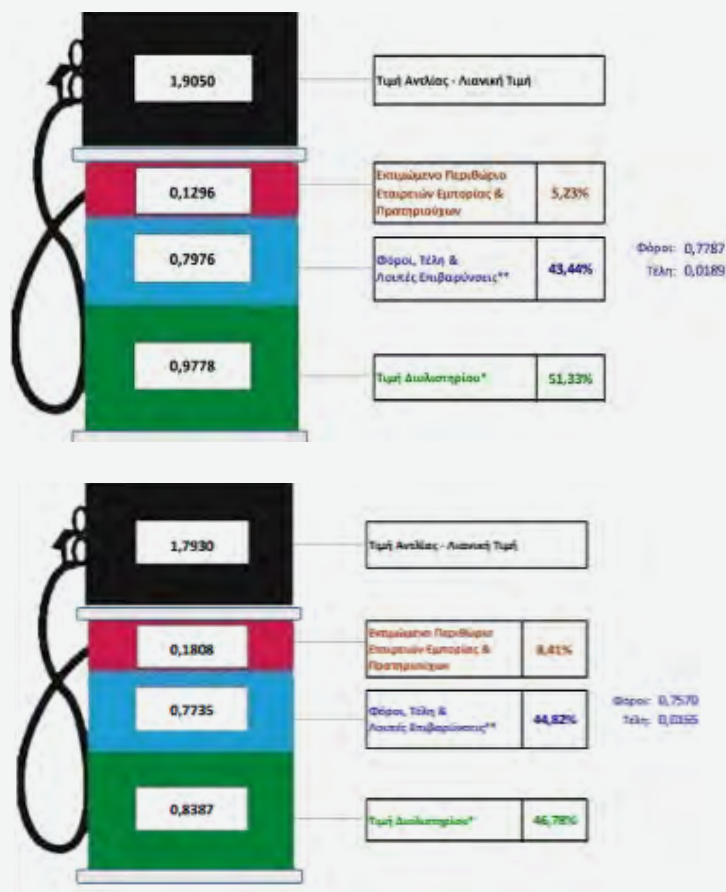
Διάγραμμα 56: Αμόλυβδη βενζίνη 95 οκτ.: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Για τις 26 Αυγούστου 2022 και τις 30 Δεκεμβρίου 2022 η τελική τιμή λιανικής για το diesel κίνησης διαμορφώνεται από την τιμή διυλιστηρίου κατά 51,33% τον Αύγουστο 2022 και 46,78% τον Δεκέμβριο 2022, από τους φόρους (σταθερούς και μεταβλητούς) κατά 43,44% το Δεκέμβριο και 44,82% το Δεκέμβριος, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 5,23% και 8,41% αντίστοιχα [43].

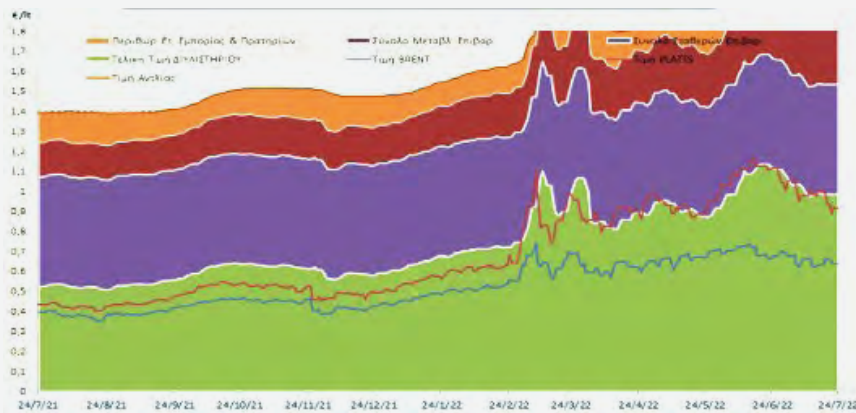
Διάγραμμα 57: Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel κίνησης 26/8/2022 και 30/12/2022



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Η εξέλιξη των διεθνών τιμών Brent, Platts (HCIF/MED), των τιμών διυλιστηρίου και των τιμών λιανικής για το πετρέλαιο κίνησης, καθώς και των αντίστοιχων ενδεικτικών περιθωρίων εμπορίας έως τις 24 Ιουλίου 2022 παρουσιάζονται στο ακόλουθο Διάγραμμα.

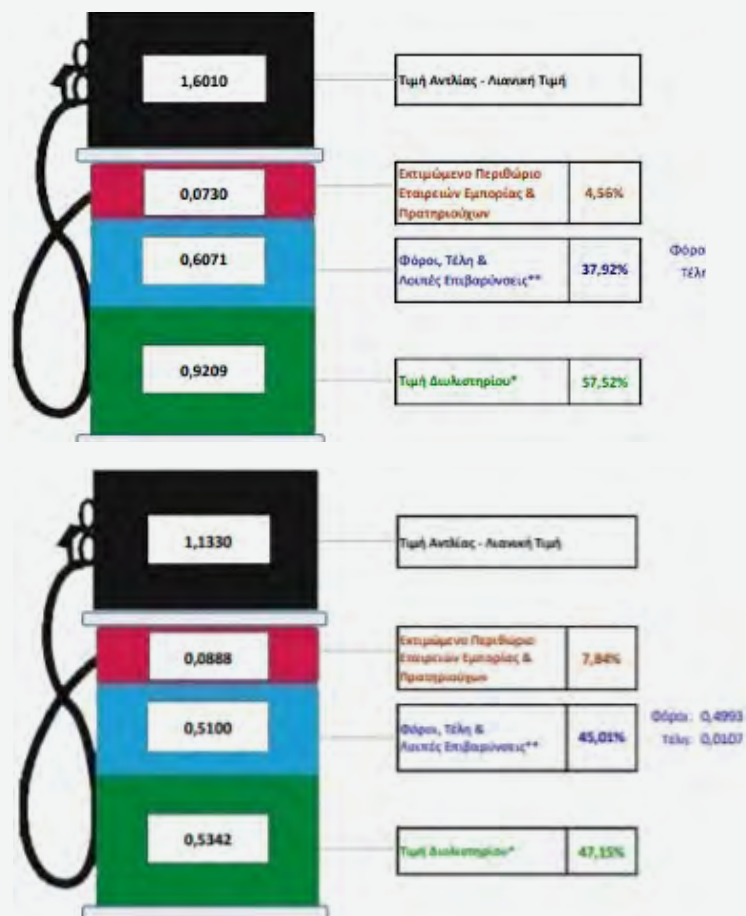
Διάγραμμα 58: Πετρέλαιο κίνησης B7.: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Για τις 29 Απριλίου 2022 και 30 Δεκεμβρίου 2022 η τελική τιμή λιανικής του πετρελαίου θέρμανσης διαμορφώνεται από την τιμή διυλιστηρίου κατά 57,52% και 47,15% αντίστοιχα, από τους φόρους (σταθερούς και μεταβλητούς) κατά 37,92% και 45,01% αντίστοιχα, και από τα εκτιμώμενα περιθώρια των εταιρειών εμπορίας, των μεταφορέων υγρών καυσίμων και των πρατηρίων κατά 4,56% και 7,84% αντίστοιχα [43].

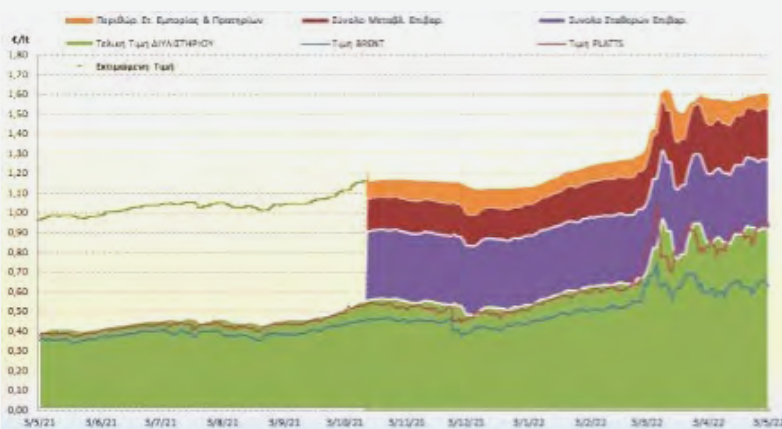
Διάγραμμα 59: Διαμόρφωση μέσης τιμής Diesel Θέρμανσης κατ' οίκον 29/4/2022 και 30/12/2022



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

Η εξέλιξη των διεθνών τιμών Brent, Platts (HCIF/MED), των τιμών διυλιστηρίου, των τιμών λιανικής για το πετρέλαιο θέρμανσης κατ' οίκον, καθώς και των αντίστοιχων ενδεικτικών περιθωρίων εμπορίας ως τις 3 Μαΐου 2022 παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα.

Διάγραμμα 60: Πετρέλαιο θέρμανσης κατ' οίκον: εξέλιξη τιμής και παραγόντων που την καθορίζουν



Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων

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. Οποιοσδήποτε νέες υποχρεώσεις που επιβάλλονται στον τομέα διύλισης στο πλαίσιο του νέου προγράμματος υποχρεώσεων ενεργειακής αποδοτικότητας πρέπει να λαμβάνουν υπόψη αυτούς τους περιορισμούς.

5.1.5 Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Σύμφωνα με την Ειδική Έκθεση της Επιτροπής Υδρογονανθράκων (Upstream) του ΙΕΝΕ «Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα» [44] 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. Ημέρα με την ημέρα γίνεται πλέον ξεκάθαρο ότι στο σύνθετο και ασταθές γεωπολιτικό περιβάλλον που προβάλλει, η επιδίωξη ενεργειακής αυτάρκειας θα τεθεί εκ νέου ως βασικός στόχος κάθε ενεργειακής στρατηγικής. Όπως έχει ήδη γίνει φανερό, η κρίση έχει ωθήσει 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 καταστρώνουν σχέδια για απεξάρτηση από τις ρωσικές εισαγωγές ενεργειακών προϊόντων.

Το κεφάλαιο «υδρογονάνθρακες» αρχίζει και πάλι να θεωρείται προτεραιότητα για πολλές ευρωπαϊκές χώρες. Η Νορβηγία, ένας από τους κύριους τροφοδότες της ευρωπαϊκής ηπείρου σε φυσικό αέριο, έχει ανακοινώσει ότι προκηρύσσει νέο γύρο παραχωρήσεων σε άλλα εννέα θαλάσσια οικόπεδα 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 μεγάλο κοιτάσμα φυσικού αερίου Γκρόνινγκεν, ενώ η Ιταλία εξασφαλίζει τα νώτα της μέσω του ενεργειακού κολοσσού ENI [45], με την Ισπανία να ακολουθεί με την Repsol και την Γαλλία με την Total Energies να εξαπλώνονται στην ευρύτερη γεωγραφική περιοχή της ΝΑ Μεσογείου, Μέσης 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).

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 και της Έκθεσης Πισσαρίδη 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 [44].

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) [44]. 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, ιδιαιτέρως 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 πετρελαικών 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 σταδιακή εξασθένιση της πανδημίας του κορωνοϊού διεθνώς θα οδηγήσει σε σταδιακή αύξηση της ζήτησης και παραγωγής των υδρογονανθράκων. Όσο θα παραμένει μειωμένη η προσφορά τόσο θα παραμένει αυξημένο το ενεργειακό κόστος των 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. 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 χρεωμένης οικονομίας, ενώ προσδίδει αυξημένη γεωπολιτική και γεωστρατηγική αξία στην χώρα μας.

Στόχος της πολιτικής ηγεσίας είναι να ξεκινήσουν το συντομότερο δυνατό σεισμικές έρευνες, προκειμένου να αξιολογηθεί η δυναμικότητα των κοιτασμάτων και να αποφασιστεί αν είναι συμφέρουσα 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 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».

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 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).

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 που δείχνει ότι το ενδιαφέρον που υπάρχει βγαίνει σταθερά μειούμενο.

Αναφορικά με τις έρευνες υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, το κλίμα έγινε αρνητικό την τελευταία

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 διεξήγε 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 επενδύσεών 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 2021³¹, όπως και τον Φεβρουάριο του 2022³², 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 επιστολής³³ 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.

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

³¹ <https://www.capital.gr/oikonomia/3541093/klima-skeptikismou-gia-tis-exoruxeis-udrogonanthrakon>

³² <https://e-mc2.gr/el/news/dendias-den-tha-kanoyme-aigaio-kolpo-toy-mexikoy>

³³ <https://www.capital.gr/oikonomia/3611260/anoixti-epistoli-pros-ton-prothupourgo-xemplokarete-tis-ependuseis-stous-udrogonanthrakes>

ανακτήσιμα αποθέματα 140 εκατ. βαρέλια πετρελαίου. Η κοινοπραξία επικαλέστηκε 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 πλεύσης 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» .

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 έρευνες 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 αυτόρκεια 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. [47]

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 (βλέπε χάρτη 3). [48]

³⁴ <https://www.ot.gr/2022/02/17/energeia/se-anadiplosi-i-kyvernisi-gia-tis-ereynes-ydrogonanthrakon-stin-ellada/>

Χάρτης 3: Χαρτοφυλάκιο ενεργών συμβάσεων



Πηγή: ΕΔΕΥΕΠ

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:

Περιοχή Ιόνιο και Περιοχή 10

Περιοχή 10 Σύμβαση Μίσθωσης: N 4630/19 (ΦΕΚ Α'155/10.10.2019)

Περιοχή Ιόνιο Σύμβαση Μίσθωσης: v4629/19 (ΦΕΚ Α'154/10.10.2019)

Στάδιο: 1η τριετής Ερευνητική Φάση (εννεάμηνη παράταση, τέλος φάσης Ιούλιος 2023)

Μισθωτής: HELLENiQ ENERGY UPSTREAM (100%)

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. Εκτιμάται ότι ο Μισθωτής θα ενημερώσει το Ελληνικό Δημόσιο και εισέλθει και στις δύο περιοχές εντός Ιουλίου 2023 στην 2η Ερευνητική Φάση, σύμφωνα με την Σύμβαση Μίσθωσης, η οποία όμως δεν περιλαμβάνει υποχρεωτική εκτέλεση γεωτρήσεων που περιλαμβάνεται στην 3η Φάση [49]. Θα είναι ενδιαφέρουσα η επιχειρηματική στρατηγική που θα ακολουθήσει ο Μισθωτής σε αυτές τις εξαιρετικά ελπιδοφόρες περιοχές για ανακάλυψη κοιτασμάτων υδρογονανθράκων.



Περιοχή 2

Ημερομηνία Έναρξης: 15/03/2018

Σύμβαση Μίσθωσης: N 4525/19 (ΦΕΚ Α'47/15.03.2018)

Στάδιο: 1η Ερευνητική Φάση (3 έτη παράταση, τέλος φάσης Μάρτιος 2024)

Μισθωτής: Energean (75% διαχειριστής) και HELLENiQ ENERGY UPSTREAM (25%)

Στην περιοχή υπάρχει χαρτογραφημένη γεωλογική δομή από τα υπάρχοντα δισδιάστατα σεισμικά προηγούμενων ετών, οπότε η κοινοπραξία αποφάσισε να αντικαταστήσει την καταγραφή νέων 2D σεισμικών και να προχωρήσει απευθείας στην πρόσκτηση 3D σεισμικών. Η καταγραφή των νέων τρισδιάστατων σεισμικών πραγματοποιήθηκε το τελευταίο τρίμηνο 2022 και είναι σε εξέλιξη η επεξεργασία των δεδομένων.

Εκτιμάται ότι μέχρι το τέλος της φάσης (Μάρτιος 2024) η κοινοπραξία θα έχει μελετήσει όλα τα ερευνητικά δεδομένα και θα έχει λάβει τις



επιχειρηματικές αποφάσεις για την είσοδο ή μη στην επόμενη ερευνητική φάση και στην εκτέλεση ερευνητικής γεώτρησης. [49].

Περιοχή Ιωάννινα

Ημερομηνία Έναρξης: 03/10/2014

Σύμβαση Μίσθωσης: N 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. 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 «Ηπειρος 1» στην περιοχή Γιουργάνιστα (Δήμος Ζίτσας) και ήδη έχουν ξεκινήσει οι διαδικασίες για την λήψη των εγκρίσεων των περιβαλλοντικών μελετών με την ολοκλήρωση της απαιτούμενης δημόσιας διαβούλευσης, ενώ συνεχίζονται οι ενημερώσεις της εταιρείας με τις τοπικές κοινωνίες.

Παράλληλα, συνεχίζεται η συνεργασία του Μισθωτή με ΕΔΕΥΕΠ και ΥΠΕΝ για την ολοκλήρωση των αδειοδοτήσεων με στόχο την εκτέλεση της ερευνητικής γεώτρησης το α' εξάμηνο του 2024, η πρώτη στην πολλά υποσχόμενη χερσαία περιοχή μετά από πολλά έτη αδράνειας.



Περιοχή Δυτική και Νοτιοδυτική Κρήτη

Ημερομηνία Έναρξης: 10/10/2019

Περιοχή Δ. Κρήτη Σύμβαση Μίσθωσης: N 4631/19 (ΦΕΚ Α΄156/10,10,2019)

Περιοχή ΝΔ. Κρήτη Σύμβαση Μίσθωσης: N 4628/19 (ΦΕΚ Α΄153/10,10,2019)

Στάδιο: 1η Ερευνητική Φάση (δύο έτη παράταση, τέλος φάσης Νοέμβριος 2024)

Μισθωτής: ExxonMobil (70%, διαχειριστής) και HELLENIQ ENERGY UPSTREAM (30%)

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 πλω επεξεργασίας, αποφασίστηκε από τον διαχειριστή η πυκνωση του δικτύου με καταγραφή περισσότερων σεισμικών δεδομένων από την συμβατική υποχρέωση των 3.250 χλμ. ανά περιοχή.

Σύμφωνα με δημοσιευμένα στοιχεία της ΕΔΕΥΕΠΕΠ, 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 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 τρισδιάστατα σεισμικά κατά τις εργασίες περιχαράκωσης πιθανών ανακαλύψεων.



Περιοχή «Κατάκολο»

Ημερομηνία Έναρξης: Οκτώβριος 2014

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

Στάδιο: Ανάπτυξη και Παραγωγή (25 έτη από 2016)

Μισθωτής: Energean (100%)

Το κοίτασμα του Κατάκολου, 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 εργατηματικών 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 κοιτάσμα έχει παράγει περισσότερα από 125 εκατομμύρια βαρέλια από το 1981. Το πετρέλαιο από το κοιτάσμα του Πρίνου είναι μέτρια βαρύ (27-28° API), υποκορεσμένο και ξινό με περιεκτικότητα σε διαλυμένο αέριο 674scf/bbl (120m³/m³). Η τελευταία τρισιδιάστατη 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 κοιτάσμα «Βόρειος Πρίνος» αναπτύχθηκε ως δορυφορικό κοιτάσμα του «Πρίνου» το 1996, με την παραγωγή του να αρχίζει το επόμενο έτος και με παραγόμενες ποσότητες 3.000 βαρελίων την ημέρα. Το 2009 διενεργήθηκε μια νέα κελκλιμένη γεώτρηση εκτεταμένης οριζόντιας μετατόπισης, φθάνοντας σε συνολικό βάθος 4.370 μ. Το πετρέλαιο είναι σχετικώς 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 κοιτάσμα 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 (36ο 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. βαρελίων (2P+2C).

Σημειώνεται ότι ως συνέπεια της πανδημίας του COVID-19 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 ταμειωτήρων του Πρίνου σε μόνιμες εγκαταστάσεις αποθήκευσης του δεσμευμένου CO₂.

Σύμφωνα με ενημέρωση της εταιρείας στις αρχές Ιανουαρίου του 2022³⁵, η Energean προχώρησε στη σύναψη δανείου ύψους €90.5 εκατ. με την Τράπεζα Εμπορίου και Ανάπτυξης Ευξείνου Πόντου (TEAEP – 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 Energean εκτιμά ότι η παραγωγή από τις κάθετες γεωτρήσεις του κοιτάσματος Έψιλον, μέσω της νέας εξέδρας Λάμδα, θα ξεκινήσει στη διάρκεια του α' εξαμήνου του 2023.

³⁵ <https://www.energean.com/media/5112/20220104-%CE%B4%CE%AC%CE%BD%CE%B5%CE%B9%CE%BF-bstbd-%CE%B3%CE%B9%CE%B1-%CF%84%CE%B7%CE%BD-%CE%B1%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7-%CF%84%CE%BF%CF%85-%CE%AD%CF%88%CE%B9%CE%BB%CE%BF%CE%BD.pdf>

Διάγραμμα 61: Χρονοδιάγραμμα εξόρυξης και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων σε όλες τις περιοχές ενεργών συμβάσεων



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 [50], 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 [46].

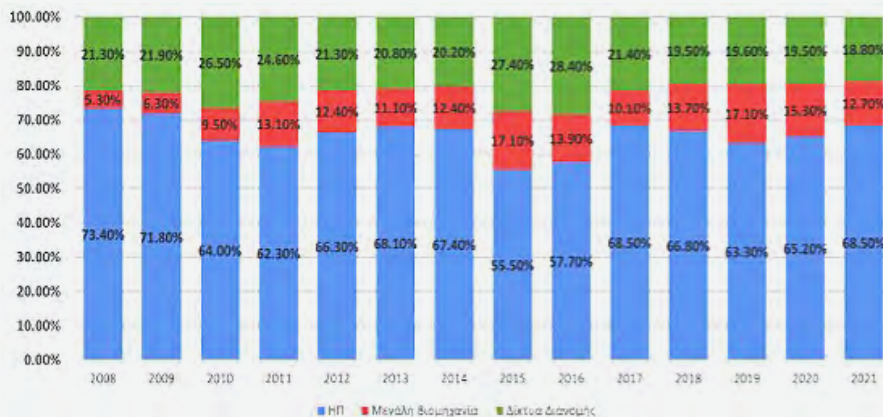
5.2 Φυσικό Αέριο

5.2.1 Η Αγορά Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

Το 2021 ήταν χρονιά ρεκόρ για την κατανάλωση του φυσικού αερίου στην Ελλάδα, σύμφωνα με τα ετήσια στοιχεία του ΔΕΣΦΑ. Η εγχώρια κατανάλωση κατά το διάστημα Ιανουάριος- Δεκέμβριος 2021 αυξήθηκε κατά 10,81% και ανήλθε σε 69,96 TWh από 63,1 TWh το 2020 [51]. Αντίθετα, για το 2022 η συνολική κατανάλωση μειώθηκε κατά 19,04% φτάνοντας τις 56,64 TWh. Επιπλέον, η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου (εγχώρια κατανάλωση & εξαγωγές) αυξήθηκε κατά 3,84% το 2022, φτάνοντας στις 38,91 TWh έναντι 37,47 TWh κατά την αντίστοιχη περσινή περίοδο. Μείωση σε ποσοστό 10,33% σημειώθηκε στην εγχώρια κατανάλωση από 33,80 TWh στις 30,31 TWh ενώ αξιοσημείωτη ήταν αύξηση των εξαγωγών φυσικού αερίου κατά 134,33%, από 3,67 TWh σε 8,60 TWh [52].

Για το 2022, το μεγαλύτερο τμήμα της εγχώριας ζήτησης που καλύπτει το 73,6%, αντιστοιχεί στην κατανάλωση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ακολουθούν οι οικιακοί καταναλωτές με ποσοστό 21,5% και οι συνδεδεμένες στα δίκτυα διανομής επιχειρήσεις, με ποσοστό 18,8%, καθώς και οι εγχώριες βιομηχανίες, που συνδέονται απευθείας στο σύστημα υψηλής πίεσης του ΔΕΣΦΑ, με ποσοστό 12,7% (Διάγραμμα 63) [53].

Διάγραμμα 62: Διαχρονική εξέλιξη ποσοστιαίας ζήτησης φυσικού αερίου ανά κατηγορία πελατών, 2008-2021



Διάγραμμα 63: Εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου (TWh) ανά κατηγορία πελατών, 2021 & 2022



Από το Διάγραμμα 64 προκύπτει ότι η κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα μειώθηκε κατά 19,0% το 2022 σε σχέση με το 2021, 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.

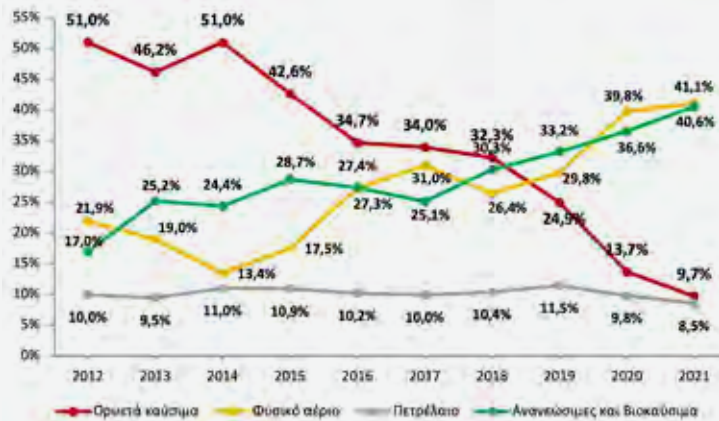
Διάγραμμα 64: Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα (TWh), 2010-2022



Πηγή: ΡΑΕ, ΔΕΣΦΑ

Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου το 2021, όπως και όλα τα προηγούμενα έτη, καταναλώθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Μάλιστα, ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή ενισχύθηκε σημαντικά το 2021 φτάνοντας στο 41,1% της ακαθάριστης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, από 39,8% το 2020 και 21,9% το 2012 (Διάγραμμα 66).

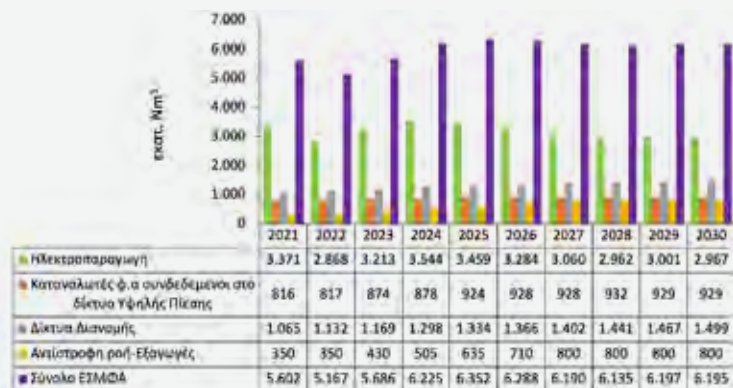
Διάγραμμα 65: Μεριδία πηγών στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2012-2021



Πηγή: Eurostat

Σύμφωνα με την Μελέτη Ανάπτυξης 2021 – 2030 που έχει συντάξει ο ΔΕΣΦΑ [54], 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 ΙΕΝΕ, 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.

Διάγραμμα 66: Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2021-2030



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

5.2.2 Πηγές Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου

Μέχρι τον Δεκέμβριο του 2020, η Ελλάδα διέθετε τρία σημεία εισόδου φυσικού αερίου: ένα στα ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους, ένα στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα κοντά στο Σιδηρόκαστρο και ένα στον τερματικό σταθμό LNG της Ρεβυθούσας (σημείο εισόδου Αγ. Τριάδα). Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στα συγκεκριμένα σημεία το 2020 μοιράστηκε ως εξής: το 53,82% του φυσικού αερίου εισήχθη μέσω των δύο κύριων σημείων εισόδου του ΕΣΜΦΑ από τη Βουλγαρία (31,9 εκ. MWh) και από την Τουρκία (6,1 εκ. MWh), ενώ το 46,18% εισήχθη μέσω του τερματικού σταθμού LNG της Ρεβυθούσας (32,6 εκ. MWh).

Από το τέλος Δεκεμβρίου 2020 τέθηκε σε εμπορική λειτουργία το σημείο εισόδου Νέα Μεσημβρία, το οποίο συνδέει το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) με τον Διαδριατικό αγωγό (TAP), και από το οποίο εισήχθησαν 650 MWh έως τις 31.12.2020. Με αυτόν τον τρόπο, η Ελλάδα διαθέτει πλέον τέσσερα σημεία εισόδου φυσικού αερίου.

Για το 2021, οι εισαγωγές φυσικού αερίου κατέγραψαν αύξηση σε σχέση με το προηγούμενο έτος, φθάνοντας τις 77,73 TWh, σε σύγκριση με τις 70,64 TWh για το 2020. Το σημείο εισόδου στο Σιδηρόκαστρο παρέμεινε η κύρια πύλη εισροής φυσικού αερίου στο ΕΣΦΑ, ενώ αξιοσημείωτη ήταν και η συμβολή του νέου σημείου εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο διασυνδέει το ΕΣΦΑ με τον αγωγό TAP από τα τέλη του 2020 [51].

Οι ποσότητες που εισήλθαν από το σημείο εισόδου του Σιδηροκάστρου ανήλθαν σε 35,37 TWh, το οποίο κάλυψε το 45,5% των συνολικών εισαγωγών, σημειώνοντας αύξηση της τάξης του 10,98 % σε σχέση με την αντίστοιχη περσινή περίοδο.

Με την έναρξη λειτουργίας το 2021 του τέταρτου σημείου εισόδου στο ΕΣΦΑ, αυτού της Νέας Μεσημβρίας, ενισχύθηκε περαιτέρω η ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας και διευρύνθηκε η διαφοροποίηση των πηγών και των υποδομών προμήθειας. Κατά το πρώτο έτος λειτουργίας του, εισήχθη μέσω της Νέας Μεσημβρίας ποσότητα ίση με 13,61 TWh, που αντιστοιχούσε σε 17,5% επί των συνολικών εισαγωγών, ενώ περίπου 4,02 TWh (5,17%) εισήχθησαν στο ΕΣΦΑ από το σημείο

εισόδου στους Κήπους του Έβρου (Διάγραμμα 51) [51]. Οι μεγαλύτερες ποσότητες εισήλθαν στη χώρα από τον Τερματικό Σταθμό LNG της Ρεβυθούσας, που κάλυψε ποσοστό 44,2% των εισαγωγών, καταγράφοντας σημαντική αύξηση σε σχέση με την περασμένη χρονιά. Στη δεύτερη θέση βρέθηκε το σημείο εισόδου Σιδηροκάστρου που κάλυψε ποσοστό 34,34% των εισαγωγών (29,59 TWh), ενώ ακολούθησε το σημείο εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο, μέσω του αγωγού TAP, κάλυψε το 18,64% των εισαγωγών (16,06 TWh). Τέλος, οι Κήποι Έβρου κάλυψαν το 2,82% των εισαγωγών (2,43 TWh). (Διάγραμμα 68) [55].

Από το Διάγραμμα 68 γίνεται αντιληπτό ότι τα ποσοστά συμμετοχής των σημείων εισόδου στις εισαγωγές φυσικού αερίου μεταβλήθηκαν το 2022, σε σύγκριση με το 2021 και το 2020. Το 2021 το ποσοστό του LNG (σημείο εισόδου Αγία Τριάδα) μειώθηκε καθώς ήταν εμφανής για πρώτη φορά η συμμετοχή του σημείου εισόδου Νέα Μεσημβρία με ποσοστό 17,5% στις εισαγωγές φυσικού αερίου, ενώ το 2022 κυριάρχησε στις εισαγωγές φυσικού αερίου, λόγω της εκτίναξης των τιμών του φυσικού αερίου μεταφερόμενο με αγωγούς καθώς η Ρωσία περιόρισε σημαντικά την προμήθεια φυσικού αερίου στην Ευρώπη.

Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2020, τα δεξαμενόπλοια που εκφόρτωσαν στη Ρεβυθούσα, μετέφεραν φορτία από 8 διαφορετικές χώρες προέλευσης. Παρόλο που το 2019 η Αλγερία διατηρούσε κυρίαρχη θέση στις ποσότητες LNG που εισήχθησαν στη χώρα με ποσοστό 20%, το 2020 στην πρώτη θέση πέρασαν οι ΗΠΑ με ποσοστό μάλιστα 48%. Διψήφιο νούμερο κατέγραψε επίσης το Κατάρ (22%), ενώ ακολουθούν η Νιγηρία και η Αλγερία με ποσοστό 9% και η Νορβηγία, Αίγυπτος, Γαλλία και Ολλανδία με 3% (Διάγραμμα 69).

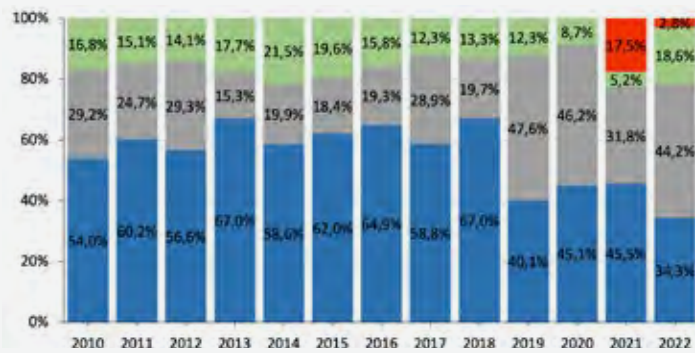
Σχετικά με τις εκφορτώσεις LNG που πραγματοποιήθηκαν στον Τερματικό Σταθμό της Ρεβυθούσας κατά το 2021, αυτές ανήλθαν περίπου σε 24,51 TWh από 35 δεξαμενόπλοια, έναντι 33,40 TWh από 49 δεξαμενόπλοια το 2020. Παρά τη μείωση συγκριτικά με την προηγούμενη χρονιά, σχεδόν το ένα τρίτο (31,8%) του εισαγόμενου φυσικού αερίου προήλθε από εισαγωγές φορτίων LNG.

Διάγραμμα 67: Κατανομή εισαγωγών φυσικού αερίου ανά σημείο εισόδου, 2020, 2021 και 2022



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 68: Εξέλιξη ποσοστιαίας συμμετοχής σημείων εισόδου φυσικού αερίου στις εισαγωγές στην Ελλάδα, 2010-2022



Πηγή: ΔΕΣΦΑ, ΙΕΝΕ

Οι μειώσεις προέκυψαν κατά κύριο λόγο από φορτία LNG προερχόμενα από τις ΗΠΑ και το Κατάρ και ανήλθαν σε -26,96% και -44,59% αντίστοιχα. Σημαντική αύξηση της τάξης του 60,24% σε σχέση με το 2020 είχαν οι εισαγωγές LNG από την Αλγερία, ενώ αύξηση της τάξης του 29,74% παρουσίασαν και οι εισαγωγές LNG από την Αίγυπτο. Οι ΗΠΑ παρέμειναν ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG με 12,29 TWh καλύπτοντας το 50,14% των εισαγωγών LNG, με σημαντικές εισαγωγές ποσοτήτων να καταγράφονται κυρίως κατά το δ' τρίμηνο του 2021. Η Αλγερία ακολουθεί στη δεύτερη θέση με 5,40 TWh (22,04%) και έπονται το Κατάρ και η Αίγυπτος με 4,74 TWh (19,37%) και 1,12 TWh (4,59%) αντίστοιχα. Στην τελευταία θέση για το 2021 βρίσκεται η Αγκόλα με 0,94 TWh (3,84%) (Διάγραμμα 70). [51].

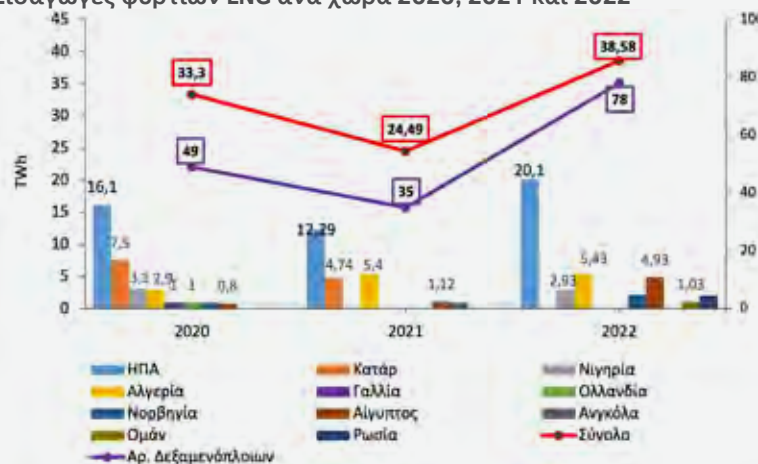
Για το 2022, οι μεγαλύτερες ποσότητες LNG εισήλθαν στη χώρα από τον Τερματικό Σταθμό της Ρεβυθούσας (σημείο εισόδου Αγ. Τριάδα) που αποτέλεσε την κύρια πύλη εισόδου φυσικού αερίου καλύπτοντας το 44,2% του συνόλου των εισαγωγών, λαμβάνοντας για πρώτη φορά 78 φορτία από 10 χώρες. Ειδικότερα, εκφορτώθηκαν περίπου 9,02 TWh LNG από 21 δεξαμενόπλοια από 6 χώρες, έναντι περίπου 5,43 TWh από 9 δεξαμενόπλοια στο αντίστοιχο διάστημα του προηγούμενου έτους. Η

αύξηση αφορά κυρίως σε φορτία LNG από τις ΗΠΑ, τα οποία άγγιξαν τις 4,11 TWh, έναντι 1,12 TWh την ίδια περίοδο πέρυσι, με τις ΗΠΑ να παραμένουν ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG στη χώρα μας με ποσοστό 52,1%. Στη δεύτερη θέση βρέθηκαν οι εισαγωγές από την Αλγερία (1,48 TWh), ενώ ακολουθούν η Νιγηρία (1,20 TWh), η Αίγυπτος (1,08 TWh) και το Ομάν (1,03 TWh), με την Ινδονησία (0,11 TWh) να βρίσκεται στην τελευταία θέση (Διάγραμμα 70) [55].

Σημαντικές Εξαγωγές Φυσικού Αερίου το 2022

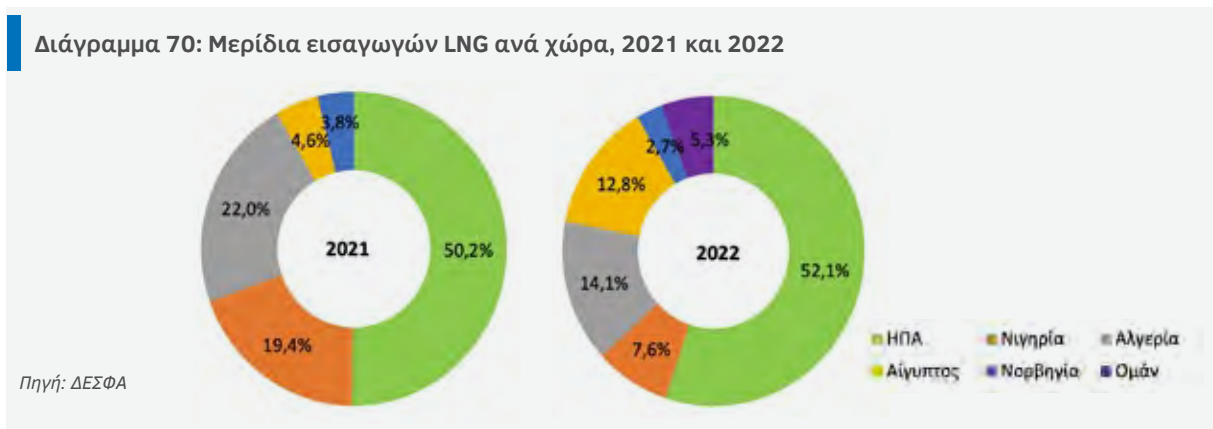
Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το 2022 η κατανάλωση του φυσικού αερίου στην Ελλάδα μειώθηκε κατά 19,0% φτάνοντας τις 56,64 TWh, από 69,96 TWh το 2021. Τη μείωση της εγχώριας κατανάλωσης υπερκάλυψε η αξιοσημείωτη αύξηση κατά 288,68% που καταγράφηκε στις εξαγωγές φυσικού αερίου από 7,6 TWh το 2021 σε 29,54 TWh το 2022. Ειδικότερα, το 34,27% της συνολικής ζήτησης για το 2022 αφορούσε σε εξαγωγές φυσικού αερίου, κυρίως προς τη Βουλγαρία από το σημείο διασύνδεσης στο Σιδηρόκαστρο, ενώ μικρότερες ποσότητες φυσικού αερίου εξήχθησαν και προς την Ιταλία μέσω του αγωγού TAP από τη Νέα Μεσημβρία. Αντίστοιχα, οι εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν σε 86,16 TWh, καταγράφοντας αύξηση 10,84% σε σύγκριση με τις 77,73 TWh το 2021.

Διάγραμμα 69: Εισαγωγές φορτίων LNG ανά χώρα 2020, 2021 και 2022



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 70: Μερίδια εισαγωγών LNG ανά χώρα, 2021 και 2022



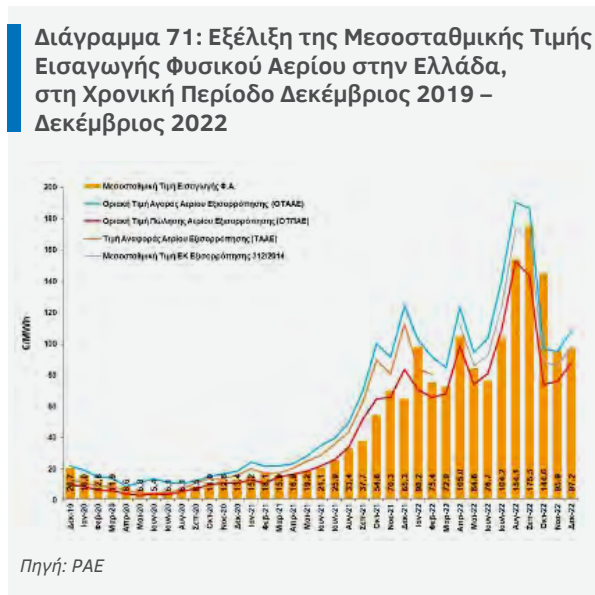
Πηγή: ΔΕΣΦΑ

5.2.3 Τιμές Φυσικού Αερίου

Σύμφωνα με την από 14/3/2023 ανακοίνωση της ΡΑΕ [56], στο Διάγραμμα 71 παρουσιάζεται:

- η Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής (ΜΤΕ), ανά μήνα, για το διάστημα Δεκέμβριος 2019 – Δεκέμβριος 2022,
- καθώς και η εξέλιξη της μηνιαίας ΜΤΕ σε σχέση με την τιμή αναφοράς αερίου εξισορρόπησης (ΤΑΑΕ), την οριακή τιμή αγοράς αερίου εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ) και την οριακή τιμή πώλησης αερίου εξισορρόπησης (ΟΤΠΑΕ) για το ίδιο χρονικό διάστημα.

Διάγραμμα 71: Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Δεκέμβριος 2019 – Δεκέμβριος 2022



Πηγή: ΡΑΕ

Διάγραμμα 72: Τελικές Τιμές Φυσικού Αερίου για Οικιακή Κατανάλωση στην Ευρώπη, Α' Εξάμηνο 2022



Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές φυσικού αερίου είναι προ φόρων και εισφορών. Πηγή: Eurostat

5.2.4 Λιανική Αγορά

Για την ΕΔΑ ΘΕΣΣ, οι νέες συμβάσεις σύνδεσης καταναλωτών στην περιοχή Αδείας Θεσσαλονίκης, ανήλθαν το 2021 σε 17.194 σημειώνοντας αύξηση κατά 9,5% συγκριτικά με το προηγούμενο έτος και ανέρχονται προοδευτικά στις 288.017. Οι νέες συμβάσεις σύνδεσης καταναλωτών στην περιοχή Αδείας Θεσσαλίας, ανήλθαν σε 8.823 σημειώνοντας εντυπωσιακή αύξηση κατά 24% συγκριτικά με το 2020 και ξεπέρασαν προοδευτικά τις 123.934. Ενεργό ρόλο έπαιξε το Πρόγραμμα αντικατάστασης συστημάτων θέρμανσης πετρελαίου με συστήματα φυσικού αερίου στη Θεσσαλία, το οποίο υλοποιείται στο πλαίσιο του ΕΣΠΑ 2014 – 2020 της Περιφέρειας Θεσσαλίας και της επιτελικής δομής ΕΣΠΑ του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας [58].

Κατά έτος 2021 συνολικά 24 εταιρείες κατείχαν άδειες προμήθειας φυσικού αερίου, ενώ στην αγορά δραστηριοποιήθηκαν ενεργά 22 προμηθευτές φυσικού αερίου [59]. Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ, το Φεβρουάριο 2021 οι ενεργοί χρήστες (προμηθευτές) φυσικού αερίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 11 [60].

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ [61], η ΔΕΗ κατείχε το μεγαλύτερο ποσοστό της καταναλωθείσας ενέργειας στην αγορά φυσικού αερίου για το 2021 με ποσοστό 42,4%, ακολουθούμενη από την εταιρεία Μυτιληναίος με ποσοστό 22,5% και την Elpedison με ποσοστό 13,6%, ενώ άλλες εταιρείες με μικρότερα ποσοστά συμπληρώνουν τη λίστα (Διάγραμμα 74).

Πίνακας 11: Ενεργοί προμηθευτές φυσικού αερίου, Φεβρουάριος 2021

Α/Α	ΕΤΑΙΡΙΑ - ΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ	Αποφασή ΥΠΑΝ/ΡΑΕ (χορήγηση ή τροποποίηση)
1	ΔΕΠΑ	ΓΝΩΜ.356/2010 ΤΡ.ΑΠΟΦ.129/2015
2	ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ Α.Ε. (ΖΕΝΙΘ)	ΑΠΟΦ.332/2015 ΑΠΟΦ.333/2015
3	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ - ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΓΝΩΜ.151/2017 ΑΠΟΦ.331/2015
4	ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ GAS Α.Ε.	ΓΝΩΜ.357/2010
5	ELPEDIION Α.Ε.	ΑΠΟΦ.1095/2017
6	ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ - ΟΜΙΛΟΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 32/2016
7	ΑΝΘΞΑΛ Α.Ε. ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΚΥΚΛΩΣΗΣ ΜΕΤΑΛΛΩΝ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (ΑΝΟΧΑΛ Α.Ε.)	ΑΠΟΦ. 682/2014
8	FULGOR ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 276/2013
9	ΕΛΒΑΛΧΑΛΚΟΡ ΑΕ (ΕΛΒΑΛ Α.Ε.)	ΑΠΟΦ. 113/2013 ΑΠΟΦ.683/2014
10	MNG Trading	ΓΝΩΜ.375/2010
11	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	ΑΠΟΦ.870/2012
12	ΣΙΔΕΝΟΡ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΧΑΛΥΒΑ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 162/2013
13	GREENSTEEL - CEDALION	ΑΠΟΦ.655/2014
14	SOVEL Α.Ε. ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΙΑ	ΑΠΟΦ. 148/2013
15	ΜΟΤΟΡΟΪΛ ΕΛΛΑΣ ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ Α.Ε.	ΑΠΟΦ.1096/2017
16	ΒΑ ΥΑΛΟΥΡΓΙΑ ΕΛΛΑΔΟΣ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 355/2017 (ΤΡΟΠ.ΤΗΣ 561/2014)
17	WATT AND VOLT Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 281/2015 (ΤΡΟΠ.ΤΗΣ 96/2015)
18	ΕΦΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 465/2018 (ΤΡΟΠ. ΤΗΣ 559/2014)
19	VOLTERRA Α.Ε.	ΑΠΟΦ.240/2016
20	NRG SUPPLY AND TRADING SA	ΑΠΟΦ. 1125/2020 (ΤΡΟΠ. ΤΗΣ ΑΠΟΦ. 356/2015)
21	NRG SUPPLY AND TRADING SA (ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ ΤΕΛΕΥΤΑΙΟΥ ΚΑΤΑΦΥΓΙΟΥ)	ΑΠΟΦ. 1125/2020 (ΤΡΟΠ. ΤΗΣ ΑΠΟΦ. 356/2015)
22	ΚΕΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΠΡΟΙΟΝΤΩΝ	ΑΠΟΦ. 883/2017
23	ΕΛΙΝΟΙΛ -ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΤΑΙΡΙΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΩΝ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 473/2015
24	ΠΕΤΡΟΓΚΑΖ Α.Ε.	ΑΠΟΦ. 452/2017
25	ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΠΟΦ.0239/2018

Πηγή: ΡΑΕ

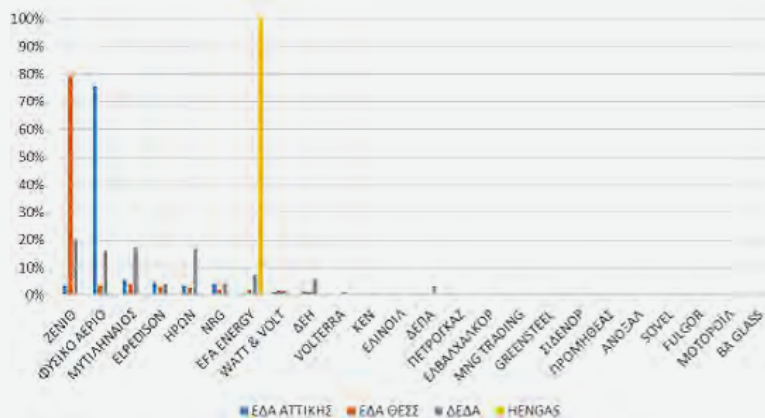
Διάγραμμα 73: Μερίδια αγοράς φυσικού αερίου ανά χρήστη μεταφοράς 2021, % καταναλωθείσας ενέργειας (μέσος όρος τριμήνων)



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

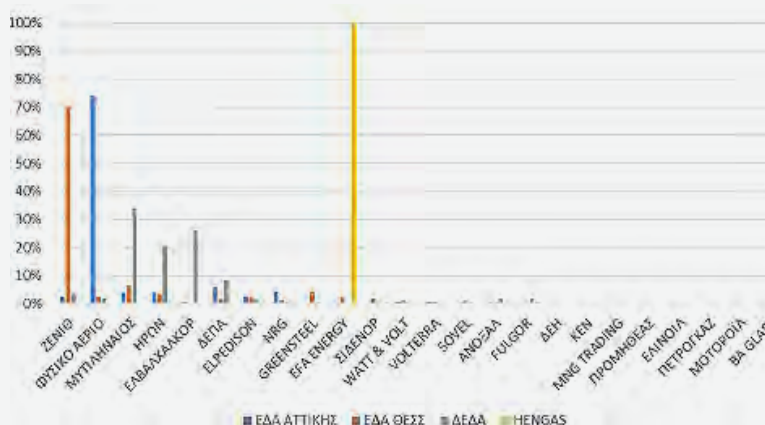
Το 2021 οι εταιρείες ZENIΘ και ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΕΕΕ αποτέλεσαν τους δύο βασικούς Προμηθευτές στο σύνολο της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου (περιλαμβανομένων οικιακών, εμπορικών και βιομηχανικών πελατών), εκπροσωπώντας το 55,50% και 25,75% της αγοράς, αντίστοιχα, βάσει του πλήθους σημείων παράδοσης, καθώς και το 33,80% και 26,35%, αντίστοιχα, βάσει του όγκου κατανάλωσης. Τα μερίδια αγοράς των Προμηθευτών βάσει πλήθους παροχών και όγκου κατανάλωσης ανά Δίκτυο Διανομής για το έτος 2021 απεικονίζονται στα Διαγράμματα 74 και 75 αντίστοιχα [59].

Διάγραμμα 74: Μερίδια αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει αριθμού μετρητών, 2021



Πηγή: ΡΑΕ

Διάγραμμα 75: Μερίδια αγοράς προμηθευτών φυσικού αερίου βάσει όγκου κατανάλωσης, 2021



Πηγή: ΡΑΕ

Σύμφωνα με την Έκθεση Πεπραγμένων της ΡΑΕ 2021, οι εταιρείες ZENIΘ και ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΕΕΕ διατηρούν πολύ σημαντικό μερίδιο αγοράς στις περιοχές από τις οποίες προήλθαν. Συγκεκριμένα, στο Δίκτυο Διανομής Αττικής, η ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΕΕΕ συνεχίζει να κατέχει 75,58% και 74,15% της αγοράς βάσει πλήθους σημείων παράδοσης και όγκου κατανάλωσης αντίστοιχα. Στα Δίκτυα Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας, η ZENIΘ συνεχίζει να κατέχει 80,76% και 75,33% αντίστοιχα βάσει πλήθους σημείων παράδοσης και 79,14% και 61,11 % της αγοράς αντίστοιχα, βάσει όγκου κατανάλωσης. Αντίθετα, στα δίκτυα της ΔΕΔΑ, τα οποία είναι νεότερα και στα οποία δεν προϋπήρχε δεσπόζων προμηθευτής, η αγορά «μοιράζεται» σε περισσότερους προμηθευτές. Η ZENIΘ κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο αγοράς βάσει πλήθους σημείων παράδοσης (20,46%), ενώ η εταιρεία ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο αγοράς βάσει όγκου κατανάλωσης (34,05%). Τα δίκτυα της HENGAS ξεκίνησαν εμπορική λειτουργία μόλις το φθινόπωρο του 2022 από το δίκτυο της Δεσκάτης. Είναι αξιοσημείωτο, ωστόσο, ότι προς το παρόν όλοι οι πελάτες στο δίκτυο αυτό εκπροσωπούνται από την εταιρεία ΕΦΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ [59].

5.2.5 Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

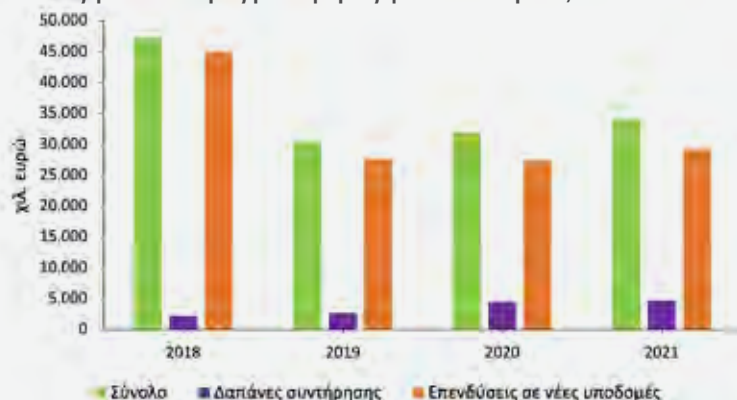
Το συνολικό μήκος των κυρίως αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου ανήλθε σε 1.466 χιλιόμετρα το 2021. Ειδικότερα, 512 χιλιόμετρα αφορούσαν στον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης και 954 χιλιόμετρα στους αγωγούς τροφοδοσίας των διαφόρων περιοχών της χώρας. Το μήκος του δικτύου δεν παρουσίασε μεταβολή το 2021 σε σχέση με το 2020 (Πίνακας 11) [62]. Οι δαπάνες συντήρησης των υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου ανήλθαν το 2021 σε €4,8 εκατ., παρουσιάζοντας αύξηση 4,7% σε σχέση με το 2020, όπου οι αντίστοιχες δαπάνες ανήλθαν σε €4,6 εκατ., οι δε επενδύσεις σε νέες υποδομές ανήλθαν σε €29,21 εκατ. το 2021, παρουσιάζοντας αύξηση 6,6% σε σύγκριση με τις αντίστοιχες επενδύσεις του 2020, οι οποίες ανήλθαν σε €27,41 εκατ. [62].

Πίνακας 12: Μήκος των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου (χλμ)

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

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Διάγραμμα 76: Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς φυσικού αερίου, 2018-2021



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ

Τον Αύγουστο 2020, ο ΔΕΣΦΑ υπέβαλε στη ΡΑΕ προς έγκριση σχέδιο του Προγράμματος Ανάπτυξης της περιόδου 2021-2030. Βάσει των σχολίων που υποβλήθηκαν στη δημόσια διαβούλευση και παρατηρήσεων της Αρχής, ο ΔΕΣΦΑ υπέβαλε τελικό σχέδιο του Προγράμματος Ανάπτυξης στις 22 Δεκεμβρίου 2020. Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ενέκρινε με την υπ' αριθμό 116/2021 απόφαση της 28ης Ιανουαρίου 2021 το Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030. Τα βασικότερα σημεία του Προγράμματος Ανάπτυξης προβλέπουν τα ακόλουθα για τα έργα εντός 3-ετούς Περιόδου Ανάπτυξης [63]:

- Νέα Έργα
 - Αγωγός υψηλής πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία
 - Αγωγός υψηλής πίεσης προς Πάτρα
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Κορίνθου
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός για τις πόλεις Άργος/Ναύπλιο
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Τρίπολης
- Προγραμματισμένα Έργα:
 - Σταθμός M/P στην Ν. Μεσημβρία για την σύνδεση του ΕΣΜΦΑ με τον TAP (Διαγράφεται από τη ΡΑΕ ως ολοκληρωμένο)
 - Αγωγός Νέας Μεσημβρία – Ευζώνων/Γευγελή και Μετρητικός Σταθμός
 - Διασύνδεση του αγωγού IGB με το ΕΣΜΦΑ στην περιοχή της Κομοτηνής
 - Διασύνδεση με το FSRU Αλεξανδρούπολης
 - Έργα σύνδεσης χρηστών (π.χ. Εγκατάσταση

μετρητικού σταθμού στο ΣΑΛΦΑ Άνω Λιοσίων, Σύνδεση ΕΛΒΑΛ με ΕΣΜΦΑ, Σύνδεση με το το Σταθμό CNG της ΔΕΠΑ Εμπορίας Α.Ε. στην Κομοτηνή κ.α.)

- Έργα Επέκτασης ΕΣΦΑ σε νέες περιοχές (Πιλοτικός σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων, Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας κ.α.)
- Έργα αύξησης δυναμικότητας και ασφάλειας εφοδιασμού ΕΣΦΑ (Σταθμός συμπίεσης στους Κήπους και ρυθμιστικός σταθμός στην Κομοτηνή, Αναβάθμιση σταθμού συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία κ.α.)
- Έργα βελτίωσης/εκσυγχρονισμού/συντήρησης ΕΣΦΑ

Συνολικά, το Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-2030 συντείνει: α) στην προώθηση της διείσδυσης του φυσικού αερίου σε νέες περιοχές, προς όφελος της περιφερειακής ανάπτυξης, β) στην ενίσχυση του Συστήματος και στην αύξηση της δυναμικότητας και της ασφάλειας εφοδιασμού, γ) στην υλοποίηση έργων που είναι αναγκαία για τη ομαλή, οικονομική και αδιάλειπτη λειτουργία του ΕΣΦΑ και δ) στην επίτευξη αυξημένου επιπέδου περιβαλλοντικής προστασίας, ιδίως στις περιοχές που τελούν σε επίπεδο απολιγνιτοποίησης [64].

Στις 4 Αυγούστου 2022 με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 666/2022 εγκρίθηκε το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ για την περίοδο 2022-2031 [65]. Το νέο αυτό Πρόγραμμα περιλαμβάνει έργα με προβλεπόμενο προϋπολογισμό €855,7 εκατ., από τα οποία τα €183 εκατομμύρια αντιστοιχούν σε νέα έργα, ενώ τα υπόλοιπα αντιστοιχούν σε αυτά που έχουν ήδη εγκριθεί στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-

2030. Από αυτά, €161 εκατομμύρια αντιστοιχούν σε επεκτάσεις σε νέες περιοχές, με κυριότερο το έργο επέκτασης του δικτύου στα Ιωάννινα και τα €14,5 εκατομμύρια αφορούν βελτιώσεις, εκσυγχρονισμό και συντήρηση του ΕΣΦΑ.

Τα βασικότερα σημεία του Σχεδίου Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2022-2031 είναι τα ακόλουθα [66]:

- Επέκταση του ΕΣΜΦΑ προς τα Ιωάννινα
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Βέροιας
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Νάουσας
- Επέκταση και αναβάθμιση Μετρητικών/Ρυθμιστικών Σταθμών Σημείου Εξόδου Διανομής «Αθήνα»
- Μετατόπιση κλάδου Κερασινιού
- Κατασκευή νέου Μετρητικού/Ρυθμιστικού σταθμού στο Μαρκόπουλο για την αντικατάσταση του υφιστάμενου
- Ηλεκτρονικό Πληροφοριακό Σύστημα – αναβάθμιση λειτουργιών
- Ανάπτυξη πληροφοριακού συστήματος για την ανάληψη από τον ΔΕΣΦΑ του ρόλου Υπευθύνου Πρόβλεψης για τη ζώνη εξισορρόπησης ΕΣΜΦΑ
- Νέο ηλεκτρονικό πληροφοριακό σύστημα φυσικού αερίου

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 [64]. 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)

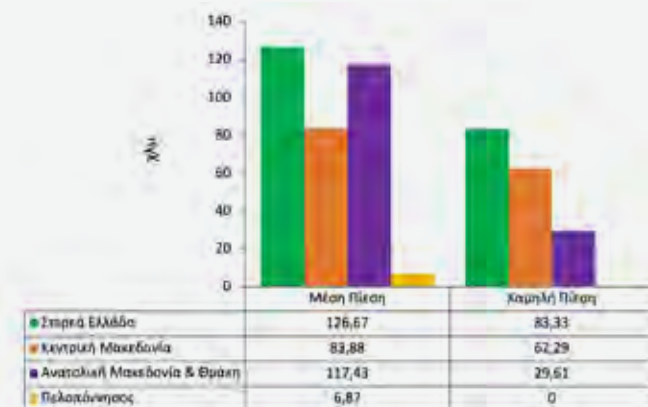
Το ακόλουθο Διάγραμμα 77 παρουσιάζει το συνολικό αναπτυγμένο δίκτυο διανομής μέσης και χαμηλής πίεσης στην Ελλάδα για τα έτη 2019 και 2020. Στην Αττική κατά της διάρκεια του έτους 2020 το δίκτυο μέσης πίεσης αναπτύχθηκε κατά 1,8 χλμ ενώ το δίκτυο χαμηλής πίεσης αναπτύχθηκε κατά 147 χλμ. Στη Θεσσαλονίκη αντίστοιχα το δίκτυο μέσης πίεσης αναπτύχθηκε κατά 15,3 χλμ και το δίκτυο χαμηλής πίεσης κατά 78,1 χλμ ενώ στη Θεσσαλία το δίκτυο μέσης πίεσης αναπτύχθηκε κατά 2,9 χλμ και το δίκτυο χαμηλής πίεσης κατά 64 χλμ. Το υφιστάμενο δίκτυο διανομής λοιπής Ελλάδας, ανά Περιφερειακή Ενότητα, παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 78 [64].

Διάγραμμα 77: Εξέλιξη μήκους αγωγών ανά δίκτυο διανομής και ανά ονομαστική πίεση λειτουργίας



Πηγή: ΡΑΕ

Διάγραμμα 78: Ανάλυση δικτύου ΔΕΔΑ ανά περιφέρεια για το 2020



Πηγή: ΡΑΕ

Οι Διαχειριστές είναι υπεύθυνοι για την ανάπτυξη του δικτύου διανομής στη γεωγραφική περιοχή της άδειας τους. Σύμφωνα με το άρθρο 58 του Κώδικα Διαχείρισης Δικτύου Διανομής, ο Διαχειριστής συντάσσει και υποβάλλει στη ΡΑΕ κυλιόμενο πενταετές πρόγραμμα ανάπτυξης κάθε έτος. Στο πλαίσιο αυτό, η ΕΔΑ Αττικής, η ΕΔΑ ΘΕΣΣ και η ΔΕΔΑ υπέβαλαν τον Οκτώβριο του 2020, στη ΡΑΕ προς έγκριση Προγράμματα Ανάπτυξης για την περίοδο 2021-2025, τα οποία τέθηκαν σε δημόσια διαβούλευση και εν συνεχεία εγκρίθηκαν με τις υπ' αριθμ. 1581/2020 (ΦΕΚ Β' 5754/28.12.2020), 1582/2020 (ΦΕΚ Β' 5999/31.12.2020) και 1615/2020 (ΦΕΚ Β'844/4.03.2021) αποφάσεις, αντίστοιχα [67].

Σύμφωνα με τα εγκεκριμένα προγράμματα ανάπτυξης, στην επόμενη πενταετία 2021- 2025 θα γίνουν επενδύσεις συνολικού ύψους €560 εκατ., θα αναπτυχθούν 2.724 χιλιόμετρα αγωγών και θα συνδεθούν 254.791 νέοι καταναλωτές. Η εκτιμώμενη προστιθέμενη κατανάλωση για την επόμενη πενταετία θα είναι άνω των 6 εκατ. MWh.

Πίνακας 13: Ανάπτυξη Δικτύων Διανομής 2021-2025

	Επενδύσεις (€)	Χιλιόμετρα δικτύου	Εκτιμώμενες συνδέσεις	Εκτιμώμενη κατανάλωση (MWh)
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	96.820.000	238	60.100	814.701
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	61.450.000	199	30.250	648.558
ΑΤΤΙΚΗ	129.220.000	560	96.076	2.857.465
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	47.417.680	320	17.255	357.892
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	43.658.699	327	12.463	404.748
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ & ΘΡΑΚΗ	62.077.073	485	18.211	550.452
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	39.005.942	208	10.909	274.990
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	57.129.554	238	5.312	216.610
ΗΠΕΙΡΟΣ	23.252.152	149	4.215	200.735
ΣΥΝΟΛΟ	560.031.101	2.724	254.791	6.326.150

Πηγή: ΡΑΕ

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 [68]. 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.

Στα Διαγράμματα 79 παρουσιάζεται η προέλευση των φορτίων ΥΦΑ που εκφορτώθηκαν στη Ρεβουθούσα το 2021 (35 φορτία από 5 χώρες) καθώς και το 2022 με την παραλαβή 78 φορτίων ΥΦΑ από 6 χώρες.

Τον Απρίλιο 2022 εντάχθηκε η νέα προβλήτα Small Scale LNG στον τερματικό σταθμό Ρεβουθούσας στο Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020». Το συγκεκριμένο έργο προβλέπει τη δημιουργία μιας νέας προβλήτας, παράλληλης προς την βορειοανατολική ακτή της Ρεβουθούσας, 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.

Διάγραμμα 79: Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ (TWh) το 2022



Πηγή: Gastrade

5.2.6.2 FSRU Αλεξανδρούπολης

Η Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU), χωρητικότητας 153.500 κ.μ. LNG, θα συνδεθεί με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας με αγωγό μήκους 28 χλμ., μέσω του οποίου το αεριοποιημένο LNG θα προωθείται στις αγορές της Ελλάδας, της Βουλγαρίας, της ευρύτερης περιφέρειας (Ρουμανία, Σερβία, Β. Μακεδονία κ.α.) αλλά και με προοπτική να εφοδιάσει και την Ουκρανία.

Το «σήμα εκκίνησης» για τις εργασίες κατασκευής της Πλωτής Μονάδας Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU) Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) στην Αλεξανδρούπολη από την Gastrade A.E. δόθηκε επίσημα σε ειδική τελετή που πραγματοποιήθηκε την Τρίτη, 3 Μαΐου 2022. Ο Πρωθυπουργός της Ελλάδας, Κυριάκος Μητσοτάκης και ο Πρωθυπουργός της Βουλγαρίας, Kiril Petkov, συνυπέγραψαν την ειδική συμβολική πλακέτα για την έναρξη της υλοποίησης του έργου, το οποίο πρόκειται να αποτελέσει μια νέα ενεργειακή πύλη, διαδραματίζοντας καθοριστικό ρόλο στην ενεργειακή ασφάλεια και ανεξαρτησία της Ελλάδας, αλλά και ολόκληρης της Ν.Α. Ευρώπης και συμβάλλοντας αποφασιστικά στην ομαλή ενεργειακή μετάβαση και τον ενεργειακό πλουραλισμό της εξαιρετικά ευαίσθητης αυτής περιοχής.

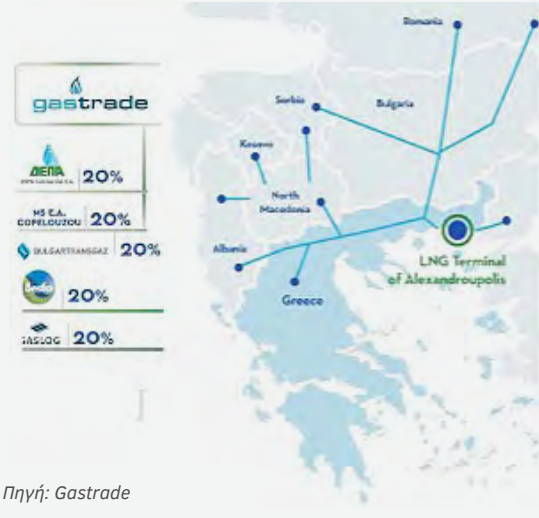
Το FSRU Αλεξανδρούπολης αναμένεται στα τέλη του 2023 να λειτουργήσει, με τη συμβολαιοποιημένη δυναμικότητα αεριοποίησης να φθάνει ήδη μέχρι και το 60% της τεχνικής δυναμικότητας των 5,5 δισ. κ.μ. ανά έτος. Σημειώνεται πως το Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης έχει ενταχθεί και χρηματοδοτηθεί από το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα του ΕΣΠΑ «Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020» (ΕΠΑνΕΚ) με το ποσό της δημόσιας δαπάνης να ανέρχεται στα €166,7 εκατ.

Επιπλέον, στη διάρκεια της εκδήλωσης για την έναρξη υλοποίησης της πρώτης πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου (FSRU) στην Αλεξανδρούπολη, ανακοινώθηκε η εξασφάλιση της αδειοδότησης από τη ΡΑΕ για την υλοποίηση ενός δεύτερου FSRU στη Θράκη από την Gastrade. Το έργο θα αποτελείται επίσης από μία Πλωτή Μονάδα FSRU και θα αναπτυχθεί πλησίον του πρώτου FSRU στο Θρακικό Πέλαγος, ανοικτά της Αλεξανδρούπολης. Το FSRU θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 170.000 κ.μ. LNG και θα μπορεί να παραδώσει έως και 22,7 εκ. κ.μ. φυσικού αερίου ημερησίως ή 5,5 δισ. κ.μ. ετησίως. Το έργο θα περιλαμβάνει επίσης ένα σύστημα χερσαίου και υποθαλάσσιου αγωγού που θα συνδέει το FSRU με τους υφιστάμενους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου στην περιοχή [69].

Χάρτης 4: Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης



Χάρτης 5: FSRU Αλεξανδρούπολης – Νέα πύλη ενεργειακού εφοδιασμού για την Ελλάδα και την ευρώ



Πηγή: Gastrade

5.2.6.3 Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) Νότια Καβάλας

Το έργο προϋπολογισμού €600 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.

Χάρτης 6: Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα



Πηγή: Energean

Η ΥΑΦΑ Νότια Καβάλα αποτελεί ενεργειακή υποδομή που θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού της αγοράς φυσικού αερίου σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, προς όφελος του τελικού καταναλωτή. Προσφέρει δυνατότητα μακροχρόνιας αποθήκευσης φυσικού αερίου σε αντίθεση με τον τερματικό σταθμό LNG Ρεβυθούσας. Πρέπει να σημειωθεί ότι η Ελλάδα είναι η μοναδική χώρα της ΕΕ, η οποία δεν διαθέτει υπόγεια αποθήκη παρόλο που σημαντικό μέρος της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας στηρίζεται στο φυσικό αέριο. Επιπρόσθετα,

οι ευρωπαϊκές χώρες αποθηκεύουν κατ' ελάχιστο το 20% της ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου σε υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου.

Σύμφωνα με τον προκαταρκτικό σχεδιασμό του έργου, η χωρητικότητα της υπόγειας αποθήκης (UGS) εκτιμάται περίπου στο 1 bcm. Ο ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος (Annual Volume Throughput) εκτιμάται σε 360 εκατομμύρια Nm³ ή σε 720 εκατομμύρια Nm³, για έναν ή δύο κύκλους ανά έτος, αντίστοιχα.

Σημειώνεται ότι το έργο έχει συμπεριληφθεί στον 5ο Κατάλογο των Έργων Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (PCI) που υιοθετήθηκε στις 19 Νοεμβρίου 2021 (Cluster increase storage capacity in South-Eastern Europe) από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τα Κράτη Μέλη στην συνάντηση των Περιφερειακών Ομάδων για τα PCI.

Την 10η Μαρτίου του 2020, εκδόθηκε Κοινή Υπουργική Απόφαση [70], με την οποία ξεκίνησε η διαδικασία αξιοποίησης του κοιτάσματος. Πιο συγκεκριμένα, το ΤΑΙΠΕΔ θα διενεργήσει διεθνή διαγωνισμό για την παραχώρηση του δικαιώματος κατασκευής, συντήρησης, λειτουργίας και εκμετάλλευσης του κοιτάσματος ως ΥΑΦΑ για χρονικό διάστημα έως 50 έτη.

Την 29η Ιουνίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ ανακοίνωσε την έναρξη διεθνούς διαγωνιστικής διαδικασίας για την παραχώρηση της χρήσης, ανάπτυξης και εκμετάλλευσης του υπόγειου φυσικού χώρου, που προκύπτει από το σχεδόν εξαντληθέν κοιτάσμα φυσικού αερίου «Νότια Καβάλα», με σκοπό τη μετατροπή του σε χώρο αποθήκευσης φυσικού αερίου [71].

Στις 11 Αυγούστου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ ανακοίνωσε την παράταση της ημερομηνίας υποβολής εκδήλωσης ενδιαφέροντος για την ανάθεση σύμβασης παραχώρησης της χρήσης, ανάπτυξης και

εκμετάλλευσης του υπόγειου φυσικού χώρου του κοιτάσματος φυσικού αερίου «Νότια Καβάλα» ως χώρου αποθήκευσης φυσικού αερίου μέχρι τις 30 Σεπτεμβρίου του 2020.

Τον Οκτώβριο του 2020 εκδήλωσαν ενδιαφέρον τρία σχήματα και συγκεκριμένα η Energean, η κοινοπραξία ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ-ΔΕΣΦΑ και η κινεζικών συμφερόντων China Machinery Engineering Co (CMEC)-Maison Group, η οποία στις 30 Μαρτίου 2021 κόπηκε από την επόμενη φάση. Αναμένεται η ΡΑΕ να καθορίσει τις βασικές αρχές και κατευθύνσεις για τη μεθοδολογία κατάρτισης των τιμολογίων χρήσης της ΥΑΦΑ, στοιχείο που αποτελεί βασικό προαπαιτούμενο για την διενέργεια του διαγωνισμού από το ΤΑΙΠΕΔ. Η ΥΑΦΑ θα λειτουργεί έως ΑΣΦΑ και υπό καθεστώς ρυθμιζόμενης πρόσβασης Τρίτων (Regulated Third Party Access - rTPA).

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) και έχει αυξημένη κατανάλωση που το 2021 έφθασε τα 7,0 δισεκομμύρια κυβ. μέτρα. Και ενώ η ανάγκη για την δημιουργία υπόγειων αποθηκευτικών χώρων για την φύλαξη αερίου είχε διαπιστωθεί ήδη από το 2008/2010 διαδοχικές κυβερνήσεις δεν έπραξαν απολύτως τίποτε για την διασφάλιση της ορθής λειτουργίας του εθνικού συστήματος φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα η χώρα να κινδυνεύσει σε αρκετές περιπτώσεις να μείνει από αέριο (και ηλεκτρική ενέργεια) λόγω αυξημένων αναγκών ή έκτακτων καιρικών συνθηκών, ενώ η αδυναμία εποχιακής αποθήκευσης αερίου συμβάλλει στην δημιουργία ανοδικών τάσεων στις τιμές³⁷.

Και ενώ την περίοδο 2011/2012 υπήρξε στο τραπέζι μια ολοκληρωμένη και πλήρως χρηματοδοτούμενη από ιδιωτικά κεφάλαια πρόταση της παραχωρησιούχου εταιρείας του κοιτάσματος στον Πρίνο και Νότια Καβάλα, της Energean, η κυβέρνηση κατά παρέκκλιση και αθέτηση της συμφωνίας εκμετάλλευσης, αλλά υπό την αφόρητη πίεση της τότε τρόικας οικονομικής κατοχής, αναγκάστηκε (μπορούσε για λόγους εθνικού συμφέροντος να είχε αρνηθεί) να μεταφέρει την κυριότητα του εξαντληθέντος κοιτάσματος αερίου της Νότιας Καβάλας (που αποτελεί ιδεώδη χώρο για την δημιουργία μόνιμης υπόγειας αποθήκης αερίου) στο ΤΑΙΠΕΔ. Με τον εν λόγω οργανισμό, μη διαθέτοντας την απαραίτητη τεχνογνωσία και δρώντας πολλές φορές ενάντια στο εθνικό συμφέρον και την ενεργειακή ασφάλεια (αφού ουσιαστικά ελέγχεται από ξένα κέντρα εξουσίας), να μην έχει το παραμικρό ενδιαφέρον να προχωρήσει στην αξιοποίηση του στρατηγικού αυτού έργου.

Επιτέλους και μετά από πολλές προσπάθειες εδόθη το 2018 ξεκάθαρη εντολή στο ΤΑΙΠΕΔ, μετά επτά χρόνια αδιαφορίας, να προχωρήσει σε διαγωνισμό για την αξιοποίηση της υπόγειας γεωλογικής δομής στην Νότια Καβάλα και την μετατροπή της σε μόνιμη υπόγεια δεξαμενή αερίου. Με την επένδυση τότε να εκτιμάται στα €400 εκατ. Μετά από μια οδύσσεια γραφειοκρατικών εμπλοκών ο διαγωνισμός προκηρύχθηκε επιτέλους το 2020 με την ΡΑΕ παράλληλα να ολοκληρώνει τον κανονισμό λειτουργίας και τιμολόγησης της υπόγειας αποθήκης. Σήμερα, το έργο καρκινοβατεί κυριολεκτικά, παρά το γεγονός ότι έχουν προκύψει δυο σοβαρά επενδυτικά σχήματα (Energean και η κοινοπραξία ΔΕΣΦΑ-ΤΕΡΝΑ) με συνεχείς παρατάσεις να δίδονται για την ημερομηνία κατάθεσης δεσμευτικών προσφορών.

Εν τω μεταξύ το κόστος της επένδυσης εκτιμάται από τις εταιρείες ότι έχει ξεπεράσει το €1,0 δισεκατομμύριο, αφού ένα μεγάλο μέρος αυτής αναλογεί στο κόστος για τον μόνιμο όγκο αερίου (το γνωστό cushion gas) που απαιτείται να υπάρχει αποθηκευμένο ανά πάσα στιγμή. Με τις επικρατούσες πλέον υψηλές τιμές του αερίου έχει επιβαρυνθεί σημαντικά το επενδυτικό κόστος και άρα τα χρηματοοικονομικά δεδομένα και οι όροι αποπληρωμής της επένδυσης έχουν αλλάξει άρδην.

Για αυτό η προτεινόμενη από την ΡΑΕ ανάκτηση κόστους μόνο κατά 50%, από τις υπηρεσίες αποθήκευσης και διαχείρισης της αποθήκης, βρίσκουνκάθετα αντίθετους τους επενδυτές οι οποίοι και δηλώνουν πλέον αδυναμία να αναλάβουν ένα πολυδάπανο έργο στο οποίο κινδυνεύουν να βρεθούν οικονομικά εγκλωβισμένοι. Με την ΡΑΕ να προτάσσει το κοινωνικό συμφέρον με στόχο να αποφευχθεί μία υπέρμετρη χρέωση των καταναλωτών η μόνη λύση που απομένει είναι η κυβερνητική παρέμβαση για την εξασφάλιση Ευρωπαϊκών κονδυλίων ώστε ένα μέρος της επένδυσης (της τάξης των € 400 με € 500 εκατομμυρίων) να καλυφθεί από κρατική επιδότηση. Πράγμα απαραίτητο αφού στην ουσία αφορά μια βασική ενεργειακή υποδομή εθνικής (και ευρωπαϊκής) σημασίας.

Τη στιγμή που γράφεται το παρόν κείμενο (Μάρτιος 2023) παραμένει άγνωστη η έκβαση του διαγωνισμού του ΤΑΙΠΕΔ για την ανάδειξη της αναδόχου κοινοπραξίας που θα αναλάβει την οργάνωση και λειτουργία της υπόγειας αποθήκης South Kavala. Σε κάθε περίπτωση πρόκειται περί ιδιαίτερης σημασίας έργου υποδομής με στρατηγική εμβέλεια αφού με την ανάπτυξη του θα μπορέσει να ενισχύσει σε πολύ μεγάλο βαθμό την ασφάλεια του εθνικού δικτύου φυσικού αερίου.

Στον αντίποδα, η Ευρώπη έχει συνολικά 170 υπόγειες αποθήκες φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, οι 60 βρίσκονται στη Γερμανία, οι 16 στη Γαλλία,

³⁷ Κ. Σταμπολής «Πότε Επιτέλους θα Αποκτήσει η Ελλάδα Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου;» <https://www.energia.gr/article/195891/pote-epiteloys-tha-apokthsei-h-ellada-ypogeia-apothhkh-fysikoy-aerioy>

13 ενεργές και 7 υπό κατασκευή στην Ιταλία. Οι κοντινότερες στην Ελλάδα στη Βουλγαρία που διαθέτει 1 αποθήκη και στη Ρουμανία με 8. Η συνολική χωρητικότητα σε αέριο των 170 ΥΑΦΑ στην Ευρώπη ξεπερνά τα 4,2 τρις. κυβικά μέτρα με τη Γερμανία να κατέχει το 42% της συνολικής δυναμικότητας [72].

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

5.2.6.4 Διαδριατικός Αγωγός (TAP)

Ως μέρος του Νότιου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου, ο TAP παρέχει μια οικονομικά αποδοτική, απευθείας διαδρομή μεταφοράς φυσικού αερίου. Ο Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου αποτελεί σύστημα αγωγών φυσικού αερίου, συνολικού μήκους 3.500 χλμ., που εκτείνεται από την Κασπία Θάλασσα έως την Ευρώπη.

Ο TAP ξεκινάει από τους Κήπους, όπου βρίσκεται και ο ελληνικός Σταθμός Συμπύεσης, κοντά στα ελληνοτουρκικά σύνορα. Ακολουθώντας μια διαδρομή 550χλμ., με ένα σταθμό συμπύεσης 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 Βίλιιστα (Bilisht), κοντά στα ελληνοαλβανικά σύνορα, οκτώ βαλβιδοστάσια και ένα σταθμό προσγειώσεως. Ο αγωγός φτάνει ως τις ακτές της Αδριατικής, 17 χιλιόμετρα βορειοδυτικά της αλβανικής πόλης Fier, όπου λειτουργεί ο σταθμός συμπύεσης

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.

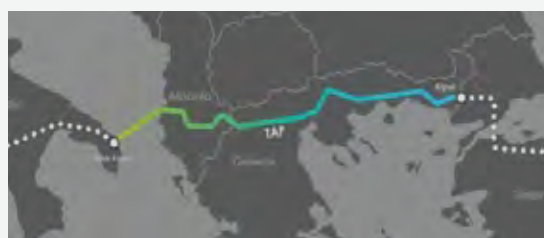
Ο TAP εξέρχεται στη στεριά στις ιταλικές ακτές βόρεια της San Foca μέσω μικρο-τούνελ μήκους 1,5 χιλιομέτρου και βάθους πάνω από 15 μέτρα κάτω από την επιφάνεια του εδάφους της ακτής. Το χερσαίο ιταλικό τμήμα εκτείνεται σε 8 χιλιόμετρα και καταλήγει στον Τερματικό Σταθμό Παραλαβής στο δήμο του Melendugno, όπου βρίσκεται το κέντρο ελέγχου λειτουργίας του αγωγού.

Χάρτης 7: Υπόγειες δεξαμενές αποθήκευσης φυσικού αερίου στην Ευρώπη 2021



Πηγή: Prospero

Χάρτης 8: Όδευση Αγωγού TAP



Πηγή: TAP AG

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 εταιρείες που θέλουν να μεταφέρουν φυσικό αέριο μέσω του αγωγού TAP (shippers) με ασφαλή, αξιόπιστο και αποτελεσματικό τρόπο.

Την 30η Μαρτίου 2019, πραγματοποιήθηκε επιτυχώς η εγκατάσταση των πρώτων αγωγών του υποθαλάσσιου τμήματος του έργου μήκους 105 χλμ. που θα συνδέσει τις ακτές Αλβανίας και Ιταλίας. Οι εργασίες για το συγκεκριμένο τμήμα είχαν εκκινήσει τον Οκτώβριο του 2018.

Την 25η Νοεμβρίου 2019, ξεκίνησε η πλήρωση τμήματος αγωγού 2 χλμ. (μεταξύ Έβρου και του Σταθμού Συμπύεσης Κήπων) με φυσικό αέριο [73]. Αυτό αποτελεί το αρχικό στάδιο της διαδικασίας δοκιμαστικής λειτουργίας (commissioning process) που έχει ως σκοπό να εξασφαλίσει ότι το έργο είναι απόλυτα ασφαλές και έτοιμο προς λειτουργία. Σύμφωνα με στοιχεία του διαχειριστή του έργου, στα τέλη Απριλίου του 2020, το έργο είχε ολοκληρωθεί σε ποσοστό 95%.

Την 20η Ιανουαρίου του 2020, οι τρεις εμπλεκόμενοι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς φυσικού αερίου (TAP, SRG και ΔΕΣΦΑ) προσκάλεσαν τους ενδιαφερόμενους σε συμμετοχή σε δημόσια διαβούλευση σχετικά με την πρόταση έργου επαυξημένης δυναμικότητας για τον TAP μέχρι την 21η Φεβρουαρίου του 2020. Στις αρχές Ιουνίου του 2020, οι τρεις διαχειριστές ανακοίνωσαν ότι η δεσμευτική φάση του market test για την επαυξημένη δυναμικότητα αναμένεται να πραγματοποιηθεί τον Ιούλιο του 2021, έναντι του Ιανουαρίου του ίδιου έτους που προγραμματιζόταν αρχικά, προκειμένου να δοθεί περισσότερος χρόνος στις ενεργειακές αγορές να ανακάμψουν.

Στις 15 Νοεμβρίου 2020 η εταιρεία TAP AG ανακοίνωσε επισήμως την ολοκλήρωση της κατασκευής και δοκιμαστικής λειτουργίας του αγωγού TAP και την ετοιμότητα λειτουργίας, σχεδόν τεσσεράμισι χρόνια μετά την έναρξη της κατασκευής του. Η ημερομηνία αυτή ορίζεται ως η επίσημη ημερομηνία έναρξης εμπορικής λειτουργίας του αγωγού (Commercial Operation Date, COD), όπως ορίζεται στην Απόφαση Εξαίρεσης που του έχει χορηγηθεί από τις Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας, Αλβανίας και Ιταλίας. Το ορόσημο του COD σηματοδοτεί την έναρξη της 25ετούς περιόδου της εξαίρεσης από τον ιδιοκτησιακό διαχωρισμό, την πρόσβαση τρίτων και τον ορισμό ταρίφων. Από την ημερομηνία αυτή και μετά οι χρήστες που έχουν εξασφαλίσει δυναμικότητα στον αγωγό έχουν την υποχρέωση να πληρώνουν ταρίφες, όπως ορίζεται στον Κανονισμό Τιμολόγησης. Τέλος, από τις 15.11.2020 ο TAP ξεκίνησε να προσφέρει ημερήσια προϊόντα φυσικής ροής στην πλατφόρμα δέσμευσης δυναμικότητας μέσω δημοπρασιών PRISMA στο σημείο εισόδου Κήποι και στο σημείο εξόδου Melendugno στην Ιταλία. Στη Νέα Μεσημβρία οι ημερήσιες δημοπρασίες ξεκίνησαν στα τέλη Δεκεμβρίου 2020, όταν τέθηκε σε λειτουργία ο μετρητικός σταθμός της Νέας Μεσημβρίας [64].

Στις 31 Δεκεμβρίου 2020, οι πρώτες ποσότητες φυσικού αερίου από το Αζερμπαϊτζάν φθάνουν στην Ελλάδα και τη Βουλγαρία, μέσω του σημείου διασύνδεσης με τον ΔΕΣΦΑ στη Νέα Μεσημβρία, καθώς και στην Ιταλία, μέσω του σημείου διασύνδεσης με την SNAM Rete Gas στο Melendugno. Το Μάρτιο 2021, ο TAP μεταφέρει το πρώτο 1 bcm φυσικού αερίου στην Ευρώπη [74].

Ο αγωγός έχει τοποθετηθεί σε βάθος τουλάχιστον ένα μέτρο κάτω από την επιφάνεια του εδάφους, με στόχο την προστασία του περιβάλλοντος και την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων στις γειτονικές κοινότητες. Οι μόνες υπέργειες εγκαταστάσεις είναι ο Τερματικός Σταθμός Παραλαβής (PRT), οι σταθμοί συμπίεσης και τα βαλβιδοστάσια.

5.2.6.5 Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Επί του παρόντος, η Βουλγαρία και η Ελλάδα διαθέτουν ένα σημείο διασύνδεσης, το οποίο βρίσκεται στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα, στην περιοχή Kulata/Σιδηρόκαστρο, συνδέοντας το σύστημα μεταφοράς αερίου της Bulgartransgaz με το σύστημα μεταφοράς αερίου που διαχειρίζεται ο ΔΕΣΦΑ. Το σημείο διασύνδεσης Kulata/Σιδηρόκαστρο λειτουργεί κυρίως ως σημείο εισόδου στην Ελλάδα, ενώ είναι επίσης δυνατή η αντίστροφη ροή.

Η επενδυτική απόφαση για το έργο υιοθετήθηκε το 2015. Το έργο υλοποιείται από την κοινοπραξία IGB, στην οποία το βουλγαρικό κράτος, μέσω της εταιρίας συμμετοχών Bulgarian Energy Holding, και η ελληνοϊταλική εταιρία IGI Poseidon συμμετέχουν με ίσα μερίδια. Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία, υπάρχει η δυνατότητα να αυξηθεί η χωρητικότητα από τρία σε πέντε δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως, δεδομένης της επικείμενης έναρξης λειτουργίας του σχεδιαζόμενου τερματικού σταθμού στην Αλεξανδρούπολη, όπου το βουλγαρικό κράτος ήδη κατέχει μερίδιο 20%.

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 θα καταλήγει στη Stara Zagora, συνδέοντας τα δίκτυα φυσικού αερίου Ελλάδας και Βουλγαρίας, ενώ θα υπάρχει δυνατότητα αντίστροφης ροής (reverse flow).

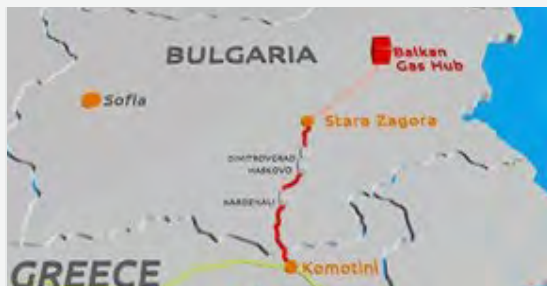
Το έργο έχει ενταχθεί στην τελευταία λίστα του 5ου καταλόγου Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) στον τομέα της ενέργειας που εγκρίθηκε στις 19.11.2021. Επίσης, ο ελληνοβουλγαρικός διασυνδετήριος αγωγός περιλαμβάνεται στον κατάλογο των έργων προτεραιότητας της πρωτοβουλίας για την Ενεργειακή Διασύνδεση 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.

Τον Ιούνιο 2019, η εταιρεία IGB AD αιτήθηκε την τροποποίηση της Απόφασης Εξαίρεσης για τη μετάθεση της απώτατης ημερομηνίας έναρξης εμπορικής λειτουργίας του αγωγού IGB. Σύμφωνα με την εταιρεία, η καθυστέρηση στην έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του αγωγού οφείλεται στην καθυστέρηση στην έναρξη των εργασιών κατασκευής,

³⁸ TAP (2020), "Project progress", <https://www.tap-ag.com/pipeline-construction/project-progress>

λόγω ενστάσεων και δικαστικών αντιδικιών κατά τις διαδικασίες κατακύρωσης αναδόχων του έργου. Κατόπιν επικοινωνίας με τη Γενική Διεύθυνση Ενέργειας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και της σύμφωνης γνώμης των χρηστών που έχουν δεσμεύσει μακροχρόνια δυναμικότητα στον αγωγό μέσω του Market Test με Advanced Reservation Capacity Agreements (ARCA) που έχουν συνάψει με την εταιρεία, προκειμένου η τροποποίηση να μην έχει επιπτώσεις στα επιχειρηματικά τους σχέδια, οι Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας και Βουλγαρίας ενέκριναν από κοινού την αιτηθείσα τροποποίηση (Απόφαση ΡΑΕ 568/10.03.2020), σύμφωνα με την οποία, η απώτατη ημερομηνία έναρξης της εμπορικής λειτουργίας του αγωγού θα ήταν η 1η Ιουλίου 2021. Ωστόσο, η συνεχιζόμενη πανδημία που έχει προκληθεί από τον ιό COVID-19 επέφερε περαιτέρω καθυστέρηση στην έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του αγωγού [64].

Χάρτης 9: Όδευση Αγωγού IGB



Πηγή: Euractiv

Εντός Ιουνίου 2022, ξεκίνησε η πλήρωσή του με ποσότητα αερίου ώστε να πραγματοποιηθούν οι δοκιμές λειτουργικότητας. Η τελετή εγκαινίων του αγωγού IGB πραγματοποιήθηκε στις 8 Ιουλίου 2022 από τον Πρωθυπουργό της χώρας. Ο αγωγός επιτρέπει τη διαμετακόμιση αερίου από το ελληνικό στο βουλγαρικό εγχώριο δίκτυο αερίου μέσω μιας δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ των δύο χωρών (Ελλάδας και Βουλγαρίας) υπό καθεστώς «εξαίρεσης» (που χορηγείται σύμφωνα με το άρθρο 36 της οδηγίας ΕΚ/2009/73 με κοινές Αποφάσεις της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας της Ελλάδας Νο768/2018 και της ΕWRC της Βουλγαρίας Νο:P-BO-2 στις 08.08.2018) [75].

Την 1 Οκτωβρίου 2022 ξεκίνησε επίσημα η εμπορική λειτουργία του διασυνδετήριου αγωγού φυσικού αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας. Όπως επισήμανε ο Πρωθυπουργός Κυριάκος Μητσοτάκης στην τελετή για τη λειτουργία του αγωγού στη Σόφια: «Η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του αγωγού IGB αποτελεί μία εξαιρετική στιγμή, όχι μόνο για τη Νοτιοανατολική Ευρώπη, αλλά για την Ευρώπη ευρύτερα, καθώς αυτός ο αγωγός ενισχύει σημαντικά την ενεργειακή και εφοδιαστική ασφάλεια για όλες τις διασυνδεδεμένες χώρες στα Βαλκάνια, αλλά και στην ευρωπαϊκή ήπειρο συνολικά».

Επιπλέον, ο Διευθύνων Σύμβουλος της IGB ανέφερε «Ο IGB συμβάλλει στην εκπλήρωση της συμφωνίας της Bulgargaz με την SOCAR, ώστε να παρέχει αέριο στην Βουλγαρία από το Sah Deniz. Σε συνδυασμό, δε, με τον σταθμό της Ρεβουθούσας και τον πλωτό σταθμό LNG της Αλεξανδρούπολης, αυξάνει τη δυναμικότητα ροής κατά 3bcm, ενώ με τον κατάλληλο συμπιεστή, μπορεί να φτάσει ακόμη και τα 5bcm» [76]. Ο αγωγός IGB αναμένεται να αλλάξει τον ενεργειακό χάρτη στην περιοχή, την ώρα που η Ευρώπη είναι αντιμέτωπη με τη σοβαρότερη ενεργειακή κρίση των τελευταίων δεκαετιών, την οποία πυροδότησε η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία.

5.2.6.6 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 απόφαση, 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 10: Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI



Πηγή: ΔΕΠΑ

³⁹ <https://diavgeia.gov.gr/doc/%CE%A8%CE%9B%CE%A5%CE%A84653%CE%A08-%CE%983%CE%A7?inline=true>

5.2.6.7 Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας – Βόρειας Μακεδονίας (IGNM)

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 ΝΕΡ, αντίστοιχα. Η αρχική ικανότητα μεταφοράς του θα είναι 1,5 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως, με δυνατότητα επέκτασης στα 3 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως, ενώ έχουν πραγματοποιηθεί μελέτες, προκειμένου ο αγωγός να διαθέτει τις κατάλληλες προδιαγραφές και για τη μεταφορά πράσινου υδρογόνου.

Το έργο, το κόστος του οποίου εκτιμάται ότι θα ανέλθει στα €110 εκατ., 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. Το απαιτούμενο έργο εντός της ελληνικής επικράτειας συνίσταται στην κατασκευή αγωγού μήκους 54,3 χλμ., ο οποίος ξεκινά από την Νέα Μεσημβρία έως το σύνορο με την Βόρεια Μακεδονία.

Χάρτης 11: Όδευση Αγωγού IGNM



Πηγή: ENTSOG

Συμφωνία Συνεργασίας για την ανάπτυξη και την κατασκευή του διασυνδετήριου αγωγού φυσικού αερίου Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας υπέγραψαν στις 10 Σεπτεμβρίου 2021 η ΔΕΣΦΑ και η ΝΕΡ JSC SKOPJE.

Το τμήμα του έργου στην Ελλάδα αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 55 χιλιομέτρων, διαμέτρου 30 ιντσών, που εκτείνεται από τη Νέα Μεσημβρία, στην περιοχή της Θεσσαλονίκης, έως τους Ευζώνους, στα σύνορα μεταξύ των δύο χωρών, και από έναν Συνοριακό Μετρητικό Σταθμό. Το τμήμα του έργου στην Ελλάδα ενδεικτικά αναμενόταν να ξεκινήσει το 3ο τρίμηνο του 2022 και να ολοκληρωθεί το 3ο τρίμηνο του 2024.

Η ΡΑΕ, με την απόφασή της 775/2020, ενέκρινε την ένταξη του Τμήματος του έργου στην Ελλάδα στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ 2020-2029, υπό την προϋπόθεση ενός επιτυχούς Market Test που αποδεικνύει ότι υπάρχει επαρκές ενδιαφέρον από την αγορά για το έργο αυτό.

Στις 26 Ιουλίου 2022 ο ΔΕΣΦΑ ανακοίνωσε την έναρξη της διαδικασίας Δοκιμής Αγοράς (Market Test) για τη δέσμευση δυναμικότητας στην Ελληνική πλευρά του Σημείου Διασύνδεσης Ευζώνων-Γευγελής, σε μία και μόνη φάση σχετικά με τη Διασύνδεση με φυσικό αέριο της Ελλάδας και της Βόρειας Μακεδονίας [77].

5.2.6.8 Αγωγός Ιονίου – Αδριατικής (IAP)

Το έργο Ionian Adriatic Pipeline (IAP) βασίζεται στην ιδέα σύνδεσης του υπάρχοντος συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου της Κροατίας, μέσω Μαυροβουνίου και Αλβανίας με το σύστημα TAP (Trans Adriatic Pipeline). Το συνολικό μήκος του αγωγού φυσικού αερίου από την πόλη Σπιλιτ της Κροατίας μέχρι την πόλη Fier της Αλβανίας είναι 511 χιλιόμετρα. Η χωρητικότητά του 5 bcm/έτος παρέχει την προμήθεια φυσικού αερίου της Αλβανίας (1 bcm), του Μαυροβουνίου (0,5 bcm), του νότου της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης (1 bcm) και της Κροατίας (2,5 bcm) [78].

Η υλοποίηση ολόκληρου του έργου του Ionian Adriatic Pipeline επιτρέπει το άνοιγμα του νέου ενεργειακού διαδρόμου για την περιοχή της νοτιανατολικής Ευρώπης με στόχο τη δημιουργία αμφίδρομης κατεύθυνσης παροχής φυσικού αερίου από τη Μέση Ανατολή και την περιοχή της Κασπίας. Ο αγωγός Ιονίου - Αδριατικής θα έχει δυνατότητα αμφίδρομης ροής φυσικού αερίου, δηλαδή θα μπορεί να παρέχει προμήθεια φυσικού αερίου της νοτιανατολικής Ευρώπης προς άλλες πηγές, μία από αυτές τη μελλοντική λύση LNG στο νησί Krk. Η ολοκληρωμένη Μελέτη Σκοπιμότητας που χρηματοδοτήθηκε από το WBIF ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2014 [78].

Το έργο βρίσκεται σήμερα σε φάση αρχικού σχεδιασμού (Κροατία – Μαυροβούνιο – Αλβανία) ενώ σε εξέλιξη είναι αδειοδοτική διαδικασία κατασκευής σε Κροατία και Αλβανία.

Χάρτης 12: Όδευση Αγωγού ΙΑΡ

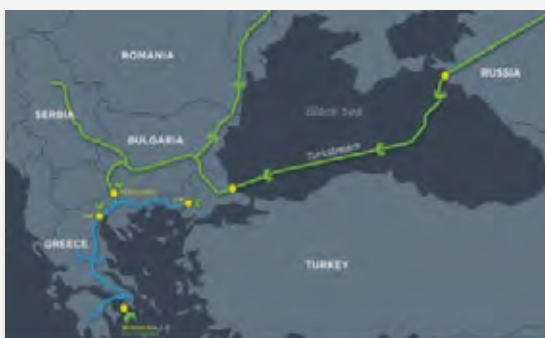


Πηγή: TAP AG

5.2.6.9 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 ξεκινά από τον σταθμό συμπύεσης 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 [79].

Χάρτης 13: Όδευση Αγωγού Turkish Stream



Την 18η Ιανουαρίου 2020, πραγματοποιήθηκε τελετή εγκαινίων, η οποία σηματοδότησε και τις πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου μέσω του νέου αγωγού Turkish Stream προς την Τουρκία. Την 27η Ιανουαρίου 2020, παραδόθηκε 1 bcm φυσικού αερίου μέσω του αγωγού. Επιπρόσθετα, σύμφωνα με ανακοίνωση της Bulgartransgaz, οι ρωσικές παραδόσεις φυσικού αερίου τόσο για την Βουλγαρία

όσο και για την Ελλάδα και την Βόρεια Μακεδονία μεταφέρονται πλέον μέσω του νέου σημείου εισόδου (σύνορα Βουλγαρίας – Τουρκίας). Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι η Gazprom από αρχές Ιανουαρίου 2020 μεταφέρει αέριο μέσω του Turkish Stream, αντικατέστησε την διαδρομή που περνούσε από Ουκρανία και Ρουμανία μέσω του TransBalkan Pipeline. Παράλληλα με αυτήν την εξέλιξη, δημιουργούνται προϋποθέσεις για πρόσβαση στον Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα και στο FSRU Αλεξανδρούπολης.

5.2.6.10 Ο αγωγός East Med

Παρά το έντονο πολιτικό παρασκήνιο και τις προσπάθειες ορισμένων χωρών να εκτροχιάσουν το έργο, θετικές παραμένουν οι προοπτικές για την κατασκευή του EastMed. Οι γεωπολιτικές εξελίξεις και η ενεργειακή επάρκεια της Ευρώπης έχουν φέρει ξανά στο προσκήνιο την κατασκευή του αγωγού.

Ο East Med προωθείται από την IGI Poseidon, στην οποία συμμετέχουν η ΔΕΠΑ και η ιταλική Edison. ο αγωγός θα έχει μήκος περίπου 2.000 χλμ, εκ των οποίων περισσότερα από 1.400 είναι υποθαλάσσια. Πρόκειται να συνδέει το Ισραήλ, την Κύπρο και την Ελλάδα, καταλήγοντας στην Ιταλία. Στην ελληνική επικράτεια πρόκειται να περάσει από την Κρήτη και Νοτιοανατολική Πελοπόννησο, όπου στην συνέχεια θα διασχίσει για περίπου 600 χλμ την ελληνική ηπειρωτική χώρα, για να φτάσει στην Ιταλία μέσω του υποθαλάσσιου τμήματος του αγωγού ΠΟΣΕΙΔΩΝ, μήκους περίπου 210 χλμ.

Το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου περιλαμβάνει δύο αγωγούς με μέση απόσταση μεταξύ τους 100 μέτρα. Το τμήμα Κύπρος – Κρήτη θα έχει συνολικό μήκος περίπου 690 χλμ, εκ των οποίων περίπου 400 χλμ. βρίσκονται εντός της Ελληνικής επικράτειας, και μεταφορική ικανότητα 11 δισ. κ.μ./έτος. Η νότια γραμμή, πάλι στο τμήμα Κύπρος – Κρήτη, θα έχει συνολικό μήκος περίπου 740 χλμ, και μεταφορική ικανότητα 10 δισ. κ.μ./έτος.

Σε αναγνώριση της μεγάλης σημασίας και της συμβολής τους στην επίτευξη των στόχων ενεργειακής ασφάλειας της ΕΕ, σύμφωνα με τα κριτήρια του Κανονισμού 347/2013, το Έργο Αγωγού EastMed και το Έργο Αγωγού ΠΟΣΕΙΔΩΝ χαρακτηρίστηκαν, από το 2013, ως Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος της ΕΕ (ΕΚΕ), ιδίως επειδή ενισχύουν την ασφάλεια και την διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού και υποστηρίζουν την ολοκλήρωση της αγοράς και του ανταγωνισμού στην Ευρώπη. Ως ΕΚΕ, ο αγωγός EastMed επωφελείται από ταχείες διαδικασίες (fast-track) που προβλέπονται από τον Κανονισμό 347/2013 της ΕΕ. Οι αναπτυξιακές δραστηριότητες του έργου υποστηρίζονται επίσης με συγχρηματοδότηση από το πρόγραμμα της ΕΕ «Μηχανισμός Συνδέοντας την Ευρώπη» (Connecting Europe Facility: CEF) [80].

⁴⁰ Gazprom (2020), "First billion cubic meters of gas supplied via TurkStream", <https://www.gazprom.com/press/news/2020/january/article498525/>

Χάρτης 14: Όδευση Αγωγού East Med



Την 2η Ιανουαρίου του 2020, υπεγράφη Διακυβερνητική Συμφωνία Ελλάδας – Κύπρου – Ισραήλ (IGA) για την υλοποίηση του αγωγού φυσικού αερίου East Med. Την 3η Μαρτίου του 2020, εκδόθηκε Υπουργική Απόφαση σύμφωνα με την οποία εγκρίθηκε η έναρξη του κύκλου αδειοδότησης για τον αγωγό East Med και πιο συγκεκριμένα του ελληνικού χερσαίου τμήματος του αγωγού.

Στις 29 Απριλίου του 2020, η ΥΑΦΑ Ποσειδών εξέδωσε πρόσκληση για τις προπαρασκευαστικές δραστηριότητες του αγωγού East Med, συνολικού κόστους €2.4 δισ. άνευ φόρων και €2.97 δισ. μετά φόρων. Ειδικότερα, οι δραστηριότητες αφορούσαν στο λεπτομερή σχεδιασμό, την προμήθεια, την κατασκευή, τη μεταφορά, την εγκατάσταση και το pre-commissioning (EPCI) των υπεράκτιων τμημάτων του αγωγού. Η συγκεκριμένη προκήρυξη αφορούσε την Α' φάση του East Med που έχει σχεδιαστεί για τη μεταφορά 10 bcm/έτος συν 1 bcm για την Κύπρο και διήρκησε ως τις 20 Ιουνίου του 2020. Ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη της Α' φάσης λαμβάνει υπόψη όλες τις δραστηριότητες μελέτης και ανάπτυξης, συμπεριλαμβανομένων και των σχετικών προ-επενδύσεων, με γνώμονα πιθανή αύξηση της δυναμικότητας του αγωγού στα 20 bcm/έτος, σε μεταγενέστερη φάση.

Τον Ιανουάριο του 2020, μετά την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων του εκτεταμένου σχεδιασμού και της διεξαγωγής ερευνών από την IGI Poseidon κατά την περίοδο 2015 - 2019, η DNV εξέδωσε μια πρώτη Έκθεση Σκοπιμότητας για το Έργο, η οποία περιείχε συστάσεις που έπρεπε να ληφθούν υπόψη κατά την επόμενη φάση. Καθώς το Έργο ολοκληρώνει τις δραστηριότητες που περιλάμβαναν, μεταξύ άλλων, μια πρόσφατη βελτιστοποίηση της όδευσης και γεωφυσικές μελέτες, η DNV αξιολόγησε την τρέχουσα κατάσταση του Έργου από τεχνική άποψη και επεσήμανε τα σημεία που πρέπει να αντιμετωπιστούν στην επόμενη φάση εκτέλεσης [81].

Η κατάθεση στη Βουλή του νομοσχεδίου της Διακυβερνητικής Συμφωνίας για τον αγωγό East Med στις 4 Μαΐου του 2020 ακολουθεί την έναρξη της διαδικασίας αδειοδότησης του έργου στην Ελλάδα και την προκήρυξη βασικών τμημάτων της τελικής μελέτης σκοπιμότητας που έγινε από τον φορέα υλοποίησης του έργου, την ΥΑΦΑ Ποσειδών. Η Διακυβερνητική Συμφωνία για την κατασκευή του αγωγού κυρώθηκε από την ελληνική Βουλή στις 14 Μαΐου του 2020.

Τον Ιούνιο 2022 η IGI Poseidon προχώρησε σε πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος για την ανάθεση τμήματος του εξοπλισμού του έργου και πιο συγκεκριμένα για την προμήθεια και εγκατάσταση των τεσσάρων σταθμών αποσυμπίεσης, οι οποίοι πρόκειται να εγκατασταθούν στην Κύπρο, την Κρήτη, τη Μεγαλόπολη και την ηπειρωτική Ελλάδα. Ο εκτιμώμενος προϋπολογισμός του εξοπλισμού ανέρχεται σε €250 εκατ., ενώ στόχος της IGI Poseidon είναι από την λόγω διαδικασία να προκύψουν έως 5 υποψήφιοι ανάδοχοι [82].

Την ίδια στιγμή, σε εξέλιξη βρίσκονται και οι υπόλοιπες προπαρασκευαστικές υπηρεσίες του έργου, μία από τις σημαντικότερες από τις οποίες είναι οι Μελέτες Εφαρμογής (FEED). Επίσης, έχουν διενεργηθεί λεπτομερής υποθαλάσσια έρευνα και χαρτογράφηση (DMS) σε θαλάσσιες περιοχές της Κρήτης και της Κύπρου, για τη χάραξη της όδευσης του αγωγού. Παράλληλα όμως με την τεχνική, προχωρά και η περιβαλλοντική «ωρίμανση» της υποδομής, καθώς στα τέλη Μαΐου του υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας γνωμοδότησε θετικά για τις Μελέτες Προκαταρκτικού Προσδιορισμού Περιβαλλοντικών Απαιτήσεων (ΠΠΠΑ), γεγονός που ανοίγει τον δρόμο για την εκπόνηση και υποβολή της Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) [82].

Επιπλέον, η ΔΕΠΑ Εμπορίας βρίσκεται σε προχωρημένες συζητήσεις με προμηθευτές από το Ισραήλ και την Αίγυπτο, για εισαγωγή φυσικού αερίου στην Ευρώπη μέσω του αγωγού.

Η IGI Poseidon S.A. ολοκληρώνει τις δραστηριότητες ανάπτυξης του Έργου και στοχεύει στην πλήρωση των προϋποθέσεων για μια θετική Τελική Επενδυτική Απόφαση εντός του 2023. Η επικαιροποίηση της σκοπιμότητας και της ωριμότητας του Αγωγού Eastmed είναι ένα σημαντικό βήμα, καθώς αναδεικνύει τον EastMed ως Έργο-κλειδί για τη διαφοροποίηση της ΕΕ από το ρωσικό αέριο.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση στα πλαίσια του σχεδίου RePower EU, έχει θέσει στους κύριους άξονες την απεξάρτηση της Ένωσης από τη ρωσική ενέργεια. Υπό αυτό το πρίσμα ο αγωγός αποτελεί μια υποδομή μέγιστης σημασίας για την επίτευξη του στόχου. Το σχέδιο της Κομισιόν, RePower EU, για την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης, έρχεται στην πλέον κατάλληλη συγκυρία για τον αγωγό και κινείται σε τρεις άξονες. Ο πρώτος άξονας αφορά την εξοικονόμηση ενέργειας, ο δεύτερος άξονας η μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ και ο τρίτος άξονας η διαφοροποίηση των προμηθευτών φυσικού αερίου και πετρελαίου. Στο πλαίσιο του τρίτου άξονα η Κομισιόν προωθεί νέες συμφωνίες με χώρες προμηθευτές LNG, όπως το Ισραήλ, η Αίγυπτος και η Αλγερία, ενώ σχεδιάζει την κοινή αγορά φυσικού αερίου για όλη την Ένωση. Πολύ σημαντικό στοιχείο είναι η διάθεση για χρηματοδότηση με €10 δισ. νέων υποδομών φυσικού αερίου, όπως αγωγούς και μονάδες αποθήκευσης. Μέσα σε αυτό το κλίμα οι συνθήκες που διαγράφονται για τον East Med είναι ιδιαίτερα θετικές.

5.2.6.11 FSRU Διώρυγα Gas

Η εταιρεία ΔΙΩΡΥΓΑ GAS Α.Ε. έχει λάβει Άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου από τη ΡΑΕ (Απόφαση ΡΑΕ 1321/2018) για έργο που αφορά σε:

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 [83].

Το FSRU θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένος σε σταθερό σημείο επί πλωτής εξέδρας και θα απέχει απόσταση περίπου 1,5 χλμ νοτιοδυτικά από την υψιστάμενη προβλήτα παραλαβής πετρελαϊκών προϊόντων του Διυλιστηρίου της «MOTOR OIL (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 [64].

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 [83]. 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

5.2.6.12 FSRU Θεσσαλονίκης & Βόλου

Η Elpedison, η θυγατρική των HELLENIQ ENERGY και της ιταλικής Edison, με δραστηριότητα στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και στην ηλεκτροπαραγωγή με δύο μονάδες φυσικού αερίου, επεκτείνεται και στις υποδομές LNG, από τις οποίες συναρτάται άμεσα το σχέδιο της Ε.Ε. για ταχεία ανεξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο.

Η εταιρεία κατέθεσε στη ΡΑΕ αίτηση για τη χορήγηση άδειας ανεξάρτητου συστήματος φυσικού αερίου (ΑΣΦΑ). Το νέο έργο, «Thessaloniki FSRU», θα αποτελείται από μία πλωτή μονάδα αποθήκευσης και αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου (FSRU), θα αναπτυχθεί στον Θερμαϊκό Κόλπο, ανοικτά της Θεσσαλονίκης, και αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία εντός του 2025.

Το FSRU θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 170.000 κ.μ. LNG και θα μπορεί να παραδώσει έως και 20 εκατ. κ.μ. φυσικού αερίου ημερησίως. Το έργο θα περιλαμβάνει επίσης ένα σύστημα χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών που θα συνδέει το FSRU με τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της Elpedison στη Θεσσαλονίκη (μία υφιστάμενη και μία υπό σχεδιασμό), καθώς και με τους υφιστάμενους αγωγούς μεταφοράς του ΕΣΦΑ στην περιοχή. Η κατασκευή του «Thessaloniki FSRU» θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού, θα επιτρέψει διευρυμένη πρόσβαση στις αγορές φυσικού αερίου και θα συμβάλει στην αποσυμφόρηση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Όσον αφορά το στο αδειοδοτημένο από τη ΡΑΕ FSRU της Mediterranean Gas στον Βόλο, υπάρχει καθυστέρηση καθώς ο ΤΑΙΠΕΔ ενημέρωσε τους επενδυτές ότι δεν υπάρχει τέτοιος σχεδιασμός στο master plan που έχει εκπονηθεί για την αναβάθμιση του λιμανιού, καθώς επίσης και ότι για να παραχωρηθεί η χρήση του για FSRU θα πρέπει να γίνει διαγωνισμός [84].

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

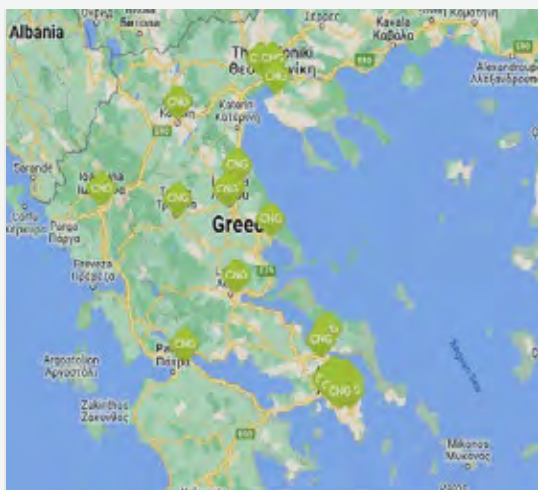
Σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-2025 της ΕΔΑ ΘΕΣΣ, έχουν ενταχθεί απομακρυσμένες περιοχές προς τροφοδότηση με Εικονικό Αγωγό CNG, σύμφωνα με την Απόφαση ΡΑΕ 643/02.07.2018 «Πλαίσιο Ανάπτυξης Απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής με χρήση Συμπιεσμένου/Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου» (ΦΕΚ Β' 3334/10.08.2018), όπως τροποποιήθηκε με την Απόφαση ΡΑΕ 633 «Τροποποίηση της απόφασης ΡΑΕ 643/2018 Πλαίσιο Ανάπτυξης Απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής με χρήση Συμπιεσμένου/Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου». (ΦΕΚ 4271/Β/16.9.2021).

Το Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2022-2031 της ΔΕΣΦΑ προτείνει σταθμό CNG σε συνδυασμό με το έργο «Μετρητικό και Ρυθμιστικό Σταθμό στην περιοχή της Πορείας» ώστε να τροφοδοτηθεί με συμπιεσμένο φυσικό αέριο η περιοχή των Γρεβενών. Το αέριο θα μεταφερθεί στο σταθμό CNG μέσω

του αγωγού ΤΑΡ. Η έναρξη λειτουργίας του έργου προβλεπόταν για τον Νοέμβριο 2022, ενώ η ένταξη στο Σύστημα τον Ιανουάριο 2023 [85].

Έως το 2022 είχαν τεθεί σε λειτουργία 26 πρατήρια ανεφοδιασμού οχημάτων με CNG, όπως φαίνεται στον ακόλουθο χάρτη [86].

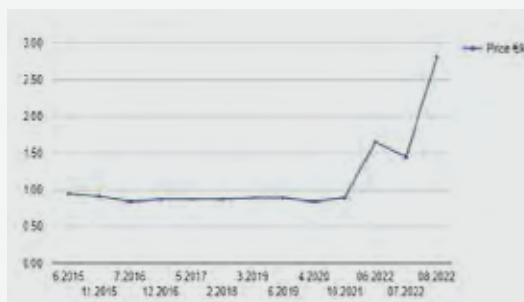
Χάρτης 16: Δίκτυο Πρατηρίων CNG



Πηγή: NGVA

κατά μέσο όρο 40 – 60% πιο φθινό απ' ό,τι το πετρέλαιο ή τη βενζίνη, ανάλογα με τις εγχώριες αγορές. Το Διάγραμμα 80 παρουσιάζει την εξέλιξη των τιμών συμπιεσμένου φυσικού αερίου στην Ελλάδα από τον Ιούνιο 2015 έως τον Αύγουστο 2022, όπου παρατηρείται σημαντική αύξηση των τιμών κατά 175% για το ίδιο διάστημα [87].

Διάγραμμα 80: CNG τιμές στην Ελλάδα



Πηγή: CNG Europe

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)» [88], κατ' ανάθεση της ΡΑΕ, 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 αποτελεσματικής εκπαίδευση του προσωπικού, που θα χειρίζονται τις εγκαταστάσεις στις πόλεις των δύο Περιφερειών με σκοπό την ασφάλη 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.

5.2.6.14 Μικρής Κλίμακας εφαρμογές LNG/ Ναυτιλία

Το πρόγραμμα Poseidon Med II συνέβαλλε καθοριστικά στην αυξανόμενη υιοθέτηση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) ως ναυτιλιακού καυσίμου στις θαλάσσιες μεταφορές της Ανατολικής Μεσογείου. Το Poseidon Med II, ήταν ένα ευρωπαϊκό πρόγραμμα με συνολική διάρκεια 6 έτη, από τον Ιούνιο του 2015 έως τον Δεκέμβριο του 2021 και συνολικό προϋπολογισμό € 53.279,405, το οποίο συγχρηματοδοτήθηκε κατά 50% από τον Μηχανισμό χρηματοδότησης της Ευρωπαϊκής Ένωσης «Συνδέοντας την Ευρώπη».

Στο πρόγραμμα συμμετείχαν τρεις χώρες, Ελλάδα, Κύπρος και Ιταλία, και έξι ευρωπαϊκοί λιμένες (Πειραιάς, Πάτρα, Ηράκλειο, Ηγουμενίτσα, Λεμεσός και Βενετία), και ο τερματικός σταθμός LNG στη Ρεβυθούσα. Την ευθύνη Συντονιστή του προγράμματος είχε η ΔΕΠΑ Εμπορίας, ενώ ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου ΔΕΣΦΑ έχει ρόλο Τεχνικού Συντονιστή.

Ειδικότερα, το Poseidon Med II συνέβαλε στη θέσπιση ενός Ρυθμιστικού και Νομοθετικού πλαισίου για την εφαρμογή ασφαλών δραστηριοτήτων ανεφοδιασμού LNG στους ελληνικούς λιμένες που οδήγησε στο σχετικό Προεδρικό Διάταγμα του 2019. Ήδη από το 2020, το Ελληνικό υπουργείο Ναυτιλίας, έδωσε το «πράσινο φως» στον Λιμένα του Πειραιά για να ξεκινήσει εργασίες ανεφοδιασμού με LNG, είτε από πλοίο σε πλοίο, είτε από φορτηγό σε πλοίο, εφόσον συντρέχουν οι απαραίτητες επενδύσεις. Επίσης, υποστήριξε την προετοιμασία ενός Πρακτικού Οδηγού Ασφάλειας για τις Λιμενικές Αρχές κατά τις εργασίες ανεφοδιασμού με LNG.

Σημαντική ήταν η συμβολή του Poseidon Med II, στον Τερματικό Σταθμό της Ρεβυθούσας, όπου λόγω της σπουδαιότητάς του στην ολοκλήρωση της εφοδιαστικής αλυσίδας της ευρύτερης περιοχής, χρηματοδότησε τις μελέτες για την υλοποίηση της κατασκευής ενός σταθμού φόρτωσης φορτηγών LNG, καθώς και μιας νέας προβλήτας ssLNG για την εξυπηρέτηση μικρών σκαφών τροφοδοσίας/ ανεφοδιασμού χωρητικότητας μεταξύ 1.000 m³ και 30.000 m³, που αναμένονταν να τεθούν σε λειτουργία κατά το πρώτο εξάμηνο του 2022 και 2023 αντίστοιχα.

Σε ό,τι αφορά τους λιμένες του Πειραιά, της Πάτρας, του Ηρακλείου και της Ηγουμενίτσας, το Poseidon Med II χρηματοδότησε τις μελέτες για την ανάπτυξη υποδομών LNG μικρής κλίμακας (ssLNG), συμπεριλαμβανομένων των master plans για τις εγκαταστάσεις ανεφοδιασμού LNG εντός των λιμένων.

Ακόμα, το πρόγραμμα χρηματοδότησε τα σχέδια μετατροπής δέκα συμβατικών πλοίων και για πέντε εκ των οποίων υλοποιήθηκε και ο λεπτομερής σχεδιασμός, καθώς και τον σχεδιασμό δύο νέων RO-PAX ferries, ενός συμβατικού και ενός καινοτόμου που θα χρησιμοποιούν LNG ως καύσιμο.

Η υιοθέτηση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) ως ναυτιλιακού καυσίμου συμβάλλει στη συμμόρφωση με τα όλο και αυστηρότερα περιβαλλοντικά πρότυπα, συμπεριλαμβανομένων των κανονισμών του IMO 2020 και των στόχων της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας [89]

5.2.6.15 Μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο

Η Helleniq Energy και η Edison κατέληξαν σε επενδυτική απόφαση για την κατασκευή της νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου της κοινής τους εταιρείας Elpedison στη Θεσσαλονίκη. Το CCGT, ισχύος 826 MW, είναι από τα πρώτα εργοστάσια

ηλεκτροπαραγωγής της νέας γενιάς που αδειοδοτήθηκε από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας το 2019 αλλά μέχρι σήμερα οι μέτοχοι της εταιρείας δεν έχουν προχωρήσει στη λήψη της επενδυτικής απόφασης. Η μονάδα είναι πλήρως αδειοδοτημένη ως προς τις περιβαλλοντικές, πολεοδομικές και άλλες απαιτήσεις και όπως όλα δείχνουν θα είναι η τελευταία που θα ξεκινήσει να κατασκευάζεται έναντι των υπολοίπων της ίδιας κλάσης. Αξίζει να υπενθυμίσουμε ότι βρίσκεται ήδη σε δοκιμαστική λειτουργία το CCGT 826 MW της Mytilineos στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας, κατασκευάζεται επίσης η «Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής» των 877 MW των ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ – MOTOR OIL, ενώ πρόσφατα ΔΕΗ, ΔΕΠΑ Εμπορίας και Damco Energy έλαβαν την επενδυτική απόφαση για την κατασκευή της μονάδας φυσικού αερίου ισχύος 840 MW στην Αλεξανδρούπολη. Σύμφωνα με πληροφορίες, οι μέτοχοι της Elpedison αναμενόταν μέχρι τον Μάιο του 2023 να λάβουν την επενδυτική απόφαση για το CCGT της Θεσσαλονίκης.

Πίνακας 14: Νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο στην Ελλάδα

Μονάδες	Εταιρείες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Φάση Υλοποίησης
CCGT Θεσσαλονίκης	Elpedison	826	Αναμονή για Τελική Επενδυτική Απόφαση
CCGT Αγίου Νικολάου Βοιωτίας	Όμιλος Μυτιληναίου	826	Σε δοκιμαστική λειτουργία
Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής	ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ – MOTOR OIL	877	Υπό κατασκευή
CCGT Αλεξανδρούπολης	ΔΕΗ, ΔΕΠΑ Εμπορίας και Damco Energy	840	Υπό κατασκευή

Πηγές: Ιστοσελίδες εταιρειών, IENE

Ο πόλεμος στην Ουκρανία και η απεξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο δημιούργησαν την ανάγκη σε όλη την Ευρώπη για την εξασφάλιση εναλλακτικών πηγών προμήθειας του συγκεκριμένου ορυκτού καυσίμου μέχρι την πράσινη μετάβαση. Συνεπώς οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο κερδίζουν έδαφος και για την κάλυψη του ενεργειακού κενού της Ευρώπης.

Πέρα, όμως, από τις ανατροπές στον ενεργειακό σχεδιασμό της Ευρώπης, οι οποίες ευνοούν τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής φυσικού αερίου, στην Ελλάδα προστίθεται και άλλος ένας λόγος για το «κλείδωμα» της επενδυτικής απόφασης των μετόχων της Elpedison. Οι υπάρχουσες μονάδες φυσικού αερίου των ανεξάρτητων παραγωγών κλείνουν 20 χρόνια ζωής. Το ίδιο ισχύει και για τη μονάδα της ΔΕΗ στην Κομοτηνή. Σύμφωνα με στελέχη της αγοράς, αυτά τα εργοστάσια, όταν θα χτιστούν τα νέα, σταδιακά θα αποσύρονται. Σε διάστημα τριετίας/τετραετίας, θα λειτουργούν αρχικά ως επικουρικές μονάδες μέχρι που τελικά θα «σβήσουν» τα φουγάρα τους. Άρα, υπάρχει διαθέσιμος χώρος για την ανάπτυξη νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής υψηλότερης απόδοσης και με χαμηλότερο κόστος λειτουργίας. Αυτός ήταν και ένας ακόμη λόγος για τον οποίο η Elpedison φαίνεται να οδηγείται στη λήψη της επενδυτικής απόφασης για την κατασκευή της νέας μονάδας στη Θεσσαλονίκη.

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 [90].

Στην Ελλάδα το Target Model ολοκληρώθηκε με την έναρξη λειτουργίας του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας την 1 Νοεμβρίου 2020.

Τα τελευταία χρόνια γίνεται μια συνεχής προσπάθεια αξιοποίησης του δυναμικού ΑΠΕ, με σκοπό την ικανοποίηση των δεσμεύσεων της χώρας για την υψηλότερη διείσδυση αυτών στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αλλά και την αξιοποίηση εγχώριου δυναμικού για την διασφάλιση ενεργειακού εφοδιασμού. Η έμφαση δίνεται σε τεχνολογίες υψηλής εμπορικής ωριμότητας και εγχώριου δυναμικού (π.χ. αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά), οι οποίες έχουν προσελκύσει υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι σταθμοί φυσικού αερίου και ΑΠΕ έχουν αρχίσει να αντικαθιστούν μεγάλο μέρος της λιγνιτικής παραγωγής, με αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή κατά την τελευταία δεκαετία λόγω των ΑΠΕ.

Το προκαταρκτικό Σχέδιο Μεταρρύθμισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με διακριτό τίτλο «Market Reform Plan», υποβλήθηκε από την Ελληνική Πολιτεία στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Ιούλιο του 2021. Το Νοέμβριο του 2021 οι ελληνικές αρχές έλαβαν τις Απόψεις της Επιτροπής (με το υπ' αριθμ. C (2021) 8532 final/29.11.2021 έγγραφο) επί του αρχικού σχεδίου, οι οποίες στη συνέχεια τέθηκαν υπόψη των αρμόδιων φορέων και Διαχειριστών. Εντός του 2022 υποβλήθηκε το τελικό κείμενο του Σχεδίου Μεταρρύθμισης από την Ελληνική Πολιτεία στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ωστόσο σημαντικές εκκρεμότητες παραμένουν προς διευθέτηση από το λεγόμενο Σχέδιο Μεταρρύθμιση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αποτυπώνονται στην Έκθεση Πεπραγμένων της ΡΑΕ για το 2021 [59].

Πίνακας 15: Περιληπτική αποτύπωση του Market Reform Plan

Market Reform Plan	
Part A. Actions for the Wholesale Markets	
1. Distinction of Balancing Energy and Energy due to Re-dispatching → early 2022	9. Resumption of the possibility of BSPs to submit Balancing Energy bids with negative prices → end 2021 linked to A1
2. Distinct portfolio-based reserves market establishment → to explore	10. Participation of RES units in the Electricity Markets having full balancing responsibilities → early 2022
3. Participation of Demand Response in the wholesale markets → early 2022	11. Activation of scarcity pricing mechanism → to explore
4. Participation of storage in the wholesale markets → end 2022	12. Exploration (pros/cons) portfolio-based bidding in DAM and IDM and nomination platforms → to explore
5. Participation of dispatchable RES units and RES portfolios as BSPs in the Balancing Market → early 2022	13. Exploration of self-scheduling and central dispatch → to explore
6. Launch of Complementary Regional Intraday Auctions (CRIDAs) → 2021	14. Participation in the EU balancing platforms (MARI/PICASSO) → 2024
7. Participation of Traders in the Intraday market - Launch of Intraday PTR Auctions for non-EU bidding zone borders → 2022, conditional	15. 70% target (margin available for cross-zonal trade) → mid or end 2022
8. Launch of Continuous Intraday Coupling → 2022	16. TSO-DSD Coordination Platform → 2024
Part B. Interconnections and grid reinforcement	
1. Cross-border interconnection projects	4. Reinforcement of transmission system
1. New interconnection Greece-Bulgaria → 2022	1. Completion of the 400 kV backbone Peloponnese → high priority
2. Italy (pre-feasibility studies)	2. Compensation and stability enhancement → Q1 2022
3. North Macedonia (feasibility study)	3. Rouf EHV S/S
4. Turkey (pre-feasibility study)	4. Argynroupoli EHV S/S
5. Albania (very preliminary)	5. Filippi-Santa
2. Southeast Electricity Network Coordination Centre (SEleNe CC)	6. Newrokopi etc.
3. Islands interconnection projects	7. Kerkyra
1. Crete Phase 1 → operational	8. Halkidiki
2. Crete Phase 2 → mid 2023	9. Katerini and others
3. Skiathos → end 2022	10. South Ionian loop
4. Cyclades Phase D → 2024	11. Various others
5. Dodecanese → 2028	
6. North East Aegean islands → before 2030	

Πηγή: ΡΑΕ

5.3.1 Προσφορά και Ζήτηση

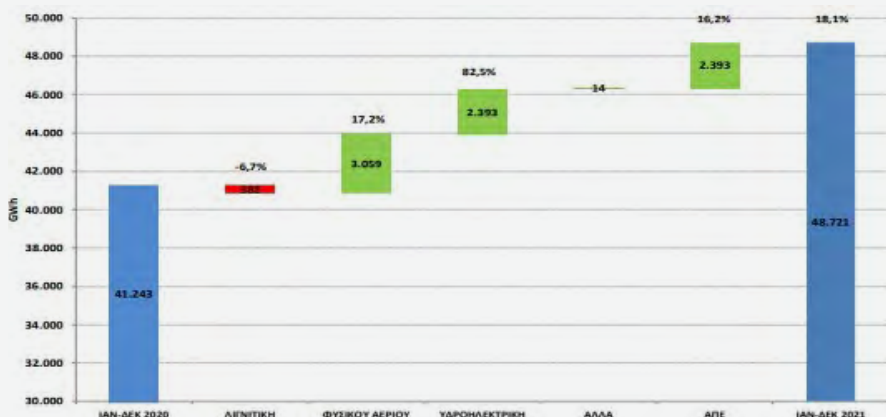
Ως γνωστόν, οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτισαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στην ανάπτυξη της ΔΕΗ. Το 2019, κάλυψαν το 20% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα, ενώ το 2021 το ποσοστό τους έπεσε στο 10%. Η κυριαρχία τους έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως αιολική και ηλιακή ενέργεια, και του φυσικού αερίου.

Ηλεκτροπαραγωγή

Το 2021 η Ελλάδα παρήγαγε 48,7 TWh ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα, σημειώνοντας μία αύξηση της τάξεως του 18,13% από τα επίπεδα του 2020. Το φυσικό αέριο ήταν η μεγαλύτερη πηγή ενέργειας όσον αφορά την εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή, με 20,9 TWh το 2021, ακολουθούμενο από τις ΑΠΕ, οι οποίες αύξησαν το μερίδιό τους από τις 14,8 TWh το 2020 στις 17,2 TWh το 2021. Αξιοσημείωτη είναι η συρρίκνωση της συνεισφοράς του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή την τελευταία διετία, από τις 5,7 TWh το 2020 σε 5,3 TWh το 2021 (Διαγράμματα 81, 82) [91]. Για την περίοδο Ιανουάριος 2022 – Δεκέμβριος 2022 παράχθηκαν 47,2 TWh στο διασυνδεδεμένο Σύστημα και το Δίκτυο, παρουσιάζοντας μείωση κατά 3,12%, ενώ το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε τις 50,675 GWh [92].

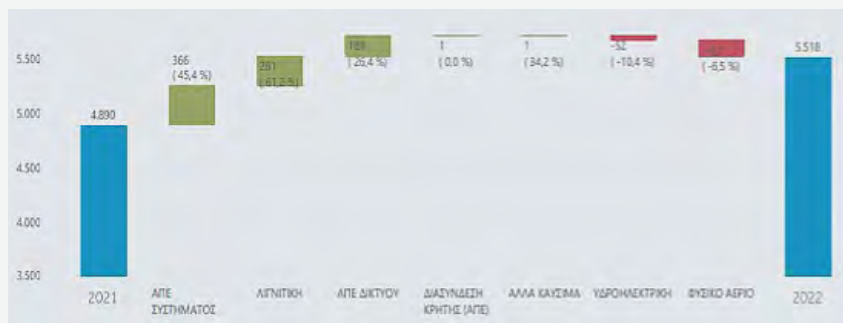
Η συμβολή των διαφόρων πηγών για τη διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας διαφοροποιείται τα τελευταία τρία χρόνια, όπως φαίνεται από τα παρακάτω διαγράμματα. Το 2022 οι ΑΠΕ κυριάρχησαν στο μείγμα με ποσοστό 38,8% εκτοπίζοντας το φυσικό αέριο στη δεύτερη θέση με ποσοστό 35,4%, παρατηρείται επίσης μείωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από υδροηλεκτρικούς σταθμούς σε σχέση με το 2021 και μικρή αύξηση της παραγωγής από λιγνίτη, ενώ οι καθαρές εισαγωγές παρέμειναν στα ίδια επίπεδα.

Διάγραμμα 81: Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2020-2021



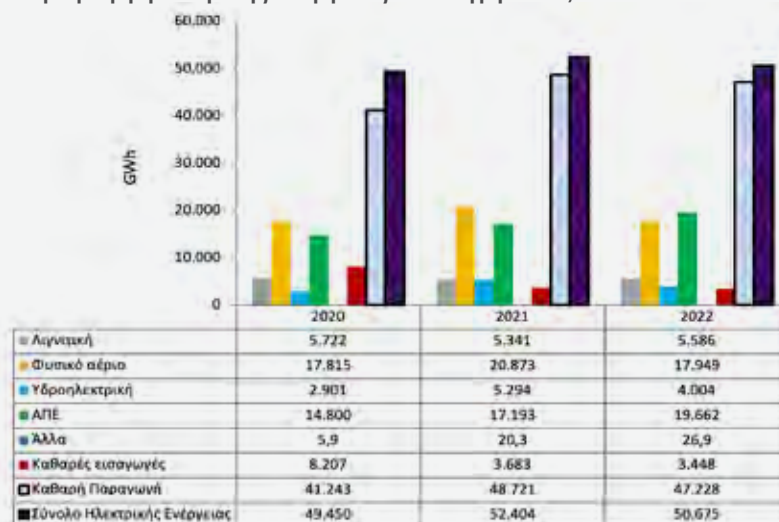
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 82: Μεταβολή καθαρής παραγωγής (GWh) 2021- 2022



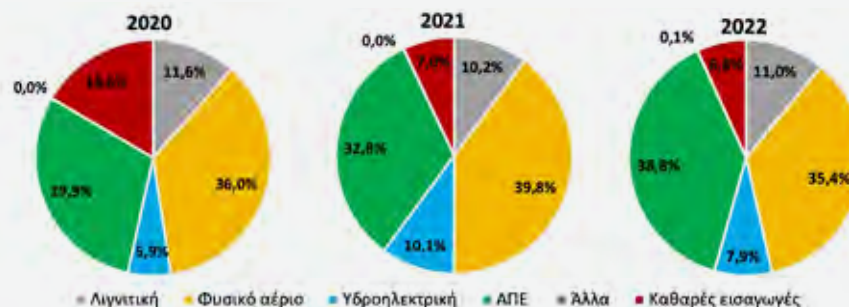
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 83: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή 2020, 2021 & 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 84: Μερίδιο πηγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2020, 2021 και 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σχετικά με το μερίδιο των διάφορων μορφών ενέργειας στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή το 2022 παρατηρείται μείωση του ποσοστού του φυσικού αερίου κατά 5 μονάδες, υποχωρώντας στο 38%, ενώ επιταχύνθηκε η διείσδυση των ΑΠΕ από 35,3% το 2021 στο 41,6% το 2022. Περαιτέρω, ο λιγνίτης αύξησε το ποσοστό του στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής κατά σχεδόν μία μονάδα, φτάνοντας στο 11,8% το 2022.

Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, η χρονιά που πέρασε αποτελεί ορόσημο καθώς ανατράπηκε η εικόνα των προηγούμενων χρόνων, όπου το μεγαλύτερο μερίδιο στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή καταλάμβανε το φυσικό αέριο και προηγούμενα ο λιγνίτης. Έτσι, το 2022, οι ΑΠΕ ανέβηκαν στην κορυφή, με μερίδιο 41,6% και παραγωγή 19,7 TWh. Τη δεύτερη θέση κατέλαβε το φυσικό αέριο με 38% και 17,9 TWh και την τρίτη ο λιγνίτης με 11,8% και 5,6 TWh. Ακολούθησαν υδροηλεκτρικά με 8,5% και 4 TWh.

Αθροιστικά το μερίδιο των ΑΠΕ και των υδροηλεκτρικών έφτασε το 50,1% συνολικά, ξεπερνώντας έστω και ελάχιστα το άθροισμα της συμμετοχής όλων των ορυκτών καυσίμων, το οποίο διαμορφώθηκε στο 49,9%, γεγονός που καθιστά «καθαρές» τις περισσότερες κιλοβατώρες που παρήχθησαν το 2022.

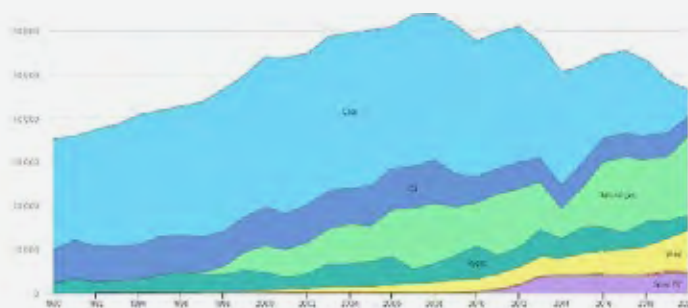
Συγκριτικά με το 2021, το μερίδιο του αερίου μειώθηκε λίγο περισσότερο από 4%, καθώς το 2021 είχε καταλάβει την κορυφή με 42,8%. Η μείωση της χρήσης του αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί θετική ένδειξη, στην προοπτική επίτευξης του στόχου για μείωση κατά 15% της κατανάλωσης αερίου, που έχουν αναλάβει σε εθελοντική βάση όλα τα κράτη-μέλη για τη φετινή χειμερινή περίοδο

Διάγραμμα 85: Μερίδιο πηγών στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2020, 2021 και 2022



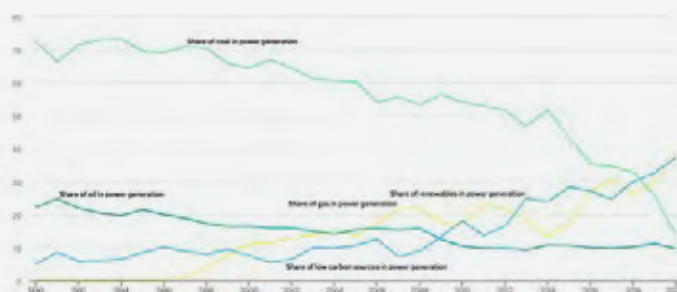
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 86: Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα GWh, 1990-2020



Πηγή: IEA

Διάγραμμα 87: Μερίδια πηγών στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 1990-2020



Πηγή: IEA

Εγκατεστημένη Ισχύς

Το 2021, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανήλθε στα 20,1 GW, σημειώνοντας μία άνοδο της τάξεως του 2,1% από τα επίπεδα του 2020 (19,7 GW). Οι ΑΠΕ ήταν η μόνη πηγή ηλεκτροπαραγωγής που σημείωσε αύξηση στην εγχώρια εγκατεστημένη ισχύ στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2021, σε σύγκριση με το 2020, καταγράφοντας νέα εγκατεστημένη ισχύ της τάξεως των 1500 MW και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 8,9 GW. Η εγχώρια εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου και των υδροηλεκτρικών μονάδων παρέμειναν στα ίδια επίπεδα, ενώ η λιγνιτική ισχύς μειώθηκε κατά 27,9% το 2021 σε σχέση με το 2020, όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 88. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ για το 2022, σύμφωνα με το τελευταίο διαθέσιμο Δελτίο του ΔΑΠΕΕΠ [93], αυτή έφτασε τα 10.173 MW στο διασυνδεδεμένο σύστημα, ενώ παρατηρείται την τελευταία διετία (2021-2022) αμετάβλητη η ισχύς των λιγνιτικών μονάδων, όπως και των υδροηλεκτρικών, με την ισχύ των μονάδων φυσικού αερίου να αυξάνεται το 2022 [92].

Διάγραμμα 88: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο 2020, 2021 και 2022



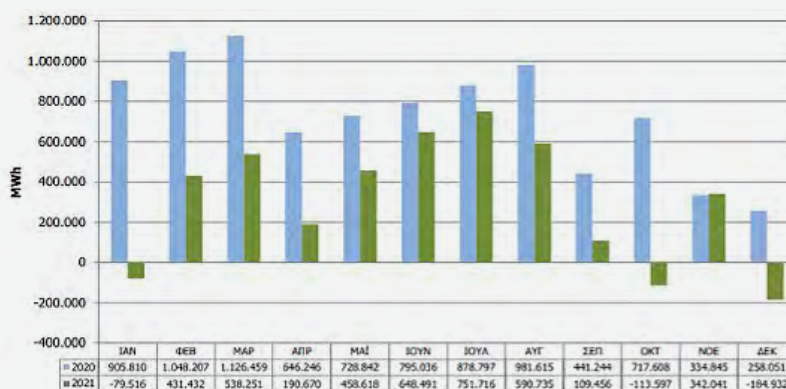
Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ

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 2022-2031 [94], το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα πληροί το στόχο του ποσοστού διασυνδεσιμότητας 10% που έχει τεθεί για το 2020, ενώ με βάση τα προβλεπόμενα μελλοντικά έργα διασυνδέσεων που βρίσκονται σε φάση υλοποίησης (ολοκλήρωση της 2ης διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Βουλγαρίας), θα πληροί και το στόχο του 15% πριν από το 2025. Για το έτος 2030 το ποσοστό διασυνδεσιμότητας διαμορφώνεται σε 19,2% στο σενάριο υλοποίησης μόνο του πρώτου σταδίου και σε 15,4% στο σενάριο που δεν υλοποιείται κανένα στάδιο του ΕΚΕ διασύνδεσης Ελλάδας – Κύπρου.

Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ανήλθαν σε 8,4 TWh το 2021, μειωμένες κατά 21,6% σε σχέση με το 2020, κυρίως από τη Βουλγαρία, την Αλβανία και τη Βόρεια Μακεδονία. Αντίστοιχα, οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2021 ανήλθαν σε 4,8 TWh, αυξημένες κατά 156% σε σχέση με το 2020, κυρίως προς την Ιταλία, την Αλβανία και την Βόρεια Μακεδονία. Η Ελλάδα είναι καθαρός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας εδώ και πολλά χρόνια με τις συνολικές καθαρές εισαγωγές να ανέρχονται σε περίπου 3.65 TWh το 2021, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Αξίζει να αναφερθεί ότι μία δεύτερη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας είναι υπό ανάπτυξη, η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το 2023. Το συγκεκριμένο έργο είναι εξαιρετικής σημασίας για την πραγματική επίτευξη σύζευξης των αγορών των δύο χωρών και αναμένεται να αυξήσει σημαντικά την διασυνδεσιμότητα της Ελλάδας προς τον ελάχιστο κοινό ευρωπαϊκό στόχο του 15% μέχρι το 2030 [91].

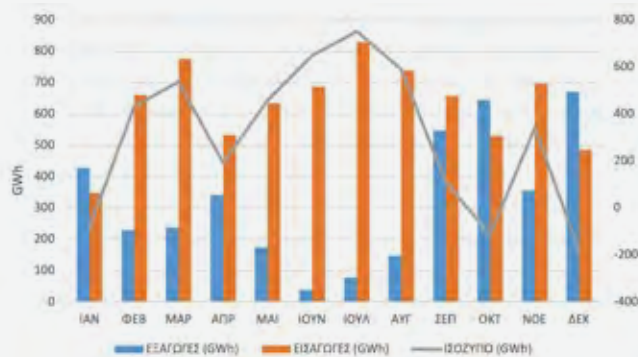
Διάγραμμα 89: Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2020-2021



Σημείωση: Το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις υπολογίζεται ως η διαφορά («Πραγματικές Ροές Εισαγωγών»-» Πραγματικές Ροές Εξαγωγών») για όλες τις διασυνδέσεις.

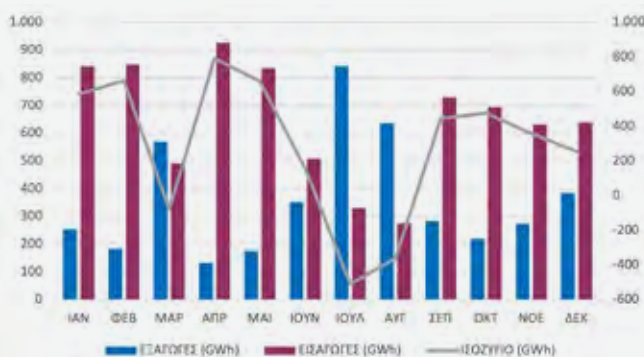
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 90: Εξέλιξη φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας 2021



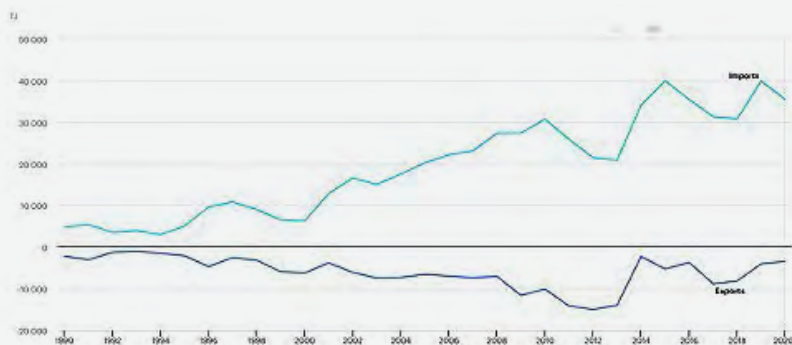
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 91: Εξέλιξη φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 92: Εξέλιξη εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1990-2020



Πηγή: ΙΕΑ

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σταθερά μέχρι το ανώτατο επίπεδο των 58,8 TWh το 2008, ακολουθούμενη από πενταετή περίοδο μείωσης από το 2009 έως το 2013, ως συνέπεια της οικονομικής κρίσης. Το 2020, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της χώρας (44.906 GWh) παρουσίασε αισθητή μείωση σε σχέση με το 2019 (46.969 GWh) κατά 4,4%, κυρίως λόγω της πανδημίας COVID-19 και των περιοριστικών μέτρων που εφαρμόστηκαν.

Η κατανάλωση έχει ανακάμψει και το 2021 η Ελλάδα κατανάλωσε 52,4 TWh ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Διάγραμμα 93) [91]. Για το 2022 καταγράφεται περαιτέρω μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

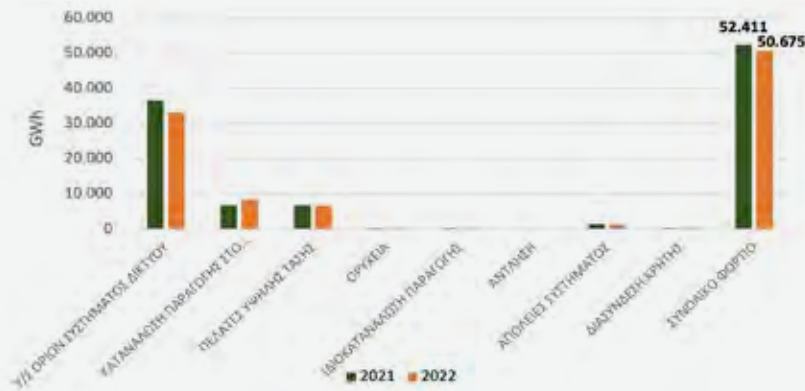
Διάγραμμα 93: Μεταβολή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) στο διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2020-2021



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

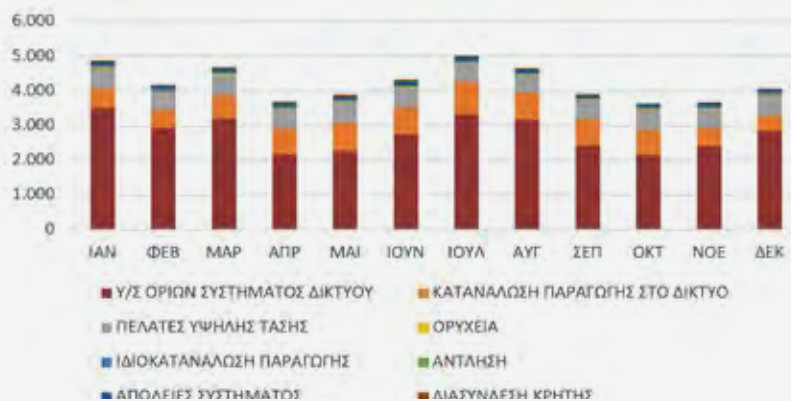
Όπως προκύπτει από τα Διαγράμματα 94 και 95 η ετήσια μεταβολή της κατανάλωσης ρεύματος μειώνεται και ειδικότερα από τον Ιούλιο του 2022, επομένως όλο το δεύτερο μισό του 2022 καταγράφηκε πτώση στη ζήτηση για ρεύμα. Όσον αφορά τον Δεκέμβριο, σε απόλυτους αριθμούς η μεγαλύτερη μείωση σημειώθηκε στο δίκτυο 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 2022.

Διάγραμμα 94: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh) 2021 και 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

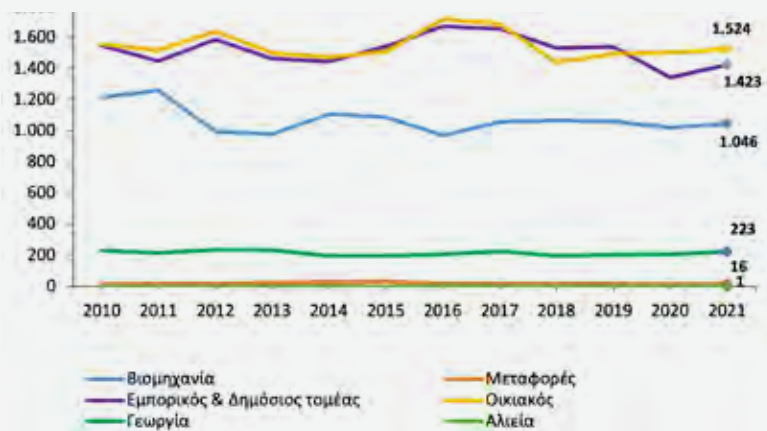
Διάγραμμα 95: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κατηγορία πελατών (GWh), ανά μήνα 2022



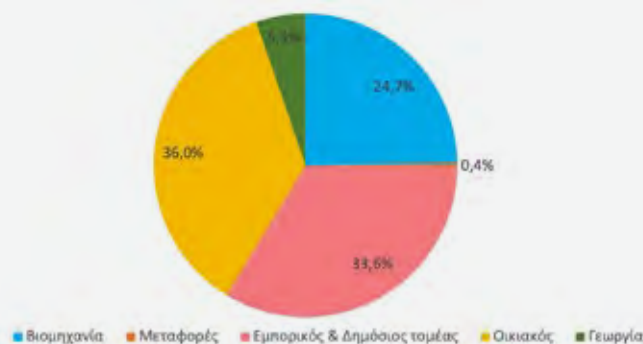
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat, ο οικιακός τομέας ήταν ο κλάδος που κατανάλωσε την περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 36,8% της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού το 2021 (Διάγραμμα 96). Ακολούθησε ο εμπορικός τομέας με 32,8% και ο κλάδος της βιομηχανίας με 24,9%. Άλλοι τομείς (δηλ. άλλοι ενεργειακοί τομείς, αλλά και οι μεταφορές) αντιπροσώπευαν μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Διάγραμμα 96: Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 2010-2021 (χιλιάδες τόνοι)



Διάγραμμα 97: Ποσοστιαία κατανομή κλάδων στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2021



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, η οποία επετεύχθη την τελευταία δεκαετία, 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.

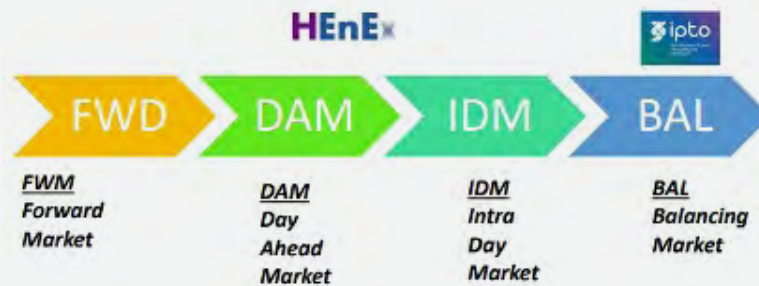
Ο Νόμος 4512/2018 και συγκεκριμένα το Μέρος Γ «Χρηματιστήριο Ενέργειας», όρισε τις ακόλουθες αγορές:

- 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.

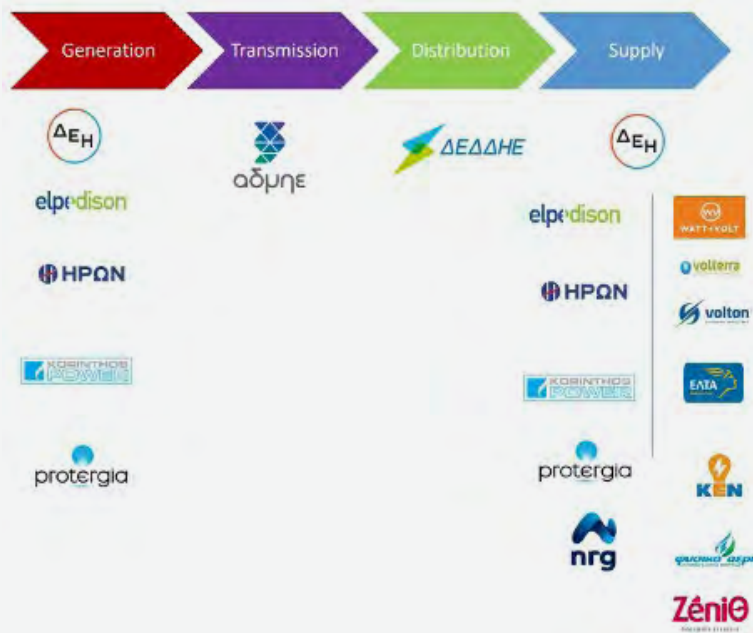
- Αγορά επόμενης ημέρας (Day Ahead Market): Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών η/ε με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα. Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται επίσης και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων, είτε εκτός αυτής. Παράλληλα, θα πραγματοποιηθεί 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 [95].

Διάγραμμα 98: Ενεργειακές Αγορές βάσει Μοντέλου Στόχου



Διάγραμμα 99: Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας



Χονδρεμπορική Αγορά

Παρά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η καθιερωμένη κρατική εταιρεία ηλεκτρισμού ΔΕΗ εξακολουθεί να κυριαρχεί στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει η ΔΕΗ ανερχόταν σε 10,4 GW το 2021 και αντιπροσώπευε περίπου το 49% της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα [96]. 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 244.000 χιλιομέτρων και Υψηλής Τάσης μήκους περίπου 1.000 χιλιομέτρων), του οποίου Διαχειριστής είναι η κατά 100% θυγατρική της εταιρεία ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.

Το 2021, η ΔΕΗ παρήγαγε 26 TWh, οι οποίες μαζί με τις 1,0 TWh που εισήγαγε, κάλυψαν το 43,7% της συνολικής ζήτησης. Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια προήλθε από λιγνίτη (20,5%), πετρέλαιο (15,3%), φυσικό αέριο (42,4%), υδατικούς πόρους (20,4%) και ΑΠΕ (1,4%). [96].

Σύμφωνα με Δελτία του ΑΔΜΗΕ, οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρεμπορική αγορά αυξήθηκαν σημαντικά το 2021, κυρίως στο δεύτερο εξάμηνο του 2021 και εκτοξεύτηκαν το 2022 ως συνέπεια της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία. Συγκεκριμένα, από τα 46,5 €/MWh η μεσοσταθμική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2020, οι τιμές έφτασαν στις 119,9 €/MWh το 2021 και εκτινάχτηκαν στα 283,3 €/MWh το 2022 [97].

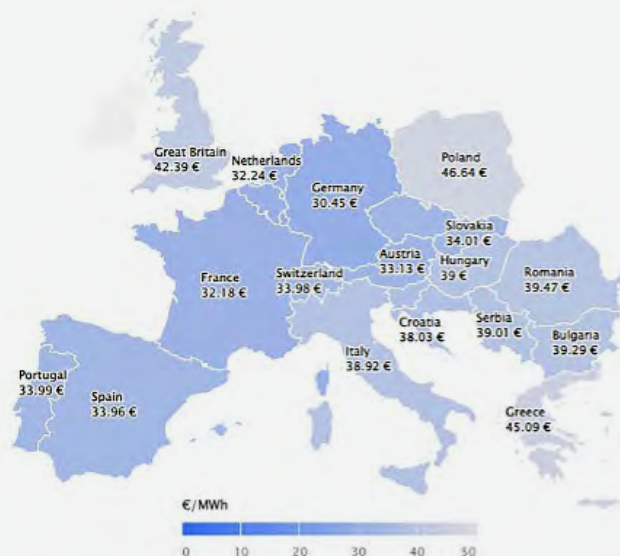
Όμως, η ελληνική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021 κατατασσόταν στις υψηλότερες στην Ευρώπη, στα 116,44 €/MWh, ενώ για το 2020, η αντίστοιχη τιμή ήταν στα 45,09 €/MWh (Χάρτες 17 και 18).

Διάγραμμα 100: Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερησία Αγορά) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, 2015 έως 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Χάρτης 17: Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2020

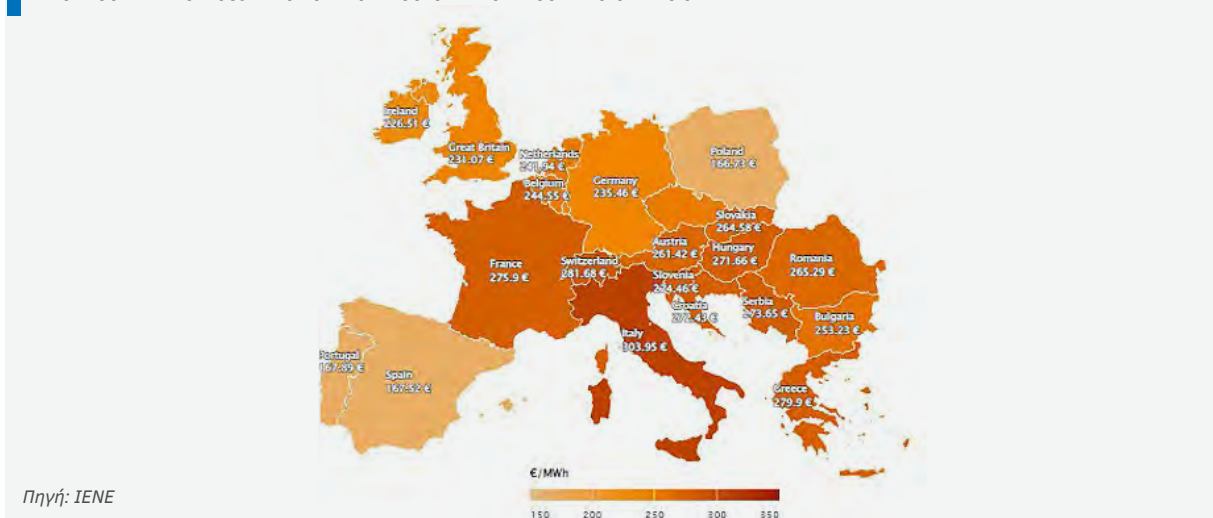


Χάρτης 18: Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021



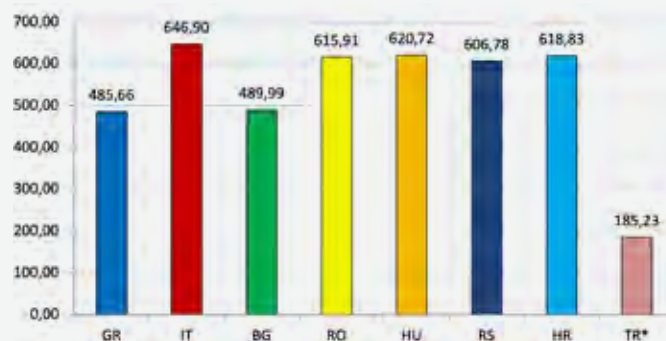
Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία στις 24 Φεβρουαρίου 2022, σηματοδότησε την αρχή μιας περιόδου έντονης αστάθειας όσον αφορά τις τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες εκτοξεύτηκαν από την αρχή του πολέμου. Για το 2022 οι τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας ήταν ιδιαίτερα αυξημένες ως αποτέλεσμα των αυξήσεων των τιμών φυσικού αερίου λόγω του πολέμου στην Ουκρανία, όπως απεικονίζεται στον Χάρτη 19.

Χάρτης 19: Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2022



Συγκεκριμένα, την περίοδο 22- 28 Αυγούστου 2022, η Ελλάδα κατέγραψε τιμή ηλεκτρικής ενέργειας 485,66 €/MWh, με την υψηλότερη τιμή στην Νοτιοανατολική Ευρώπη να εμφανίζεται στην Ιταλία με 649,90 €/MWh (Διάγραμμα 101).

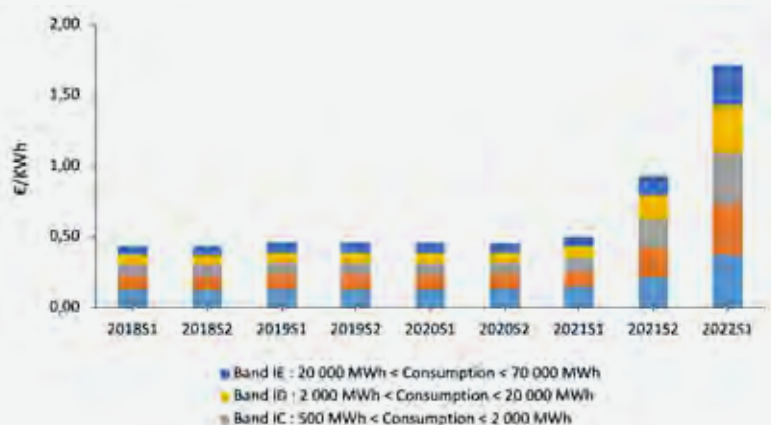
Διάγραμμα 101: Τιμές χονδρεμπορικής ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης, 22- 28 Αυγούστου 2022



* Οι χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Τουρκία βασίζονται σε ημερήσιες τιμές ισοτιμίας €-TRY από την EKT.
Πηγές: EXE, IPEX (GME), IBEX, OPCOM, HUPX, SEEPX, CROPEX, EXIST (EPIAS)

Στην Ελλάδα, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για μη οικιακούς καταναλωτές⁴¹ ανήλθε σε €0,3696/kWh (προ φόρων και εισφορών) το Α' εξάμηνο του 2022, αυξημένη κατά 84% σε σχέση με το Β' εξάμηνο του 2021 (Διάγραμμα 103).

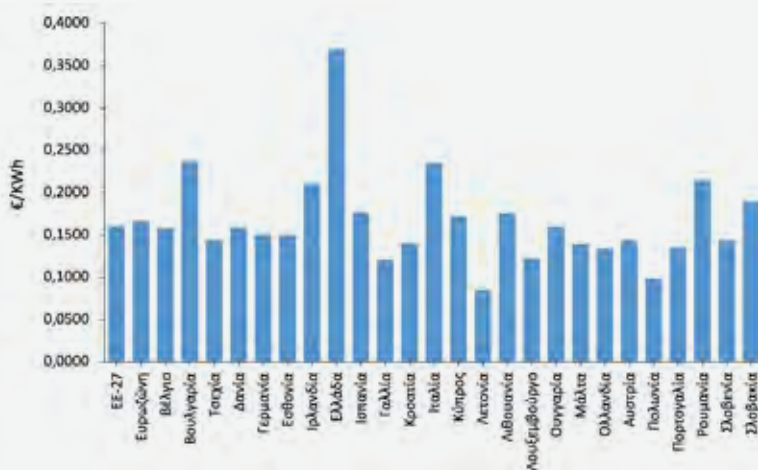
Διάγραμμα 102: Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ελλάδα, Α' Εξάμηνο 2018 – Α' Εξάμηνο 2022



Πηγή: Eurostat

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

Διάγραμμα 103: Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, Α' Εξάμηνο 2022



Πηγή: Eurostat

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

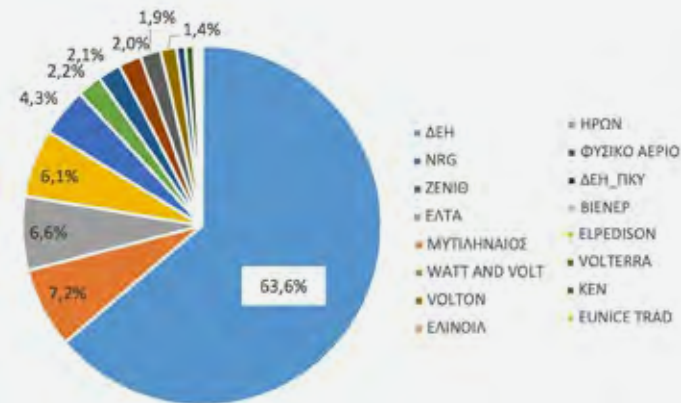
Λιανική Αγορά

Περίπου 5,8 εκατομμύρια πελάτες της ΔΕΗ κατανάλωσαν κατά το 2021 το 6,3% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που δόθηκε προς τελικούς πελάτες στην Ελλάδα, σύμφωνα με στοιχεία της Ετήσιου Απολογισμού 2021 της ΔΕΗ [96]. Σταθερά υψηλό ήταν το ποσοστό της ΔΕΗ στην αγορά προμήθειας για τους πρώτους εφτά μήνες τους 2022, φτάνοντας το 63,6% και με πολύ χαμηλότερο ποσοστό να ακολουθούν ο Μυτιληναίος, ο Ήρων και η Eipredison. Η σταθεροποίηση του μεριδίου της ΔΕΗ αποτυπώνει το κλίμα ανασφάλειας που διέπτε τους καταναλωτές εξαιτίας της ενεργειακής κρίσης και της κατακόρυφης αύξησης των τιμών.

Η ΔΕΗ παρέμεινε και το 2022 (Ιανουάριος – Ιούλιος) ο βασικός Προμηθευτής στη λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, εκπροσωπώντας το 87,02% του συνολικού αριθμού παροχών στην υψηλή τάση, το 41,18% της ΜΤ, το 65,98% της ΧΤ του Διασυνδεδεμένου Συστήματος και το 63,5% του συνόλου (Διαγράμματα 105 & 106) [92].

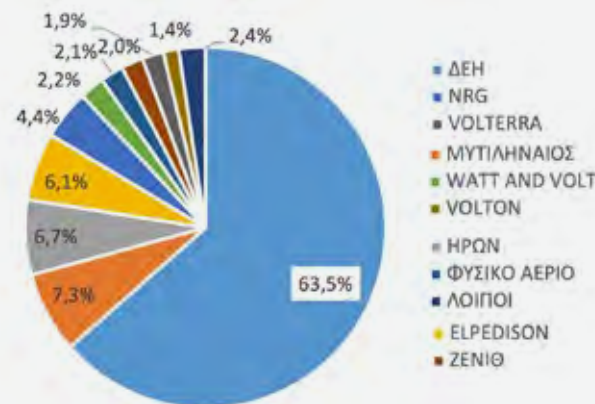
⁴¹ Αφορά καταναλώσεις μεταξύ 500 MWh και 2.000 MWh.

Διάγραμμα 104: Μερίδια προμηθευτών εκπροσώπων φορτίου, Ιανουάριος - Ιούλιος 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 105: Μερίδια εκπροσώπων φορτίου ανά επίπεδο τάσης, Ιανουάριος - Ιούλιος 2022

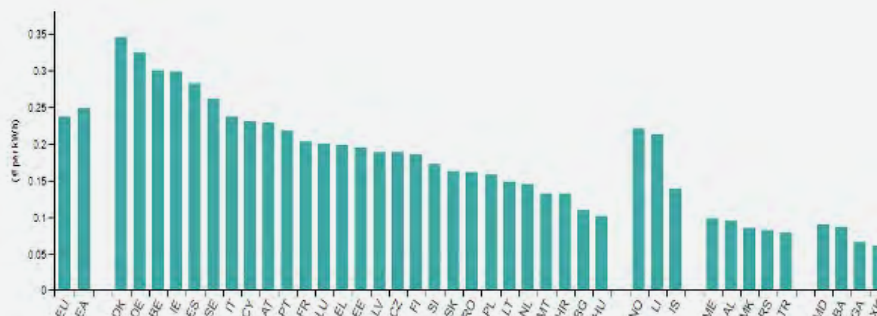


Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σύμφωνα με την Έκθεση Πεπραγμένων της ΡΑΕ για το 2020, ο δείκτης «συγκέντρωσης» της αγοράς, Herfindahl-Hirschman Index (HHI), υπολογίζεται σε 4,171 στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, εκτιμώμενος ως προς τον όγκο κατανάλωσης. Ο δείκτης βαίνει συνεχώς μειούμενος αλλά συνεχίζει να υπερβαίνει σημαντικά το όριο του 2,000 που θεωρείται όριο ανταγωνιστικής αγοράς.

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τους οικιακούς καταναλωτές, συμπεριλαμβανομένων των φόρων, για την Ελλάδα έφταναν τα 0,2305 €/KWh, όταν στην ΕΕ ο μέσος όρος ήταν 0,2525 €/KWh [98].

Διάγραμμα 106: Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακούς καταναλωτές (συμπεριλαμβανομένων φόρων), 2ο εξάμηνο 2021



Πηγή: Eurostat

5.3.3 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο), τα περισσότερα νησιά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών καθώς οι υποθαλάσσιες διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται πλέον από 23 αυτόνομα συστήματα. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη). Σύμφωνα με στοιχεία της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 1,1 GW το 2022, εκ των οποίων το 84,6% αφορούσε θερμικούς σταθμούς (Πίνακας 15) [99].

Πίνακας 16: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, Νοέμβριος 2022

Κατηγορίες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Θερμικοί Σταθμοί*	940,72
Αιολικά	108,06
Φωτοβολταϊκά**	51,45
ΦΒ Ειδικού Προγράμματος και net metering	7,09
Υβριδικός	2,95
Σύνολο	1111,57

*Τελευταία διαθέσιμα στοιχεία 2021

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

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Παρομοίως, η συνολική παραγωγή ενέργειας στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 4,6 TWh το 2021 εκ των οποίων περίπου το 7,9% αφορούσε θερμικούς σταθμούς και 2,25 TWh ως το Νοέμβριο 2022 (Πίνακας 17) [99].

Πίνακας 17: Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2021 & 2022

Κατηγορίες	2021	Ιαν. – Νοεμβρ. 2022
Θερμικοί	3.676.971	1.915.293
Αιολικά	708.242	249.269
Φωτοβολταϊκά*	206.565	82.896
Υβριδικά	4.334	4.514
Βιοαέριο	3.936	-
Σύνολο	4.600.000	2.251.972

*Δεν λαμβάνεται υπόψη η ηλεκτροπαραγωγή των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και net metering.

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

5.3.4 Τελευταίες Εξελίξεις στην Εγχώρια Αγορά Ηλεκτρισμού

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

Το έργο της διασύνδεσης των Κυκλάδων έχει χαρακτηριστεί ως έργο «γενικότερης σημασίας για την οικονομία της χώρας». Το έργο αποσκοπεί αφενός στην αύξηση της αξιοπιστίας τροφοδότησης των διασυνδεδεμένων Νήσων και αφετέρου στη μείωση του κόστους παραγωγής (υποκατάσταση πετρελαίου με άλλες πηγές ενέργειας, σε συνάρτηση με την εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος ηλεκτροπαραγωγής στην Ηπειρωτική Χώρα) [100].

Ο σχεδιασμός του έργου διαμορφώθηκε με γνώμονα την ελαχιστοποίηση της περιβαλλοντικής όχλησης επί των Νήσων. Σε αυτή την κατεύθυνση, οι νέοι υποσταθμοί επί των Νήσων έχουν χωροθετηθεί πλησίον του αιγιαλού ώστε να αποφευχθεί η κατασκευή εναέριων γραμμών μεταφοράς επί των Νήσων, ενώ η διασύνδεση των Νήσων μεταξύ τους και με το Ηπειρωτικό Σύστημα γίνεται μέσω υποβρυχίων καλωδιακών συνδέσεων υψηλής τάσης.

Σύμφωνα με τα προαναφερθέντα, ο ΑΔΜΗΕ υλοποιεί το έργο σε φάσεις [100]:

Α' Φάση

Η υλοποίηση της Α' Φάσης ολοκληρώθηκε τους πρώτους μήνες του 2018. Η Α' Φάση περιλαμβάνει τη σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο, καθώς και με τις Νήσους της Πάρου, της Μυκόνου και της Τήνου. Έπειτα από την ολοκλήρωσή της, οι μονάδες των αυτόνομων σταθμών παραγωγής τέθηκαν σε εφεδρεία εκτάκτων αναγκών και τα φορτία των Νήσων τροφοδοτούνται πλέον από το ΕΣΜΗΕ (τα φορτία της Άνδρου - Τήνου τροφοδοτούνται ήδη από το ΕΣΜΗΕ μέσω της γραμμής μεταφοράς η οποία συνδέει τη Ν. Εύβοια με την Άνδρο). Το έργο, προϋπολογισμού €264,3 εκατ. (συμπεριλαμβανομένων των προκαταρκτικών δαπανών), συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και το ΕΣΠΑ Π.Π. 2007-2013 και 2014-2020 και δανειοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων.

Β' Φάση

Η Β' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων ολοκληρώθηκε το Σεπτέμβριο του 2020. Περιλαμβάνει τη σύνδεση της Νάξου με την Πάρο και τη Μύκονο. Παράλληλα με τη Β' Φάση, προγραμματίστηκε και η αναβάθμιση της υφιστάμενης καλωδιακής σύνδεσης Άνδρος - Λιβιάδι (Νότιος Εύβοια) μήκους 14.5 km και Άνδρος - Τήνος μήκους 4km με την εγκατάσταση νέων υποβρυχίων καλωδίων εναλλασσόμενου ρεύματος XLPE 150 kV ονομαστικής ικανότητας 200 MVA, σε αντικατάσταση των υφιστάμενων καλωδίων ελαίου. Το έργο της αναβάθμισης ολοκληρώθηκε στις αρχές του 2020. Το έργο της Β Φάσης προϋπολογισμού €47,3 εκ. καθώς και το έργο της αναβάθμισης της υφιστάμενης καλωδιακής σύνδεσης Άνδρος - Λιβιάδι προϋπολογισμού €22,2 εκατ. συγχρηματοδοτούνται από την Ευρωπαϊκή Ένωση και το ΕΣΠΑ 2014-2020.

Γ' Φάση

Η Γ' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων τέθηκε σε κανονική λειτουργία με προσωρινή σύνδεση στη Σύρο τον Οκτώβριο του 2020 και με την τελική σύνδεση τον Ιούνιο του 2021. Περιλαμβάνει την πόντιση και του δεύτερου καλωδίου Λαυρίου - Σύρου, καθώς και τα απαιτούμενα έργα σύνδεσης (αυτεπαγωγές και πύλες) στο Λαύριο και στη Σύρο.

Δ' Φάση

Το 2021 ξεκίνησε η υλοποίηση της τέταρτης και τελευταίας φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων, ύψους €410 εκατ., η οποία περιλαμβάνει την διασύνδεση των νησιών της Θήρας, Μήλου, Φολεγάνδρου και Σερίφου με το ηπειρωτικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Οι διαγωνιστικές διαδικασίες για τη διασύνδεση της Θήρας ολοκληρώθηκαν και έχουν ήδη υπογραφεί οι συμβάσεις προμήθειας και εγκατάστασης για την καλωδιακή γραμμή Νάξου-Θήρας και τον Υποσταθμό & SVC Θήρας. Επίσης, προκηρύχθηκαν οι διαγωνισμοί για την διασύνδεση με το ΕΣΜΗΕ των νήσων της Μήλου, Φολεγάνδρου και Σερίφου. Η υποθαλάσσια γραμμή της Θήρας αναμένεται να ηλεκτριστεί το α' εξάμηνο του 2023 και τα υπόλοιπα νησιά εκτιμάται ότι θα διασυνδεθούν με το ΕΣΜΗΕ το α' εξάμηνο του 2024. Η ολοκλήρωση της διασύνδεσης των Κυκλάδων θα δώσει τη δυνατότητα ανάπτυξης μονάδων ΑΠΕ συνολικής ισχύος 332 MW στα νησιά, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις που αποτυπώνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2022-2031, επιτυγχάνοντας ένα πιο σταθερό, πράσινο και οικονομικό ενεργειακό μείγμα για το νησιωτικό σύμπλεγμα. Το έργο έχει εγκριθεί για συγχρηματοδότηση από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας [101].

Χάρτης 20: Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Κρήτη

Καθίσταται αναγκαία η διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ, λόγω των παρακάτω που χαρακτηρίζουν το σύστημα της Κρήτης [100]:

- Πολύ υψηλό μεταβλητό κόστος παραγωγής εξαιτίας της χρήσης πετρελαίου στους τοπικούς Σταθμούς παραγωγής, το οποίο αντανakλάται σε σημαντικότερη επιβάρυνση των καταναλωτών για κάλυψη των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ).
- Μεγάλο ετήσιο ρυθμό αύξησης του φορτίου της Νήσου. Σημειώνεται ότι το φορτίο κατά τους θερινούς μήνες καλύπτεται οριακά από τους τοπικούς Σταθμούς.
- Τη μεγάλη δυσκολία έως αδυναμία εξεύρεσης χώρων και εξασφάλιση αδειοδοτήσεων για την ενίσχυση των τοπικών Σταθμών ή την ανάπτυξη νέων.
- Το συνεχώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του πλούσιου τοπικού δυναμικού ΑΠΕ, η διείσδυση των οποίων στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της Νήσου περιορίζεται εξαιτίας των τεχνικών περιορισμών (κυρίως σημαντικών ζητημάτων ευστάθειας τα οποία είναι δυνατό να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης).
- Χαμηλό επίπεδο αξιοπιστίας τροφοδότησης, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις βλαβών στο σύστημα παραγωγής.

Η διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου αποτελεί την πρώτη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ. Το έργο αποτελείται από την κατασκευή της διασύνδεσης 150 kV AC 2x200 MVA μεταξύ Κρήτης και Πελοποννήσου. Το έργο περιλαμβάνει δύο υποβρύχια καλώδια μήκους 135 km έκαστο, αναβαθμίσεις υφιστάμενων και κατασκευή νέων εναέριων γραμμών μεταφοράς, υπόγεια καλώδια και υποσταθμούς στην Πελοπόννησο και Κρήτη, σύστημα ελεγχόμενης σύγχρονης αντιστάθμισης αέργου ισχύος (STATCOM) στο Ηράκλειο. Τα σημεία προσγειώσεως των υποβρύχιων καλωδίων είναι στον κόλπο του Κίσιαμου (Κρήτη) και στη χερσόνησο Μαλέα (Πελοπόννησος) [102].

Εντός του 2020 ολοκληρώθηκαν οι Υποσταθμοί στην Πελοπόννησο και τα Χανιά, οι υπόγειες καλωδιακές γραμμές μεταφοράς στην Κρήτη και την Πελοπόννησο, η μία υποβρύχια καλωδιακή γραμμή και το μεγαλύτερο μέρος των εναερίων γραμμών στην Πελοπόννησο, γεγονός που επέτρεψε την επιτυχή δοκιμαστική ηλεκτρίση της διασύνδεσης τον Δεκέμβριο του 2020. Η δεύτερη υποβρύχια καλωδιακή γραμμή, οι τελικές διευθετήσεις των εναερίων γραμμών στην Πελοπόννησο και το STATCOM ολοκληρώθηκαν σταδιακά έως τον Μάιο του 2021 και έκτοτε η διασύνδεση τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούλιο 2021.

Το έργο, προϋπολογισμού €356,4 εκατ. συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και το ΕΣΠΑ 2014-2020 και δανειοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων.

Το έργο διασύνδεση Κρήτης – Αττικής (δεύτερη φάση) είναι η φυσική συνέχεια του έργου της διασύνδεσης Κρήτη – Πελοπόννησος και πραγματοποιείται από την 100% θυγατρική του ΑΔΜΗΕ «ΑΡΙΑΔΝΗ INTERCONNECTION ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΑΕΕΣ», που συστάθηκε με βάση τις αποφάσεις ΡΑΕ 816/2018 και 838/2018 ως φορές υλοποίησης, και που ως μοναδικό σκοπό έχει την κατασκευή και χρηματοδότηση του έργου. Επιπρόσθετα, της έχει ανατεθεί η επιλογή εταιρειών που θα συνάψουν συμβάσεις με τον ΑΔΜΗΕ και θα ασχολούνται με τη συντήρηση του συστήματος για 10 έτη, που υπεύθυνος θα είναι ο ΑΔΜΗΕ.

Το έργο αυτό αποτελείται από δύο υποέργα: Το πρώτο αφορά στη «Μελέτη, Προμήθεια και Εγκατάσταση καλωδίων και σταθμών ηλεκτροδίων για την ηλεκτρική διασύνδεση συνεχούς ρεύματος (HVDC) μεταξύ Κρήτης και Αττικής (2 x 500 MW)» και το δεύτερο στη «Μελέτη, Προμήθεια και Εγκατάσταση δυο Σταθμών Μετατροπής και ενός Υποσταθμού για την Ηλεκτρική Διασύνδεση συνεχούς ρεύματος μεταξύ Κρήτης και Αττικής (2 x 500 MW)».

Έχει ολοκληρωθεί η επιλογή των αναδόχων εταιρειών και οι σχετικές συμβάσεις έχουν υπογραφεί. Οι εργασίες μελέτης - κατασκευής της ηλεκτρικής διασύνδεσης Κρήτης – Αττικής έχουν ήδη ξεκινήσει.

Το έργο συνολικού προϋπολογισμού €1,1 δις έχει ενταχθεί στην εξειδίκευση του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020» (ΕΠΑνΕΚ) με την υπ' αριθμ. 4101/1467/A1/25-6-2019 Απόφαση της Επιτροπής Παρακολούθησης, για χρηματοδότηση από την Προγραμματική Περίοδο του ΕΣΠΑ 2014-2020.

Χάρτης 21: Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας



Πηγή: Αριάδνη Interconnection

(β) 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
 - Υπεραγωγίμη 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. Η ισχύς αιτήσεων στα μέσα του 2021 υπερβαίνει τα 9000 MW, με το μεγαλύτερο μέρος αυτών να έχει ήδη μετατραπεί σε άδειες παραγωγής, υπερκαλύπτοντας κατά πολύ τις ανάγκες του εθνικού μας συστήματος σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα.

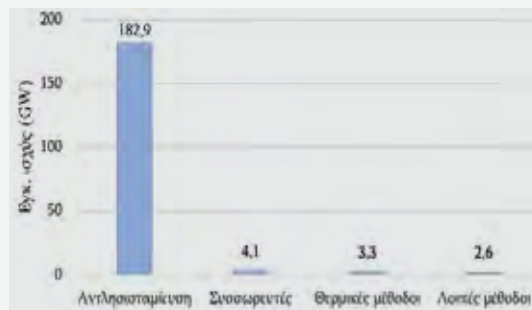
Στην Ελλάδα, προβλέπεται σημαντική διείσδυση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την επόμενη δεκαετία. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, μετά το 2025 εντάσσονται νέα συστήματα αποθήκευσης (επιπλέον των υφιστάμενων ΥΗΣ Σφηκιάς και Θησαυρού που έχουν δυνατότητα άντλησης) εγκατεστημένης ισχύος 0.7 GW. Η ομάδα εργασίας του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας «έτρεξε» διάφορα επιστημονικά μοντέλα στο πλαίσιο εκπόνησης του ΕΣΕΚ. Σύμφωνα με το μοντέλο TIMES, το κόστος των νέων συστημάτων αποθήκευσης που εντάσσονται στο σύστημα μετά το 2025 εκτιμάται σε περίπου €0.5 δισ. Όσο για το ενεργειακό μοντέλο PRIMES, το οποίο εντάσσει και τη δυνατότητα εκμετάλλευσης μικρών αποκεντρωμένων συστημάτων αποθήκευσης (μπαταρίες) είτε αυτόνομα είτε σωρευτικά, το 2030 η ισχύς αποθήκευσης και ενέργειας που αξιοποιείται από μονάδες αποθήκευσης μπορεί να φτάσει τα 2.7 GW και 2.3 TWh αντίστοιχα.

Επιπλέον, οι ανάγκες αποθήκευσης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος με αναφορά το 2030 αποτιμήθηκαν το 2019 από μελέτη του ΕΜΠ για λογαριασμό της ΡΑΕ σε 2000-3000 MW (συνολική δυναμικότητα μείγματος αποθηκών μικρής και μεγάλης διάρκειας, περιλαμβανομένων των υφιστάμενων σταθμών αντλησιοταμίευσης), αναλόγως με τα θεωρούμενα σενάρια ανάπτυξης των ΑΠΕ.

Αντλησιοταμίευση

Κυρίαρχη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, με στοιχεία Νοεμβρίου 2020, είναι η αντλησιοταμίευση, με εγκατεστημένη ισχύ παγκοσμίως περί τα 183 GW (Διάγραμμα 107) [103].

Διάγραμμα 107: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Τεχνολογία Αποθήκευσης Ενέργειας



Πηγή: ΟΔΕ

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα σήμερα διαθέτει τους αντλησιοταμιευτικούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ανοικτού κύκλου Θησαυρού και Σφηκιάς, συνολικής ισχύος παραγωγής 699 MW, οι οποίοι λειτουργούν από τα τέλη της δεκαετίας 1990.

Όσον αφορά στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από το πετρέλαιο είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την αποθήκευση.

Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, η εισαγωγή αποθήκευσης είναι δυνατή μέσω του πλαισίου των υβριδικών σταθμών, δηλαδή συνδυασμών μονάδων ΑΠΕ και αποθήκευσης που λειτουργούν ως ενιαίες κατανεμόμενες οντότητες. Παρά το σημαντικό επενδυτικό ενδιαφέρον και τις περίπου 160 άδειες παραγωγής εγγυημένης ισχύος άνω των 500 MW και ισχύος ΑΠΕ μεγαλύτερης των 1100 MW, μόνο σε 2 μικρά έργα έχουν υλοποιηθεί μέχρι σήμερα [103]:

- Ο υβριδικός σταθμός της Eunice στην Τήλο (σύστημα Κω-Καλύμνου), ο οποίος περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια 800 kW, Φ/Β 160 kW και μπαταρίες τεχνολογίας NaNiCl₂ 800 kW/2.8 MWh. Ο σταθμός βρίσκεται σε εμπορική λειτουργία από το 2019.
- Το υβριδικό ενεργειακό έργο της ΔΕΗ Ανανεώσιμες στην Ικαρία. Το έργο αποτελείται από το Αιολικό Πάρκο της Στραβοκουντούρας, τον ΜΥΗΣ Προεσπέρας και τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας. Το υβριδικό έργο της Ικαρίας, ο «Ναέρας», συνολικής ισχύος 6,85 MW, εγκαινιάστηκε στις 5 Ιουνίου του 2019. Το σύνολο του έργου έχει συνδεθεί με το ηλεκτρικό δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ και λειτουργεί από τις αρχές του έτους 2019 [104].

Παράλληλα, εξελίσσονται πιλοτικά έργα υψηλής διείσδυσης σε αυτόνομα συστήματα. Σε αυτά ανήκει το υβριδικό ενεργειακό έργο του Αγίου Ευστρατίου, το οποίο αναπτύσσεται από το ΚΑΠΕ και περιλαμβάνει Α/Γ 900 kW, Φ/Β 220 kW, μπαταρίες

1.5 MVA/2.6 MWh και σύστημα τηλεθέρμανσης με ηλεκτρικούς λέβητες και αποθήκευση θερμού νερού. Στην Αστυπάλεια δρομολογείται πιλοτικό έργο εξηλεκτρισμού των μεταφορών με τροφοδότηση ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ και σύστημα αποθήκευσης μπαταριών, ενώ υπάρχουν συζητήσεις για εφαρμογές σε διάφορα μικρά συστήματα ΜΔΝ. Τα έργα αυτά περιλαμβάνουν την ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων μεγάλης ισχύος σε σχέση με το μέγεθος των νησιών, σε συνδυασμό με διατάξεις αποθήκευσης τεχνολογίας συσσωρευτών και μέτρα διαχείρισης της ζήτησης, προκειμένου να επιτευχθούν διεισδύσεις ενέργειας ΑΠΕ της τάξης του 50-90% σε ετήσια βάση. Μικρά συστήματα μπαταριών έχουν επίσης εγκατασταθεί στον ΤΣΠ Καρπάθου, στη Γαύδο και στην Κύθνο, ως πιλοτικές και ερευνητικές εφαρμογές [103].

Συνοπτικά, έργα αποθήκευσης στην Ελλάδα έχουν προωθηθεί και προωθούν η ΔΕΗ, αλλά και ιδιωτικοί όμιλοι, όπως θυγατρικές ξένων ομίλων λχ. η EDF, η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, και πολλές μεσαίες και μικρότερες εταιρείες, όπως οι Eunice Laboratories, Creta Solar System, Ζέφυρος ΕΠΕ, Phoenix Solar, Δυτικός Α.Ε. κ.ά.

Ενδεικτικά, αναφέρεται ότι επένδυση σε υβριδικό έργο αποθήκευσης, προωθεί η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή στο Αμάρι της Κρήτης, ενώ έχει λάβει άδεια παραγωγής για έργο αντλησιοταμίευσης με δύο ανεξάρτητες άνω δεξαμενές «Άγιος Γεώργιος και Πύργος» στο Δήμο Αμφιλοχίας συνολικής ισχύος 680 MW.

Ο ΔΕΔΔΗΕ, που έχει κατάλογο των υβριδικών σταθμών (συνδυασμός ΑΠΕ και αντλησιοταμίευση), που έχουν ζητήσει ή και λάβει άδεια παραγωγής, καταγράφει σε δημοσιοποιημένα στοιχεία του συνολικά 28 έργα μέχρι τις 1.1.2022, όπου έχουν κατατεθεί 44 αιτήσεις συνολικής ισχύος 71,9 MW [105].

(γ) 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.

Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικά εμπόδια στην εγχώρια ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης. Το υψηλό αρχικό κόστος των ηλεκτρικών οχημάτων συνιστά το σημαντικότερο πρόβλημα για την προώθησή της, γεγονός που έχει παρασύρει και τη βιωσιμότητα των απαιτούμενων υποδομών φόρτισης. Η ολοκλήρωση του θεσμικού πλαισίου για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτροκίνησης, καθώς και η ανάπτυξη των απαιτούμενων υποδομών αποτελεί σημαντική παράμετρο και πρόκληση για την περαιτέρω προώθηση της ηλεκτροκίνησης ταυτόχρονα με τη μείωση του κόστους κτήσης των ηλεκτροκίνητων

οχημάτων που αναμένεται να επιταχυνθεί, σύμφωνα με εκτιμήσεις της διεθνούς αυτοκινητοβιομηχανίας την περίοδο μέχρι το 2025.

Οι δήμοι, οι οποίοι είναι υποχρεωμένοι βάσει κοινοτικής οδηγίας να αναπτύξουν σημεία φόρτισης ανά χίλιους κατοίκους, με χρηματοδότηση από το Πράσινο Ταμείο, 328 από τους 332 δήμους της χώρας καταρτίζουν μελέτες για να εντοπίσουν τα καταλληλότερα σημεία φόρτισης.

Ένα τρίτο ζήτημα που θέτει η αγορά είναι το υψηλό κόστος εγκατάστασης, το οποίο μόλις σε ποσοστό 20%-25% αντιστοιχεί στο μηχάνημα, με το μεγαλύτερο ποσοστό να αντιπροσωπεύει το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο όταν απαιτείται επαύξηση ισχύος ή νέος μετασχηματιστής.

Με σειρά κινήτρων, όπως και όλες οι χώρες της Ευρώπης, η Ελλάδα στηρίζει την αγορά ηλεκτρικών οχημάτων και ήδη το 2021 ολοκληρώθηκε επιτυχώς

ο πρώτος κύκλος του προγράμματος «Κινούμαι Ηλεκτρικά», υπερκαλύπτοντας κατά 183,6% τον εθνικό στόχο καθώς ταξινομήθηκαν 6.697 ηλεκτρικά οχήματα έναντι στόχου για 3.750. Ο πρώτος κύκλος του προγράμματος «Κινούμαι Ηλεκτρικά», συνολικού προϋπολογισμού €100 εκατ., έκλεισε με 19.000 αιτήσεις και τζίρο €70 εκατ. στην αγορά, εκ των οποίων το 69% ήταν τα ηλεκτρικά ποδήλατα.

Μέσα στον Ιούλιο 2022 ξεκίνησε ο δεύτερος κύκλος του προγράμματος «Κινούμαι ηλεκτρικά 2» με συνολικά κονδύλια €75 εκατ. για το 2022 και το 2023.



Σύμφωνα με το νέο «Κινούμαι ηλεκτρικά», το ποσοστό επιδότησης για την αγορά ηλεκτρικού αυτοκινήτου αυξάνεται από 20% σε 30% και το μέγιστο ποσό σε €8.000 από €6.000 που ίσχυε στον προηγούμενο κύκλο. Η απόσυρση παλαιού οχήματος επιβραβεύεται με €1.000, ενώ η αγορά έξυπνου οικιακού φορτιστή με €500. Για την αγορά ηλεκτρικών δικύκλων και τρικύκλων κατηγορίας L5e έως και L7e αυξάνεται από 20% σε 40% και το μέγιστο ποσό επιδότησης από €800 σε €3.000. Ειδικά για νέους έως 29 ετών προβλέπεται η προσαύξηση της ενίσχυσης κατά €1.000 για την αγορά ηλεκτρικών μικροαυτοκινήτων. Για τις εταιρείες, το ποσοστό επιδότησης για την αγορά ηλεκτρικού αυτοκινήτου αυξάνεται από 20% σε 30% και το μέγιστο ποσό σε €8.000 ανά όχημα.

Συνολικά το 2021, τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα αντιπροσώπευαν το 19,6% όλων των νέων επιβατικών αυτοκινήτων που ταξινομήθηκαν σε ολόκληρη την ΕΕ, σε σύγκριση με 11,9% το 2020. Τα ηλεκτρικά φορτιζόμενα οχήματα σημείωσαν επίσης ισχυρή αύξηση στις πωλήσεις, που αντιστοιχούσαν στο 18% των συνολικών ταξινομήσεων αυτοκινήτων, από μερίδιο 10,5% το 2020, σύμφωνα με την ACEA. Ωστόσο, οι συμβατικοί τύποι καυσίμων εξακολουθούν να κυριαρχούν στις πωλήσεις αυτοκινήτων στην ΕΕ όσον αφορά το μερίδιο αγοράς το 2021, αντιπροσωπεύοντας το 59,6% όλων των νέων ταξινομήσεων.

Σύμφωνα με στοιχεία του ACEA (l'Association des Constructeurs Européens d'Automobiles) [106] όπως φαίνεται στον Πίνακα 18 καθώς και του

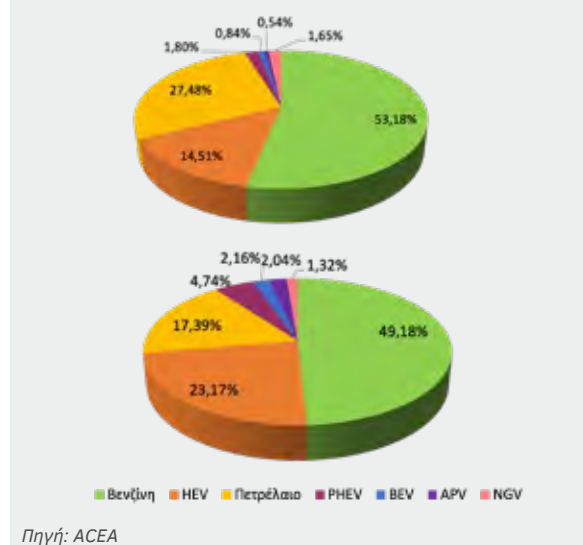
ΕΑΦΟ [107] στο Διάγραμμα 109, οι πωλήσεις των επαναφορτιζόμενων ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην Ελλάδα, μπαταρίας και plug-in υβριδικών (BEV και PHEV), το 2021 αυξήθηκαν κατά 226% σε σχέση με το 2020 και έφτασαν τις 6.961 μονάδες συνολικά, από τις οποίες οι 746 ήταν πωλήσεις του μηνός Δεκεμβρίου και οι 2.162 του τελευταίου τριμήνου. Έτσι τα ηλεκτρικά οχήματα BEV και PHEV στην Ελλάδα κατέλαβαν το 2021 το 6,9% των συνολικών ταξινομήσεων έναντι 2,6% το 2020.

Πίνακας 18: Πωλήσεις Οχημάτων ανά τύπο καυσίμων στην Ελλάδα

	Αριθμός οχημάτων 2021	Αριθμός οχημάτων 2020	% Δ 21/20
Βενζίνη	49.625	43.060	+15,2%
Πετρέλαιο	17.549	22.251	-21,1%
Hybrid Electric Vehicles (HEV)	23.382	11.751	+99,0%
Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV)	4.785	1.456	+228,6%
Battery Electric Vehicles (BEV)	2.176	679	+220,5%
Natural Gas Vehicles (NGV)	1333	1339	-0,4%
Alternately Powered Vehicles (APV)	2061	441	+367,3%
ΣΥΝΟΛΟ	100.911	80.977	24,62%

Πηγή: ACEA

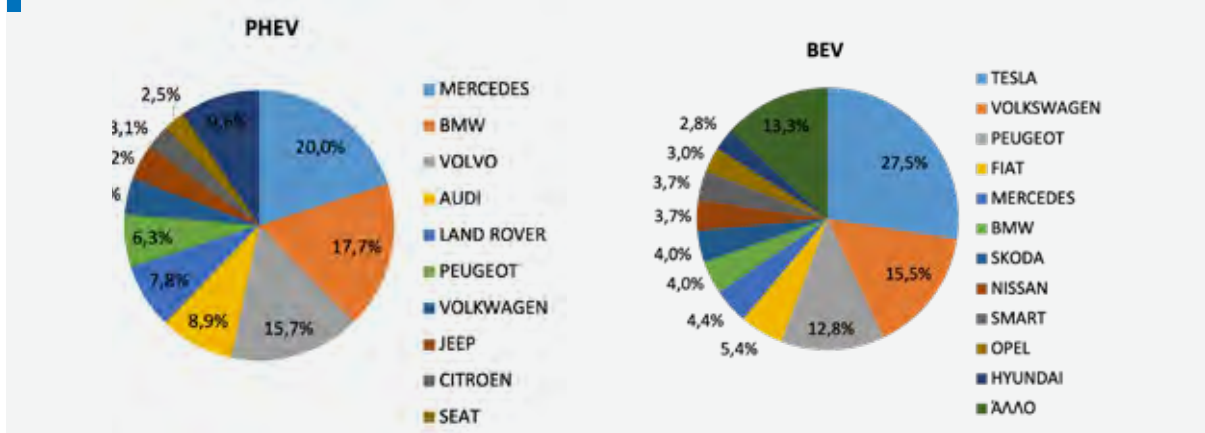
Διάγραμμα 108: Μερίδιο πωλήσεων οχημάτων ανά τύπο καυσίμων 2020 και 2021



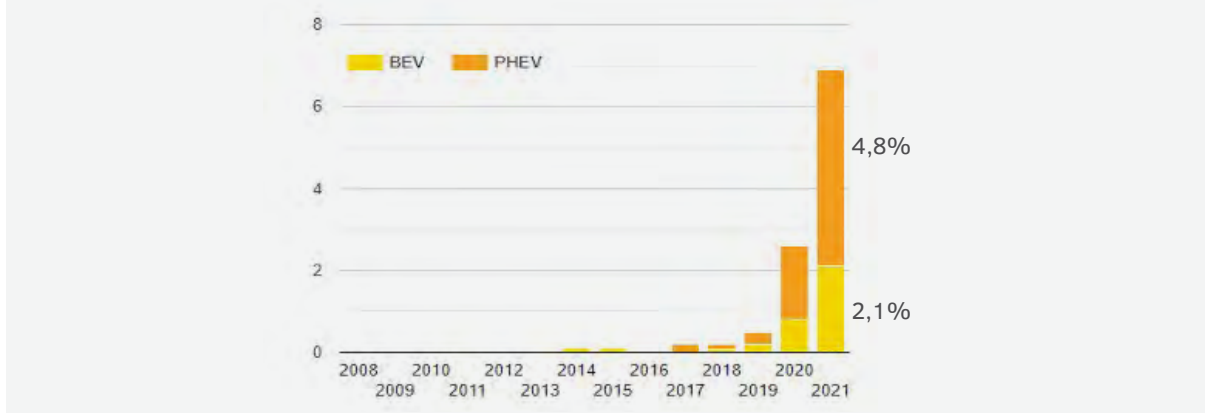
Πηγή: ACEA

Τα 2.176 αυτοκίνητα BEV που πωλήθηκαν στην Ελλάδα το 2021 αντιστοιχούσαν σε 24 μάρκες και 42 μοντέλα. Κυρίαρχη σε αυτή την αγορά είναι η Tesla, ενώ στη δεύτερη θέση βρίσκεται η Volkswagen

Διάγραμμα 109: Ποσοστό Πωλήσεων BEV και PHEV Οχημάτων ανά Κατασκευαστή στην Ελλάδα, 2021

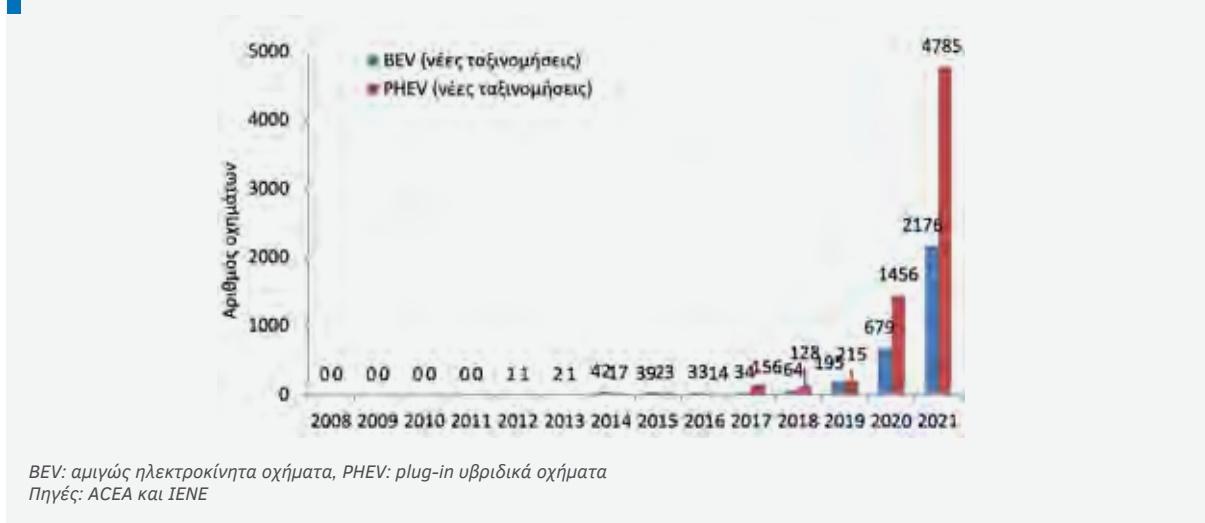


Διάγραμμα 110: Νέα ταξινομημένα ηλεκτροκίνητα-υβριδικά αυτοκίνητα στην Ελλάδα σε σχέση με τα συνολικά νέα ταξινομημένα αυτοκίνητα (σε %)



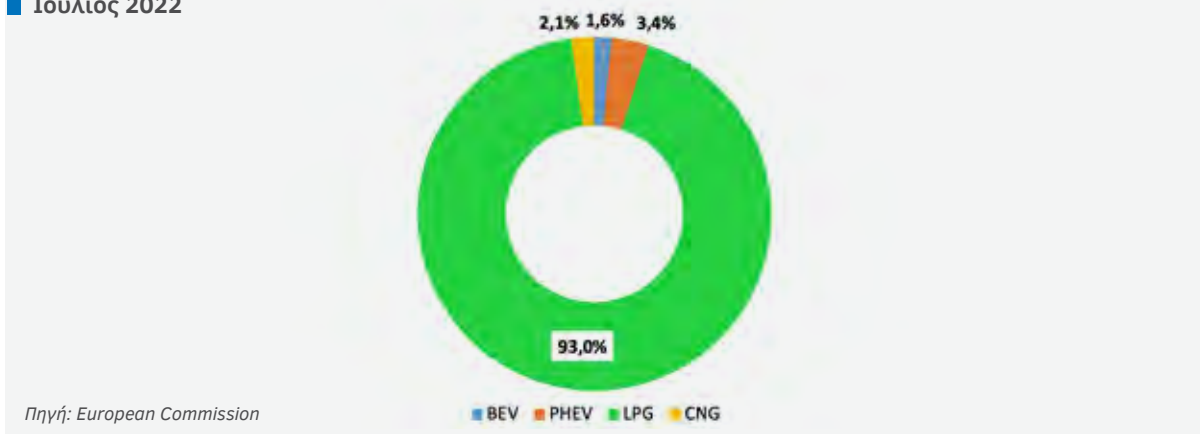
Η διαχρονική εξέλιξη των ταξινομήσεων οχημάτων BEV και PHEV στην Ελλάδα από το 2008 έως το 2021 αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 111.

Διάγραμμα 111: Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2021



Για την περίοδο έως 28 Ιουλίου 2022, το σύνολο των επιβατικών αυτοκινήτων με εναλλακτικά καύσιμα ανήλθε σε 243.338 επί συνόλου 6.137.610 επιβατικών αυτοκινήτων, αντιπροσωπεύοντας ποσοστό της τάξης του 3,96%. Η κατανομή των ειδών επιβατικών οχημάτων με εναλλακτικά καύσιμα φαίνεται στο Διάγραμμα 112 [108].

Διάγραμμα 112: Μερίδιο επιβατικών οχημάτων εναλλακτικών καυσίμων ανά είδος στην Ελλάδα, Ιούλιος 2022



(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 [109].

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 [109].

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.

Σύμφωνα με τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, το άρθρο 59 του Ν. 4001/2011, την απόφαση Υφυπουργού ΠΕΚΑ στο ΦΕΚ Β΄ 297/13.2.2013 «ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΥΦΥΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΡΗΣΗΣ ΣΤΟ ΕΔΔΗΕ» δια της οποίας εγκρίθηκε η ευρείας κλίμακας σταδιακή αντικατάσταση των υφιστάμενων συστημάτων μέτρησης της τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) με αντίστοιχα ευφυή συστήματα μέτρησης, τη θετική Γνωμοδότηση 10/2012 της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), εγκρίθηκε η υλοποίηση πιλοτικής εγκατάστασης έξυπνων μετρητών σε καταναλωτές χαμηλής τάσης. Ο ΔΕΔΔΗΕ δρομολογεί την πανελλαδική επέκταση της τηλεμέτρησης, η οποία έχει προταθεί να δανειοδοτηθεί μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης. Πιο συγκεκριμένα, το έργο περιλαμβάνει την προμήθεια, εγκατάσταση 7,5 εκ. «έξυπνων» μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας σε πελάτες χαμηλής τάσης σε όλη την ελληνική επικράτεια (5.400.000 μονοφασικοί και 2.100.000 τριφασικοί) την ένταξή τους σε κέντρο τηλεμέτρησης δυναμικότητας 8 εκ. μετρητικών σημείων. Ταυτόχρονα θα αποξηλωθούν ισάριθμοι υφιστάμενοι μετρητές σε Πελάτες χαμηλής τάσης του ΔΕΔΔΗΕ. Ο εκτιμώμενος χρόνος υλοποίησης του έργου είναι 6 έτη [110].

Οι «έξυπνοι» μετρητές θα ανοίξουν τον δρόμο για μία σειρά από καινοτόμες εφαρμογές και υπηρεσίες, όπως η εξοικονόμηση ενέργειας χάρη στην παρακολούθηση της κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο, και η εφαρμογή πολυζωνικών τιμολογίων διαγωνισμού του ΔΕΔΔΗΕ για τους έξυπνους μετρητές, καθώς ο Διαχειριστής προχώρησε σε αναθεώρηση του χρονοδιαγράμματος, προσδιορίζοντας την λήξη υποβολής προσφορών για τις 8 Ιουνίου 2022 από 30 Μαΐου 2022 που ήταν πριν.

Πρόκειται για την τέταρτη κατά σειρά παράταση που λαμβάνει ο εν λόγω διαγωνισμός, καθώς η αρχική ημερομηνία υποβολής προσφορών ήταν η 14 Φεβρουαρίου και έκτοτε έχουν ακολουθήσει τρεις αναβολές. Υπενθυμίζεται ότι ο διαγωνισμός αφορά στην προμήθεια «έξυπνων μετρητών» που θα αντικαταστήσουν τα σημερινά αναλογικά «ρολόγια» καταγραφής της κατανάλωσης του ρεύματος.

Στην πρώτη φάση του διαγωνισμού θα υποβληθούν τεχνικές προτάσεις από τους ενδιαφερόμενους και θα ακολουθήσει η προεπιλογή μιας short list έως έξι υποψηφίων.

Από τους υποψήφιους, όσοι περάσουν στο δεύτερο στάδιο του διαγωνισμού, θα κληθούν να υποβάλουν τεχνικές και οικονομικές προσφορές.

Στο τρίτο και τελικό στάδιο θα υπάρξουν απευθείας διαπραγματεύσεις, οι οποίες θα αφορούν στις τεχνικές, εμπορικές και οικονομικές απαιτήσεις του Τεύχους Διακήρυξης.

Τα μοντέλα «έξυπνων και αειφόρων πόλεων», βασισμένων στην αυξημένη ενσωμάτωση τεχνολογιών καθαρής ενέργειας μαζί με τη χρήση προηγμένων τεχνολογιών πληροφοριών και επικοινωνίας, αποτελούν έναν από τους βασικούς άξονες της αναδιάρθρωσης του ενεργειακού τομέα. Μία «έξυπνη» πόλη επενδύει σε ανθρώπινο και κοινωνικό κεφάλαιο, σε παραδοσιακές και σύγχρονες επικοινωνιακές υποδομές, ενισχύοντας μια βιώσιμη οικονομική ανάπτυξη και ένα υψηλό βιοτικό επίπεδο, με συνετή διαχείριση των φυσικών πόρων καθώς και μέσω συμμετοχικής διακυβέρνησης. Με τη χρήση «ευφυών» μέσων σε επίπεδο πόλεων επιτυγχάνεται η βελτίωση των συνθηκών ζωής των ανθρώπων, προσελκύονται επιχειρήσεις και επενδύσεις σε τοπικό επίπεδο και αυξάνεται η αγοραστική αξία των ακινήτων.

Οι έξυπνοι μετρητές και τα έξυπνα δίκτυα θα αποτελέσουν νευραλγικό τμήμα αυτών των σχεδίων, επιτρέποντας την παρακολούθηση και διαχείριση των μεγάλων όγκων πληροφορίας που θα απαιτηθεί για την αρμονική λειτουργία τους, βοηθώντας σημαντικά στην ορθολογική χρήση ενέργειας από τους τελικούς καταναλωτές σε επίπεδο πόλεων. Σε συνδυασμό με το νέο κανονιστικό πλαίσιο του

μηχανισμού απόκρισης ζήτησης και των ενεργειακών κοινοτήτων, αναμένεται να προωθηθεί σημαντικά ο ρόλος των πόλεων και των πολιτών στην μετάβαση και τελικά στην αναδιάρθρωση του ενεργειακού τομέα. Επιπλέον, η χρήση «ευφυών» εφαρμογών είναι συνυφασμένη και με τις αστικές αναπλάσεις, με κύριο στόχο τη βελτίωση του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων και των συνθηκών λειτουργίας των επιχειρήσεων.

Ιδιαίτερα σημαντικό είναι και το ζήτημα της ενεργειακής διαχείρισης σε έξυπνα σπίτια και δίκτυα ενέργειας τα επόμενα χρόνια. Στο πλαίσιο αυτό, η Ελλάδα συμμετέχει στο ερευνητικό έργο InterConnect (Interoperable Solutions Connecting Smart Homes, Buildings and Grids), μέσω πέντε φορέων: Gridnet, Cosmote, Wings, Ήρων και Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών. Το έργο, διάρκειας τεσσάρων ετών, εμπίπτει στο ευρωπαϊκό πρόγραμμα Horizon 2020 και θέτει τα θεμέλια για την ψηφιοποίηση λύσεων έξυπνης διαχείρισης ενέργειας. Το InterConnect επικεντρώνεται σε οκτώ κύριες τεχνολογίες: ψηφιακές πλατφόρμες, Internet of Things, cloud, ενεργειακά δίκτυα, big data, κυβερνοασφάλεια (cybersecurity), οντολογία και προτυποποίηση.

Συνολικά, πάνω από 50 φορείς από τους τομείς της ενέργειας, των τηλεπικοινωνιών, της βιομηχανίας και της έρευνας από 11 Ευρωπαϊκές χώρες θα συνεργαστούν για να αναπτύξουν καινοτόμες λύσεις ψηφιοποίησης και διασύνδεσης έξυπνων σπιτιών, κτιρίων και δικτύων ενέργειας, αξιοποιώντας τεχνολογίες αιχμής, όπως Τεχνητή Νοημοσύνη, Blockchain και το πλέον προηγμένο πρωτόκολλο SAREF για άμεση δικτύωση των οικιακών συσκευών και αισθητήρων με τα ενεργειακά δίκτυα.

Η Ελλάδα αποτελεί μία από τις 7 χώρες που οι λύσεις αυτές θα εφαρμοστούν πιλοτικά. Τα ευέλικτα επιχειρηματικά μοντέλα, που θα αναδειχθούν, θα υλοποιηθούν από τους φορείς που εμπλέκονται στη λειτουργία των ενεργειακών δικτύων, προς όφελος των καταναλωτών και του περιβάλλοντος. Παράλληλα, θα υποστηριχθεί η δραστηριοποίηση νεοφυών επιχειρήσεων μέσω 3 ανοικτών προσκλήσεων για την επιλογή και χρηματοδότηση 42 καινοτόμων ιδεών.

5.4 Στερεά Καύσιμα

Μέχρι πρόσφατα ο λιγνίτης αντιπροσώπευε ένα μεγάλο τμήμα της μεταλλευτικής δραστηριότητας της Ελλάδας, όντας βασικό ορυκτό καύσιμο και αποτελεί σημαντική συνιστώσα της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας.

Στο πλαίσιο του κυβερνητικού προγράμματος για απανθρακοποίηση όπως αυτό υλοποιείται και στο ΕΣΕΚ, η παραγωγή λιγνίτη της ΔΕΗ μειώθηκε σχεδόν στο μισό το 2020, υποχωρώντας κατά 49% στους 13,1 Mt και μειώθηκε ακόμη περισσότερο στους 12,1 Mt το 2021. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ήταν 5,7 TWh το 2020, αντιπροσωπεύοντας μόλις το 11,4% του συνόλου παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (εξαιρουμένων πολλών νησιών), σε σύγκριση με 27,4 TWh ή 51,1% το 2010, έχοντας σταδιακά αντικατασταθεί από την παραγωγή φυσικού αερίου με μερίδιο 36% και ΑΠΕ με 28% το 2020. Οι υψηλότερες τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ και οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί στις παλαιότερες λιγνιτικές μονάδες, καθώς και άλλοι παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν οδηγήσει στη δραστική μείωση χρήσης λιγνίτη. Ως αποτέλεσμα, η απασχόληση στα λιγνιτικά ορυχεία και στα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ μειώθηκε κατά 19% το 2020 που αντιστοιχούσε σε 4.357 άτομα καθώς η εταιρεία έχει εισαγάγει ένα πρόγραμμα εθελουσίας συνταξιοδότησης. Το 2020 η Ελλάδα έγινε εξαρτώμενη από την εισαγόμενη ενέργεια για το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς η ηλεκτροπαραγωγή από εγχώριες πηγές ενέργειας έπεσαν κάτω από το 50% για πρώτη φορά [111].

Η ελληνική παραγωγή λιγνίτη, ως επί το πλείστον από τη ΔΕΗ, αυξήθηκε κατά 17,6%, στους 6,7 Mt το Α' εξάμηνο του 2022, ξεπερνώντας τους 5,7 Mt του Α' εξαμήνου του 2021. Η ΔΕΗ λειτουργεί επτά θερμοηλεκτρικούς σταθμούς συνολικής ισχύος

2.225 MW, οι οποίοι τροφοδοτούνται με λιγνίτη από τα λιγνιτικά κέντρα Δυτικής Μακεδονίας και Μεγαλόπολης. Μετά το κλείσιμο δύο ορυχείων το 2021, τρία ορυχεία παραμένουν σε λειτουργία: δύο στη Δυτική Μακεδονία και ένα στη Μεγαλόπολη.

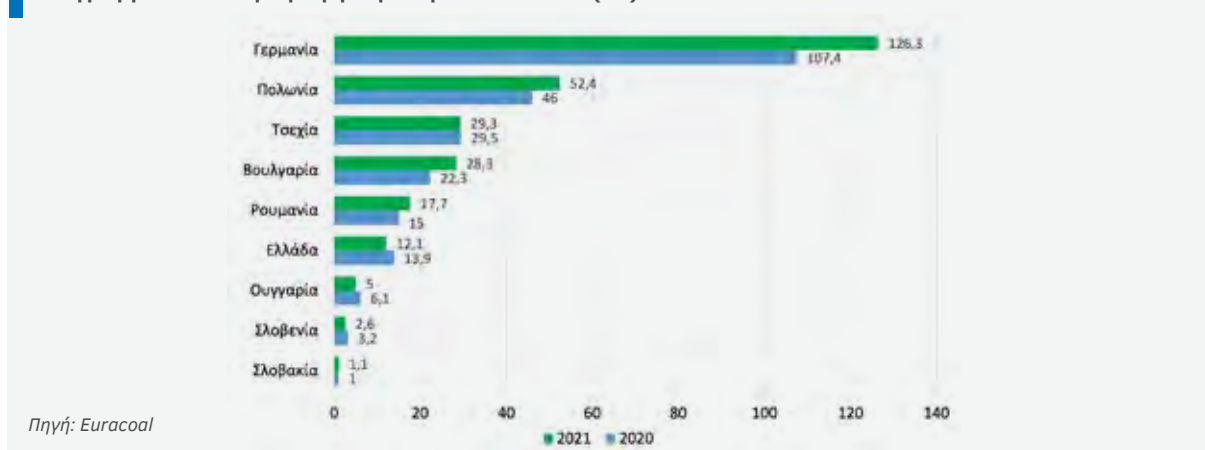
Λόγω της ενεργειακής κρίσης στην ΕΕ, η παραγωγή λιγνίτη προβλέπεται να φτάσει τους 14,0 Mt το 2022, σε σύγκριση με την σχεδιαζόμενη που ήταν 11,4 Mt, προκαλώντας καθυστέρηση στο κλείσιμο του ορυχείου Μεγαλόπολης κατά δύο χρόνια και ανακτώντας επιπλέον λιγνίτη από τα κλειστά ορυχεία της Δυτικής Μακεδονίας. Σύμφωνα με εκτιμήσεις πριν από την κρίση, ο λιγνίτης θα συνεισέφερε στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής το 2022 κατά 9% ή 4,5 TWh, αλλά δεδομένης της νέας ενεργειακής κατάστασης που προκλήθηκε από τις εχθροπραξίες στην Ουκρανία η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη υπολογίζεται στις 6,8 TWh. Η νέα μονάδα «Πτολεμαΐδα V» ισχύος 660 MW βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία και αναμενόταν να τεθεί σε εμπορική λειτουργία μετά το Μάρτιο 2023 [112].

Τα τελευταία χρόνια (2020- 2021) η Ελλάδα ήταν ο έκτος μεγαλύτερος παραγωγός λιγνίτη ανάμεσα στα ευρωπαϊκά κράτη μέλη σύμφωνα με στοιχεία του EURACOAL (Διάγραμμα 113).

Όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 114, η πρωτογενής παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη στην Ελλάδα μειώθηκε το 2021 κατά -53% σε σχέση με το 2019 και κατά -12% σε σχέση με το 2020.

Σχετικά με τη συνεισφορά του λιγνίτη στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας, από το Διάγραμμα 115 παρατηρείται μεγάλη μείωση του ποσοστού του από το 48,5% το 2019 στο 33% το 2020 και σε 27,7% το 2021 καταλαμβάνοντας τη δεύτερη θέση μετά τις ΑΠΕ που παρείχαν το 70,9% της πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα το 2021.

Διάγραμμα 113: Παραγωγή Λιγνίτη 2020 & 2021 (Mt)



Διάγραμμα 114: Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας ανά καύσιμο (χιλιάδες τόνοι)



Πηγή: Eurostat

Διάγραμμα 115: Μεριδία πηγών στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας, 2019, 2020 και 2021



Πηγή: Eurostat

Σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [113], η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από λιγνίτη μειώθηκε σημαντικά από τις 10,4 TWh το 2019 στις 5,34 TWh το 2021 και στις 5,59 TWh το 2022, λόγω της ανάπτυξης των ΑΠΕ, της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και του υψηλού κόστους δικαιωμάτων ρύπων που καθιστά την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη αντιοικονομική. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη μειώθηκε κατά 179% μεταξύ 2018 και 2021, από 14,9 TWh σε 5,3 TWh αντίστοιχα. 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 την Ρωσία (Διάγραμμα 116).

Διάγραμμα 116: Εξέλιξη χρήσης και μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή 2013-2022

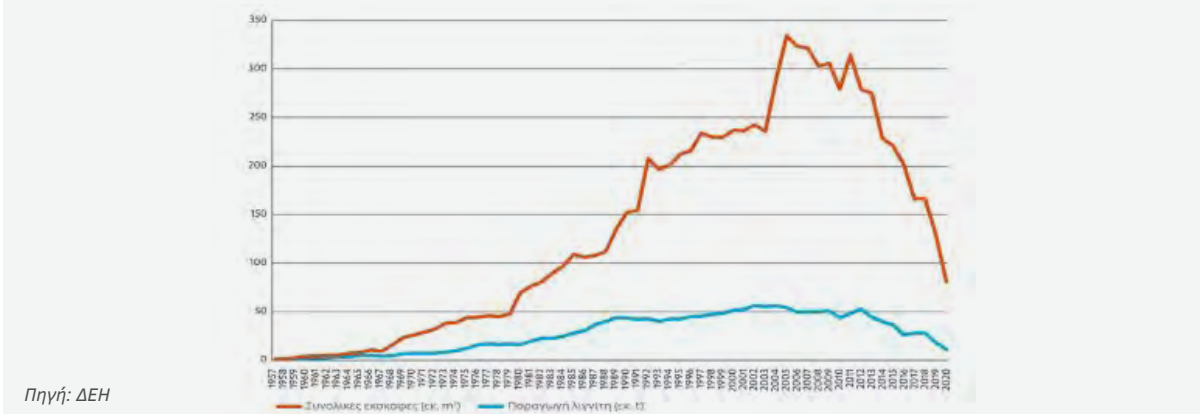


Πηγή: ΑΔΜΗΕ

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 [114].

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 117). Το έτος 2020, η παραγωγή λιγνίτη από τα Ορυχεία της περιοχής του Λιγνιτικού Κέντρου Δυτικής Μακεδονίας ήταν 10,3 εκ. τόνοι [114].

Διάγραμμα 117: Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα Ορυχεία Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου – Φλώρινας της ΔΕΗ (1958 – 2020)



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 118).

Διάγραμμα 118: Διαχρονική εξέλιξη παραγωγής λιγνίτη και συνολικών εκσκαφών στα ορυχεία Μεγαλόπολης (1970 – 2020)



Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) Δεκεμβρίου 2019, αναμένεται να αποσυρθούν όλες οι λιγνιτικές μονάδες της ΔΕΗ μέχρι το τέλος του 2028 (εκτός της νέας μονάδας Πτολεμαΐδας 5, που εκτιμάται ότι θα αποσυρθεί μετά το 2030), συνολικής ισχύος περίπου 4 GW, και να κλείσουν όλα τα ορυχεία λιγνίτη στις περιοχές της Δυτικής Μακεδονίας και της Μεγαλόπολης.

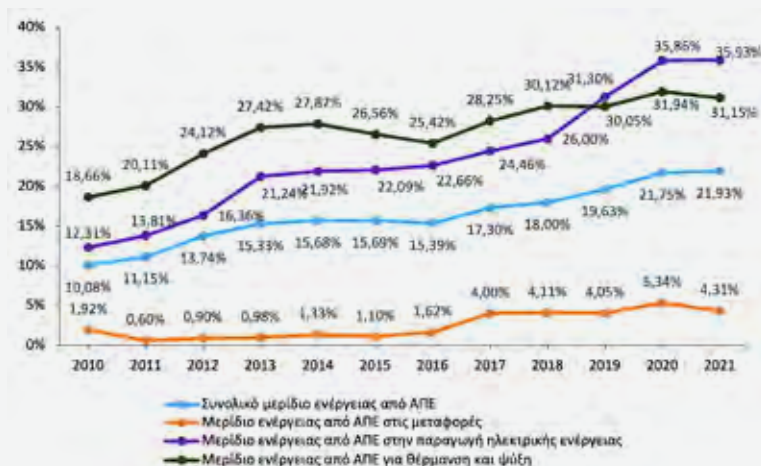
Έως τον Αύγουστο 2021 είχαν οριστικά τεθεί εκτός λειτουργίας και αποσυρθεί, τα παρακάτω μέσα παραγωγής:

- Μονάδα I, II, III και IV ΑΗΣ Πτολεμαΐδας (λιγνίτης)
- Μονάδα I και II ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ (λιγνίτης)
- Μονάδα I, II, III και IV ΑΗΣ Αλιβερίου (λιγνίτης)
- Μονάδα I, II και III ΑΗΣ Λαυρίου (φυσικό αέριο)
- Μονάδα 8 και 9 ΑΗΣ Αγίου Γεωργίου (φυσικό αέριο)
- Μονάδα I, II, III και IV ΑΗΣ Καρδιάς (λιγνίτης)
- Μονάδα I και II ΑΗΣ Αμυνταίου – Φιλώτα (λιγνίτης)
- Ορυχείο Πεδίου Αμυνταίου
- Ορυχείο Πεδίου Καρδιάς

5.5 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2010 - 2021, καθώς η συνολική συνεισφορά τους το 2021 ανήλθε στο 35,93%, παρουσιάζονται σημαντική άνοδο από το 2010, όπου το μερίδιο τους ήταν στο 12,31% (Διάγραμμα 119), σύμφωνα με στοιχεία από τη Eurostat.

Διάγραμμα 119: Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2010-2021



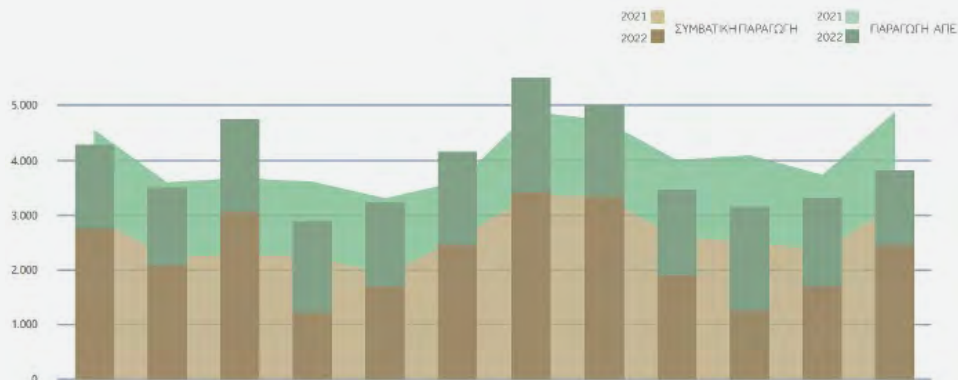
Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σημαντική ποσοστιαία αύξηση παρουσιάζεται στο μερίδιο των ΑΠΕ στις μεταφορές από το 2016 στο 2017, με διατήρηση και αύξηση του ποσοστού αυτού τα επόμενα χρόνια φτάνοντας το 4,31% το 2021. Το συνολικό μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ παρουσιάζει μια σταθερή αυξανόμενη πορεία από το 2010 έως το 2021, ενώ οι ΑΠΕ για θέρμανση και ψύξη ακολουθούν πορεία με διακυμάνσεις καταλήγοντας το 2021 σε μερίδιο 31,15%.

5.5.1 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Στην Ελλάδα, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα έφθασε τις 17,2 TWh το 2021, από 14,8 TWh το 2020, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ (Διάγραμμα 120), συνέπεια της ταχείας ανάπτυξης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής και ηλιακής ενέργειας.

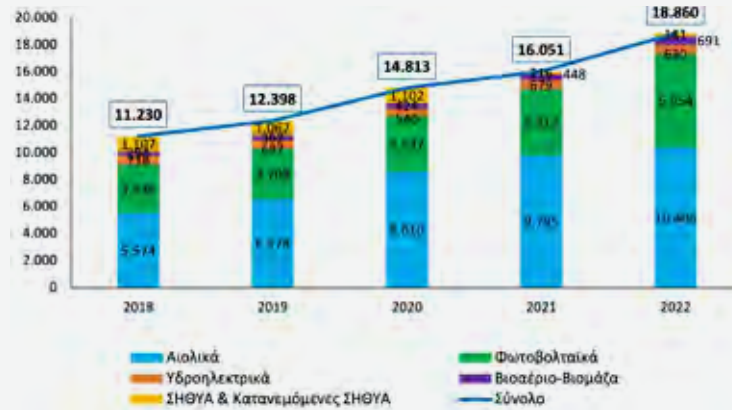
Διάγραμμα 120: Εκτίμηση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στην Ελλάδα, 2021-2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ [115] η συνολική παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα από διασυνδεδεμένα στο σύστημα αιολικά ανήλθε σε περίπου 9,8 TWh το 2021, ενώ από μικρά υδροηλεκτρικά και βιοαέριο-βιομάζα έφτασε τα 679 GWh και 448 GWh αντίστοιχα το ίδιο έτος. Επίσης, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μονάδων ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος έφτασε τις 215 GWh. Τέλος, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένου συστήματος προσέγγισαν τις 4,4 TWh το 2021, ενώ η παραγωγή από φωτοβολταϊκά του Ειδικού Προγράμματος σε Στέγες άγγιξαν τις 441 GWh (Διάγραμμα 121). Για το 2022, η συνολική παραγωγή ενέργειας έφτασε τις 18.860 GWh, παρουσιάζονται αύξηση κατά 17,5% σε σχέση με το 2021 όταν η συνολική παραγωγή ενέργειας άγγιξε τις 16.051 GWh, με τα αιολικά να καταλαμβάνουν μερίδιο 55,2% και να ακολουθούν τα φωτοβολταϊκά με 36,9% (2022).

Διάγραμμα 121: Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh), 2018 - 2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

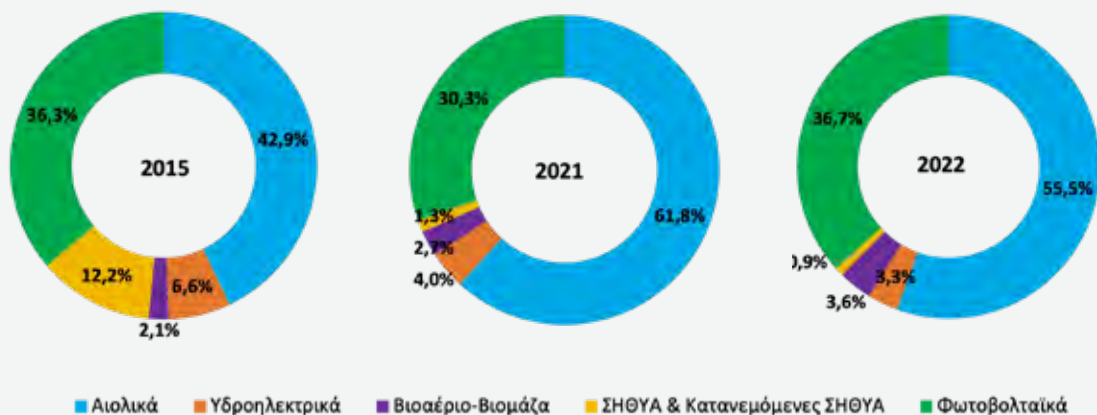
Όσον αφορά το σύνολο της Επικράτειας, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ ανήλθε σε 17 TWh το 2021 από 10,8 TWh το 2015 και 15,79 TWh το 2020, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 58% και κατά 7,7% αντίστοιχα. Τα αιολικά καταλάμβαναν το μεγαλύτερο ποσοστό στην παραγωγή ενέργειας το 2021 με ποσοστό 61,8%, από 42,9% το 2015, ενώ το 2022 το μερίδιό τους μειώθηκε στο 55% με αύξηση του μεριδίου των φωτοβολταϊκών στο 36,7% (Διαγράμματα 122, 123). Ως προς το 2022, με βάση τα τελευταία στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ [116] η συνολική παραγωγή ενέργειας ανήλθε σε 19,22 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 13% σε σχέση με το 2021.

Διάγραμμα 122: Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (GWh), 2015-2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

Διάγραμμα 123: Μεριδίο τεχνολογιών ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2015, 2021 & 2022

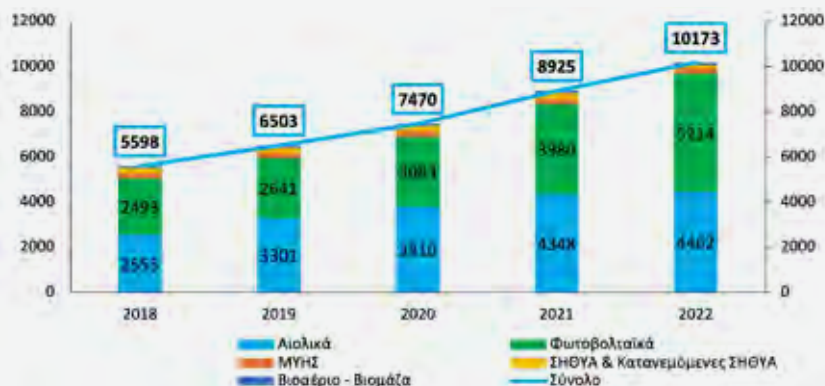


Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

5.5.2 Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ

Με βάση στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ [116], η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ σε λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας και φωτοβολταϊκών σε στέγες μικρότερων των 10 kW ανήλθε σε 8925 MW το 2021 (Διάγραμμα 124), με την συντριπτική πλειοψηφία αυτής να βασίζεται στα αιολικά (48,7%) και στα φωτοβολταϊκά (44,6%). Το 2022, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα η συνολική ισχύς ανήλθε σε 10.173 MW, με τα φωτοβολταϊκά να αυξάνουν το ποσοστό τους σε σχέση με το 2021 στο 51,3% και τα αιολικά να ακολουθούν με ποσοστό 43,9%.

Διάγραμμα 124: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW), 2018 - 2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

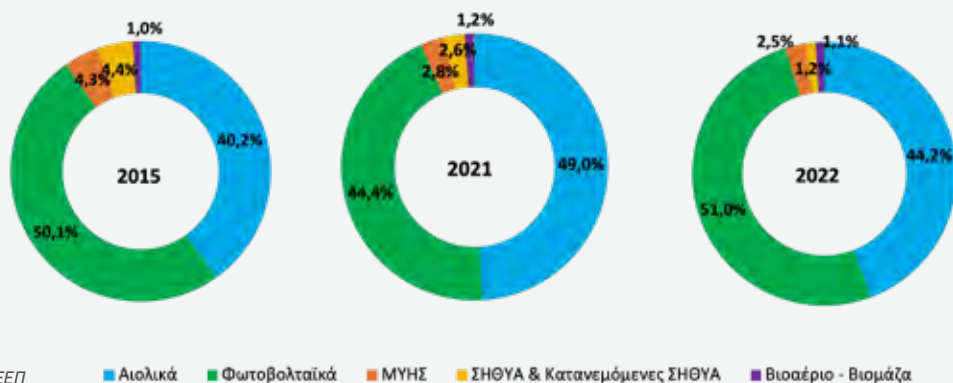
Στο σύνολο της Επικράτειας η εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ έφτασε τα 9.091 MW το 2021, με τα αιολικά να καταλαμβάνουν το 49,0% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, ακολουθούμενα από τα φωτοβολταϊκά που κατείχαν το 44,4% (Διαγράμματα 125 & 126). Το 2022, η εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ στην ελληνική Επικράτεια παρουσίασε αύξηση κατά 14%, φτάνοντας τα 10.340 MW.

Διάγραμμα 125: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στο σύνολο της Επικράτειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ (MW), 2015 - 2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

Διάγραμμα 126: Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο σύνολο της Επικράτειας 2015, 2021 και 2022



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ

5.5.3 Αιολική Ενέργεια

Σύμφωνα με την Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), η συνολική αιολική ισχύς στην Ελλάδα στο τέλος του 2021 ήταν 4.451 MW, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 8,2% σε σχέση με το 2020, ετήσια ανάπτυξη που είναι μειωμένη σε σχέση με την περίοδο 2019/2020 κυρίως λόγω διοικητικών εμποδίων αλλά και καθυστερήσεων λόγω της πανδημίας Covid-19 [117]. Για το έτος 2022, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων έφτασε τα 4.570 MW (Διάγραμμα 125), παρουσιάζοντας αύξηση κατά 5,2% σε σχέση με το 2020 [118].

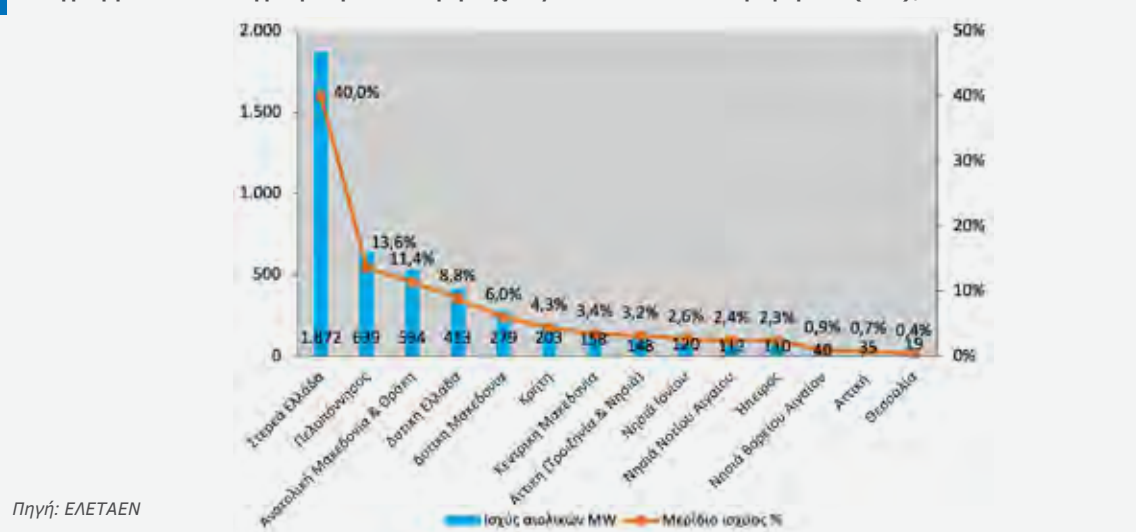
Κατά τη διάρκεια του 2021 συνδέθηκαν στο δίκτυο 128 νέες ανεμογεννήτριες συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 338,3 MW που αντιστοιχούσαν σε επενδύσεις συνολικού ύψους άνω των €340 εκατ. Επίσης, στο τέλος του 2021 ήταν υπό κατασκευή πάνω από 650 MW νέων αιολικών πάρκων, η μεγάλη πλειοψηφία των οποίων αναμένεται να συνδεθεί στο δίκτυο εντός 18 μηνών [117]. Κατά το τέλος του 2022 ήταν υπό κατασκευή πάνω από 840 MW νέων αιολικών πάρκων, η μεγάλη πλειοψηφία των οποίων αναμένεται να συνδεθεί στο δίκτυο εντός των επόμενων 18 μηνών. Άλλα 450 MW βρίσκονται σε φάση συμβολαιοποίησης ή επίκειται η έναρξη κατασκευής τους. Ως αποτέλεσμα η συνολική αιολική ισχύς θα φθάσει περί τα 6 GW μέσα στην επόμενη τριετία [118].

Σε επίπεδο Περιφερειών, η Στερεά Ελλάδα παραμένει στην κορυφή των αιολικών εγκαταστάσεων αφού φιλοξενεί 1872 MW (40%) και ακολουθεί η Πελοπόννησος με 639 MW (13,6%) και η Ανατολική Μακεδονία – Θράκη όπου βρίσκονται 534 MW (11,4%).

Διάγραμμα 127: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) χερσαίας αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, 1999- 2022

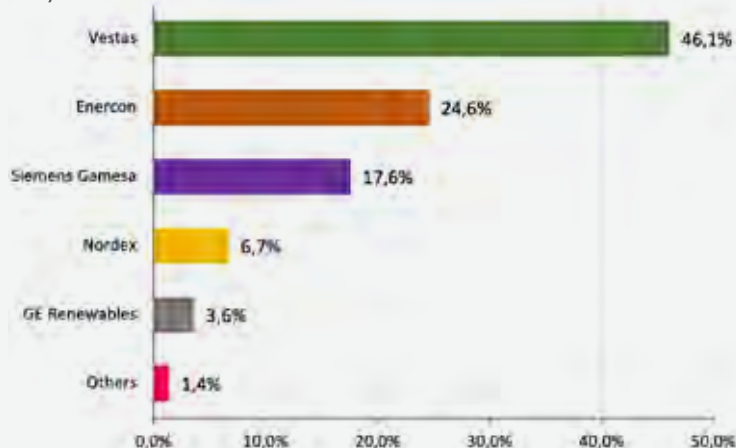


Διάγραμμα 128: Γεωγραφική κατανομή ισχύος αιολικών ανά Περιφέρεια (MW), 2022



Σχετικά με τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών η Vestas έχει προμηθεύσει το 44,6% της συνολικής αποδιδόμενης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα, η Enercon το 25,1%, η Siemens Gamesa το 18,5%, η Nordex το 7,1% και η GE Renewable Energy το 3,5% (Διάγραμμα 129) [118].

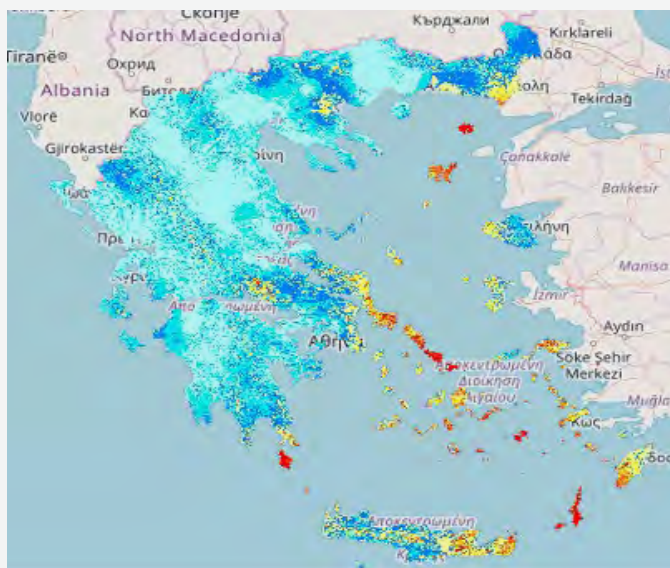
Διάγραμμα 129: Μερίδιο κατασκευαστών ανεμογεννητριών στην συνολική αποδιδόμενη αιολική ισχύ στην Ελλάδα, 2022



Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ

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 22: Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα 2020



Πηγή: ΠΑΕ [119]

5.5.4 Φωτοβολταϊκή Ενέργεια

Το 2020 υπήρξε μια ιδιαίτερη χρονιά για τα φωτοβολταϊκά καθώς η πανδημία επηρέασε την αγορά με τυχόν καθυστερήσεις στην εφοδιαστική αλυσίδα, αλλά και γιατί υπήρξε αλλαγή στον τρόπο που “κλειδώνει” η ταρίφα με “δήλωση ετοιμότητας” και όχι με την ηλεκτρίση που ίσχυε παλαιότερα. Το 2021 η ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών εγκατέστησε περισσότερα μεγαβάτ από κάθε άλλη τεχνολογία, απόρροια του τεράστιου επενδυτικού ενδιαφέροντος που συνεχίζεται αμείωτο [120].

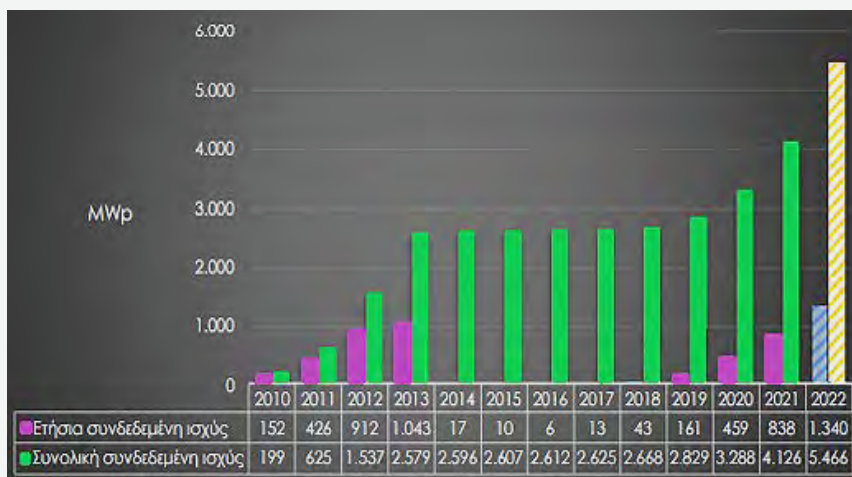
Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ) [121] 780 συστήματα συνολικής ισχύος 453,8 MWp εγκαταστάθηκαν αλλά δεν διασυνδέθηκαν εντός του 2020, κατέθεσαν δήλωση ετοιμότητας με σκοπό να έχουν διασυνδεθεί εντός του 2021. Γίνεται διάκριση μεταξύ της νέας ετήσιας και συνολικής εγκατεστημένης ισχύος και της νέας ετήσιας και συνολικής ισχύος συστημάτων που είναι διασυνδεδεμένα με το δίκτυο. Αυτή η διάκριση έχει νόημα διότι η εγκατεστημένη ισχύς αντικατοπτρίζει τις πωλήσεις εξοπλισμού, τον αριθμό συστημάτων και τις θέσεις εργασίας, ενώ τα διασυνδεδεμένα συστήματα επηρεάζουν την ισχύ που είναι διαθέσιμη στο Σύστημα αλλά και τα οικονομικά μεγέθη του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και τις εκάστοτε πληρωμές προς τους παραγωγούς ΑΠΕ.

Πίνακας 19: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2020 και 2021

2020	MWp	2021	MWp
Νέα εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών το 2020	913	Νέα ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών το 2021	838
Νέα εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών το 2020	459	Συνολική ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών ως και το 2021	4.126
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών ως και το 2020	3.742		
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών ως και το 2020	3.288		

Πηγή: ΣΕΦ

Για το 2022, σύμφωνα με στοιχεία του ΣΕΦ, εκτιμάται ότι θα εγκατασταθούν 1.340 MW νέων φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, αυξάνοντας τη συνολική ισχύ στο Δίκτυο στα 5.466 MW [122]. Μέσα στο πρώτο τετράμηνο του έτους, ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία από την HELLENiQ Renewables (πρώην ΕΛΠΕ Ανανεώσιμες) το μεγάλο πάρκο Φ/Β ισχύος 204,3 MW στη Κοζάνη, ένα έργο ορόσημο καθώς αποτελεί το μεγαλύτερο έως σήμερα ενιαίο έργο ΑΠΕ στην Ελλάδα και το μεγαλύτερο Φ/Β πάρκο με πλαίσια διπλής όψευς σε ολόκληρη την Ευρώπη.

Διάγραμμα 130: Ετήσιες και συνολικές συνδέσεις ΦΒ στο Δίκτυο, 2010-2022

Πηγή: ΣΕΦ

Τα στοιχεία για το 2022 είναι εκτιμήσεις

Από τα 838 MWp φωτοβολταϊκών που διασυνδέθηκαν το 2021, τα 454 MWp είχαν κάνει δήλωση ετοιμότητας ήδη από το 2020 αλλά ηλεκτρίστηκαν το 2021. Ομοίως, επιπλέον 370 MWp περίπου έκαναν δήλωση ετοιμότητας το 2021 αλλά ηλεκτρίστηκαν το 2022 [120].

Το 2020, η αγορά των συστημάτων αυτοπαραγωγής σχεδόν διπλασιάστηκε σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά, παραμένοντας παρόλα αυτά σε επίπεδα σημαντικά χαμηλότερα του δυναμικού της χώρας. Πιο συγκεκριμένα, εγκαταστάθηκαν 17 MWp νέων συστημάτων με ενεργειακό συμψηφισμό ή εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό, ανεβάζοντας τη συνολική ισχύ της κατηγορίας αυτής στα 51 MWp, με τα εμπορικά συστήματα να καλύπτουν ποσοστό άνω του 90% αυτής της ισχύος και τα οικιακά συστήματα να υπολείπονται σημαντικά [121]. Το 2021, η αγορά των συστημάτων αυτοπαραγωγής υπερδιπλασιάστηκε σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά. Πιο συγκεκριμένα, εγκαταστάθηκαν 38 MWp νέων συστημάτων με ενεργειακό συμψηφισμό ή εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό, ανεβάζοντας τη συνολική ισχύ της κατηγορίας αυτής στα 89 MWp [120].

Στο Διάγραμμα 131 απεικονίζεται η ανάπτυξη των εγκατεστημένων συστημάτων φωτοβολταϊκών από το 2010 έως το 2022, παρουσιάζοντας ετήσιο ρυθμό μεταβολής 14% την περίοδο 2011-2022 [122].

Το 2021, τα φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα παρήγαγαν 5,26 TWh ή αλλιώς το 8,8% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, αποτρέποντας την έκλυση 3,2 εκατομμυρίων τόνων CO₂ από την υποκατάσταση ορυκτών καυσίμων (Διαγράμματα 132 & 133) [122].

Η εκμετάλλευση της εγχώριας ηλιακής ενέργειας μπορεί να αποτελέσει μια βιώσιμη επιλογή ηλεκτροπαραγωγής, ιδιαίτερα σε περιοχές με πολύ υψηλό ηλιακό δυναμικό (π.χ. Κρήτη, Πελοπόννησος, νησιά του Αιγαίου). Κατά συνέπεια, τα ηλιακά συστήματα μπορούν να ενταχθούν σε ένα ευρύ πεδίο εφαρμογών.

Διάγραμμα 131: Αριθμός συνδεδεμένων ΦΒ συστημάτων, 2010-2022



Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 132: Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας από ΦΒ και μερίδια στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2010 - 2021



Πηγή: ΣΕΦ

Διάγραμμα 133: Λιγότερες εκπομπές CO₂ λόγω φωτοβολταϊκών (εκατ. τόνοι), 2010-2021



Πηγή: ΣΕΦ

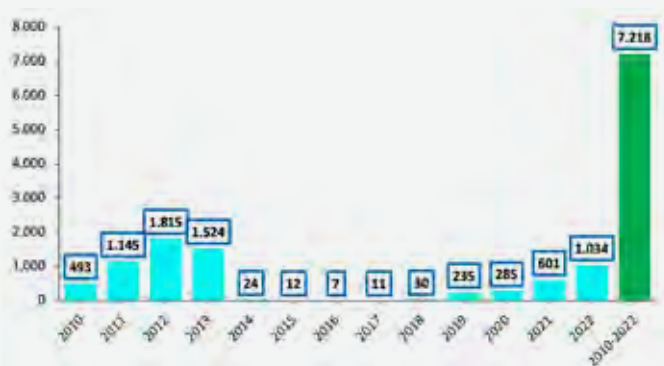
Οι ετήσιες και συνολικές επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά συστήματα για την περίοδο 2010-2022 απεικονίζονται στο παρακάτω διάγραμμα. Την περίοδο 2014-2018 παρατηρούνται σημαντικά μειωμένες επενδύσεις στον τομέα των φωτοβολταϊκών λόγω της οικονομικής κρίσης, ενώ από το 2019 υπάρχει ανάκαμψη με το 2022 να σημειώνει 72% αύξηση στις επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά σε σχέση με το 2021.

Χάρτης 23: Ηλιακό Δυναμικό στην Ελλάδα



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

Διάγραμμα 134: Επενδύσεις φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα 2010-2022, σε εκατομμύρια ευρώ

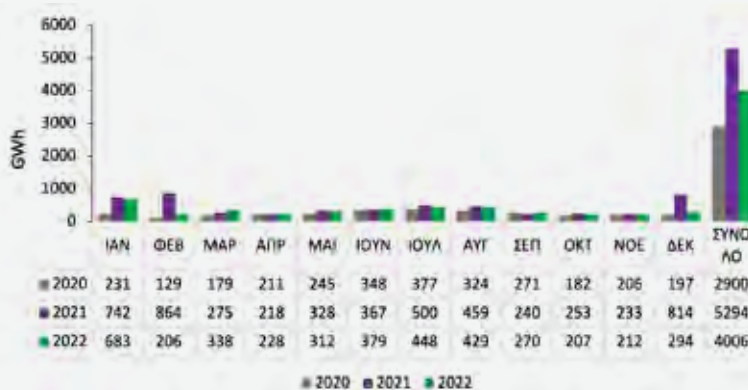


Πηγή: ΣΕΦ

5.5.5 Υδροηλεκτρικά

Σημαντικά αυξημένη ήταν το 2021 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά έργα (μεγάλα και μικρά) σε σχέση με το 2020, ενώ το 2022 παρουσιάζεται μείωση την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά έργα κατά 24%. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [91], το 2021 παρήχθησαν 5.294 GWh, που αποτέλεσαν αύξηση κατά 82,5% σε σχέση με το 2020 (2.900 GWh), ενώ το 2022 η παραγωγή έφτασε τις 4.006 GWh, σημαντικά μειωμένη σε σχέση με το 2021, λόγω της ανυδρίας το καλοκαίρι 2022.

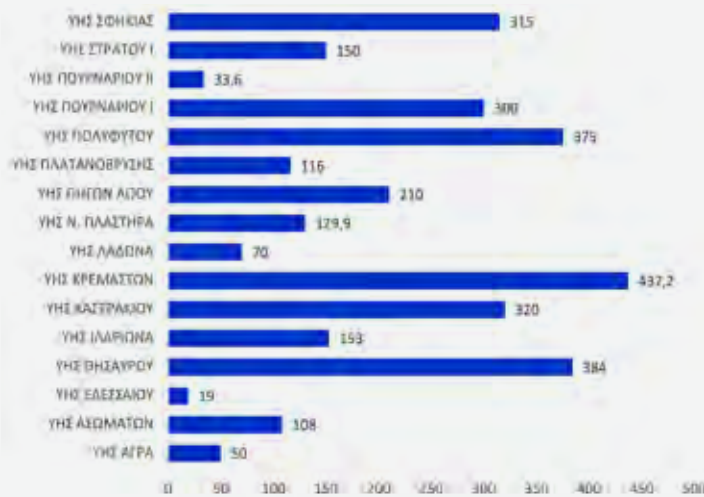
Διάγραμμα 135: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά (GWh) 2020, 2021 και 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Η συνολική ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα έως το τέλος του 2022 ήταν 3.171 MW, όπως αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 136. Όσον αφορά τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ΜΥΗΣ, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ Δεκεμβρίου 2022, η συνολικής ισχύς τους έφτασε τα 263 MW στο διασυνδεδεμένο σύστημα.

Διάγραμμα 136: Καθαρή ισχύς Υδροηλεκτρικών Σταθμών στην Ελλάδα (MW), Δεκέμβριος 2022



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

5.5.6 Γεωθερμία

Η γεωθερμική ενέργεια είναι μια ανανεώσιμη πηγή που απαντάται στο εσωτερικό της γης, δεν εξαρτάται από την τυχαιότητα των καιρικών συνθηκών και υπό όρους βιώσιμης εκμετάλλευσης είναι ενέργεια βάσης, συμβάλλοντας άμεσα στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας μας. 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 εγκατεστημένη ισχύς γεωθερμικών εφαρμογών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως έως το τέλος του 2021 έφτασε τα 15,8 TW, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 240 MW σε σχέση με το 2020, με τις ΗΠΑ να ηγούνται με 3,7 TW [123]. Γεωθερμικό δυναμικό ονομάζονται τα γηγενή φυσικά θερμά ρευστά, επιφανειακά ή υπόγεια, και η θερμότητα των γεωλογικών σχηματισμών, που η θερμοκρασία τους υπερβαίνει τους 30°C. Το γεωθερμικό δυναμικό θεωρείται μεταλλευτικό ορυκτό και το δικαίωμα στην έρευνα / εκμετάλλευσή του μισθώνεται από το κράτος αποκλειστικά μετά από διαγωνισμό. Σημαντική είναι και η αβαθής γεωθερμία (με θερμοκρασία μικρότερη από 25°C), η οποία μπορεί να συμβάλει στη θέρμανση και ψύξη των κτιρίων της Ελλάδας.

Διάγραμμα 137: Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύ το 2021



Πηγή: ThinkGeoEnergy

Η εκμετάλλευση της αβαθούς γεωθερμίας γίνεται με την χρήση αντλιών θερμότητας (heat pumps). Συνήθως χρησιμοποιούνται αντλίες θερμότητας νερού/νερού (water-to-water), οι οποίες παράγουν θερμό ή ψυχρό νερό και μπορούν να συνδυαστούν είτε με τερματικές μονάδες ανεμιστήρα/στοιχείου (fan-coil units) είτε με κεντρικές κλιματιστικές μονάδες (AHU). Χρησιμοποιούνται, επίσης, αντλίες θερμότητας νερού/αέρα (water-to-air), που παράγουν θερμό ή ψυχρό αέρα και συνδέονται απευθείας με δίκτυο αεραγωγών.

Τα συστήματα αβαθούς γεωθερμίας διακρίνονται σε δύο κατηγορίες:

- στα συστήματα ανοικτού κύκλου (open loop) και
- στα συστήματα κλειστού κύκλου (closed loop)

Τα συστήματα ανοικτού κύκλου χρησιμοποιούν το νερό υδρολογικών σχηματισμών της περιοχής εγκατάστασης για την τροφοδοσία του πρωτεύοντος κυκλώματος της αντλίας θερμότητας, το οποίο στη συνέχεια επαναπροωθείται στον υδροφόρο ορίζοντα της περιοχής. Ο υδρολογικός σχηματισμός μπορεί να είναι είτε επιφανειακός (λίμνη, ποτάμι), είτε υπόγειος.

Τα συστήματα κλειστού κύκλου αποτελούνται από ένα κλειστό δίκτυο σωληνώσεων, το οποίο βρίσκεται θαμμένο στο έδαφος σε κάθετη ή οριζόντια διάταξη ή είναι ποτισμένο σε κάποια λίμνη. Το δίκτυο σωληνώσεων στην περίπτωση αυτή ονομάζεται γεωεναλλάκτης, μέσα στον οποίο κυκλοφορεί νερό ή διάλυμα νερού/αντιπηκτικού ανάλογα με τις συνθήκες λειτουργίας.

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 [124].

Στην Ελλάδα παρατηρείται σχετική κινητικότητα με επενδυτική εξέλιξη τη σύμπραξη της ΗΛΕΚΤΩΡ με την ΔΕΗ Ανανεώσιμες, για την αξιοποίηση για ηλεκτροπαραγωγή των τεσσάρων γεωθερμικών πεδίων υψηλών θερμοκρασιών Λέσβου, Μήλου-Κιμώλου-Πολυαίγου, Νισύρου και Μεθάνων.

Το συνολικό επενδυτικό πρόγραμμα φτάνει τα €120 εκατ. Το κόστος των ερευνών εκτιμάται στα €70 εκατ., ενώ άλλα €50 εκατ. υπολογίζεται πως θα επενδυθούν για την κατασκευή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε μία από τις τέσσερις περιοχές πρόκειται να κατασκευαστούν γεωθερμικοί σταθμοί ισχύος 5 MW στην περίπτωση που οι έρευνες δείξουν πως υπάρχει το κατάλληλο γεωθερμικό δυναμικό.

Η ΗΛΕΚΤΩΡ θα συμμετέχει, μέσω της κατά 100% θυγατρικής «Γεωενέργεια Αιγαίου», με 51% στην κοινή εταιρεία που θα αναπτύξει τα γεωθερμικά πεδία.

Η ΔΕΗ Ανανεώσιμες θα διατηρήσει ποσοστό 49% στην εταιρεία «Γεωθερμικός Στόχος II» που ιδρύθηκε με σκοπό την χρηματοδότηση, μελέτη, εγκατάσταση, κατασκευή και λειτουργία γεωθερμοηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού των μισθωμένων από τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες περιοχών και συγκεκριμένα

- (α) Στο γεωθερμικό πεδίο της ομάδας των Νήσων Μήλου -Κιμώλου - Πολυαίγου,
- (β) Στο γεωθερμικό πεδίο της Νήσου Νισύρου,
- (γ) Στο γεωθερμικό πεδίο της Νήσου Λέσβου και
- (δ) Στο γεωθερμικό πεδίο της χερσονήσου των Μεθάνων.

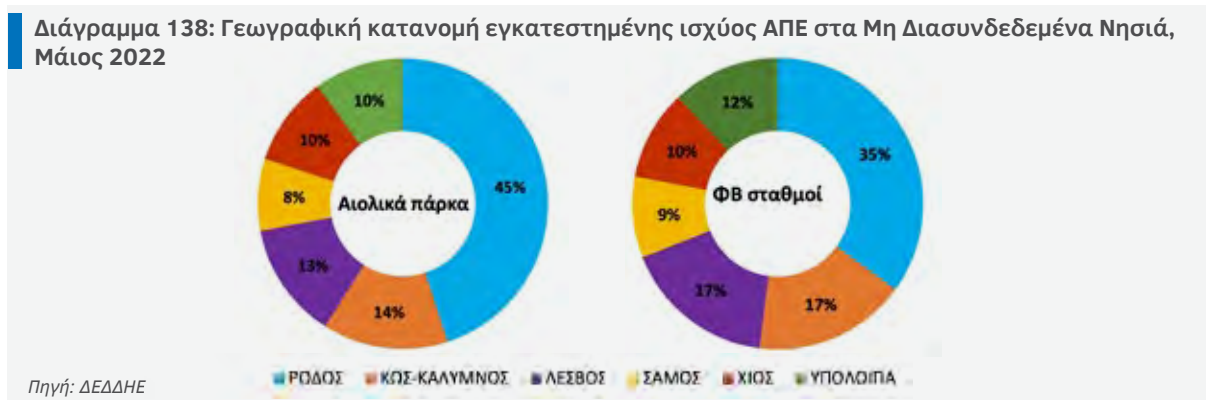
Η πρώτη μονάδα, αυτή της Μήλου, προβλέπεται να λειτουργήσει μέχρι το 2025, υπό την προϋπόθεση πως θα εξασφαλιστούν οι απαραίτητες αδειοδοτήσεις και η τοπική συναίνεση. Η γεωθερμία είναι μία από τις μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) που επιτρέπει σταθερή παραγωγή σε όλη τη διάρκεια του 24ωρου αφού δεν επηρεάζεται από τις καιρικές συνθήκες.

Η Ελλάδα διαθέτει ένα πλούσιο γεωθερμικό δυναμικό και ένα σημαντικό βήμα για την ανάπτυξη της γεωθερμίας και την αξιοποίηση του πλούσιου γεωθερμικού δυναμικού της Ελλάδας 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>90oC) και μη χαρακτηρισμένων περιοχών (ΦΕΚ Β' 1460/2022). Αντίστοιχη Υπουργική Απόφαση για τα γεωθερμικά πεδία τοπικού ενδιαφέροντος (90oC > T >30oC) και τις περιοχές γεωθερμικού ενδιαφέροντος βρίσκεται σε τελικό στάδιο επεξεργασίας.

5.5.7 Οι ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Σύμφωνα με το Πληροφοριακό Δελτίο του ΔΕΔΔΗΕ για το Νοέμβριο 2022 [99], στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας υπάρχουν εγκατεστημένα 162,46 MW ΑΠΕ, που αναλύονται σε 108,06 MW αιολικών πάρκων και 51,45 MW φωτοβολταϊκών σταθμών (δεν περιλαμβάνεται η ισχύς των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος και Net Metering). Η κατανομή ισχύος των 53 αιολικών πάρκων και των 641 φωτοβολταϊκών σταθμών παρουσιάζεται στα παρακάτω Διαγράμματα.



5.5.8 Διαγωνισμοί ΡΑΕ

Καθοριστική για την επίτευξη των στόχων της Ελλάδας θεωρεί η ΡΑΕ τη δημοπράτηση όσο το δυνατόν μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ τα επόμενα χρόνια.

Σύμφωνα με την Απόφαση Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/123726/5096 (ΦΕΚ 6250/Β/27.12.2021):

- Από τις 27.12.2021 και ως την 31.12.2022 θα διεξάγονται ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών ειδικές για τις κάτωθι κατηγορίες:

α) Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης των 500kW και μικρότερης ή ίσης του 1 MW που δεν ανήκουν σε Ενεργειακές Κοινότητες του ν. 4513/2018 (Α' 9).

β) Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης των 500 kW που δεν ανήκουν σε Ενεργειακές Κοινότητες του ν. 4513/2018 (Α' 9) και δεν πληρούν τις προϋποθέσεις εξαίρεσης από ανταγωνιστικές διαδικασίες των παρ. 3α έως 3η του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 (Α' 149), καθώς και Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης ή ίσης του 1 MW που ανήκουν σε Ενεργειακές Κοινότητες του ν. 4513/2018 (Α' 9) και δεν πληρούν τις προϋποθέσεις εξαίρεσης από ανταγωνιστικές διαδικασίες των παρ. 3α έως 3η του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 (Α' 149).

- Από την 01.01.2023 ως 31.12.2025 θα διεξάγονται ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών ειδικές για τις κάτωθι κατηγορίες:

α) Αιολικοί σταθμοί Μέγιστης Ισχύος Παραγωγής μεγαλύτερης των 60 kW και μικρότερης ή ίσης των 6 MW.

β) Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης ή ίσης του 1 MW.

Με την Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΓΔ Ε/66576/5877/2022 (ΦΕΚ 3522/Β/7-7-2022) καθορίστηκε η εγκατεστημένη ισχύς, ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α., η οποία δημοπρατείται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, αριθμού ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ανά έτος, χρονοδιαγράμματος πραγματοποίησης των ανταγωνιστικών διαδικασιών και άλλων θεμάτων που αφορούν στις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών. Από το έτος 2023 και εφεξής, στις κοινές ανταγωνιστικές διαδικασίες συμμετέχουν σταθμοί που εγκαθίστανται σε χώρες του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου με τις οποίες υφίσταται εν ενεργεία Διασυνοριακό Εμπόριο Ενέργειας, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 7 του ν. 4414/2016.

Σύμφωνα με την Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 691/2022 εκδόθηκαν τα οριστικά αποτελέσματα της Κοινής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 2/2022 Προκήρυξη.

Επιπλέον, η Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 606/2022 προδιαγράφει ότι κατά το τρίτο τρίμηνο του έτους 2022 θα διενεργηθεί μία κοινή ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς, ως εξής:

Έτος – Τρίμηνο Προκήρυξης)	Είδος Ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής	Τεχνολογίες σταθμών	Κατηγορίες σταθμών	Συνολική δημοπρατούμενη ισχύς (MW)
2022-Γ'	Κοινή	Αιολικοί και Φωτοβολταϊκοί	α) Αιολικοί σταθμοί Μέγιστης Ισχύος Παραγωγής μεγαλύτερης των 6 MW.	1000

5.5.9 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 59η 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 τρεις θέσεις στη σχετική κατάταξη, καταλαμβάνοντας την 21η θέση, ανάμεσα σε 40 άλλα κράτη – μια ιστορικά υψηλή επίδοση, για τρίτη συνεχόμενη έκδοση του δείκτη RECAI (Πίνακας 20). Αυτή η πρόοδος, σύμφωνα με την έκθεση της EY, οφείλεται στη στόχευση της Ελλάδας να διπλασιάσει την εγκατεστημένη χωρητικότητα παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, σε περίπου 19GW, μέχρι το 2030, και στην πρόσφατη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού πάρκου με πάνελ διπλής όψης, ισχύος 204MW, ένα από τα μεγαλύτερα στο είδος του στην Ευρώπη [125].

Πίνακας 20: Δείκτης ελκυστικότητας ΑΠΕ – RECAI INDEX

Rank	Previous rank	Movement on previous index	Market	Score
1	1	▲	US	74.2
2	2	▲	China Mainland	71.4
3	5	▲	UK	70.2
4	6	▲	Germany	69.6
5	4	▼	France	69.5
6	7	▲	Australia	69.1
7	3	▼	India	68.6
8	8	▲	Japan	66.3
9	10	▲	Spain	64.4
10	11	▲	Netherlands	64.3
11	15	▲	Denmark	62.4
12	14	▲	Ireland	62.3
13	9	▼	Brazil	62.2
14	12	▼	Chile	62.0
15	13	▼	Italy	61.9
16	18	▲	Canada	61.2
17	20	▲	Sweden	59.4
18	17	▼	Israel	59.3
19	22	▲	Poland	59.3
20	16	▼	Morocco	59.2
21	24	▲	Greece	58.9

Πηγή: EY

5.6 Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή

Την περίοδο αυτή όπου η Ευρώπη βιώνει ξανά τον πόλεμο, ύστερα από 77 χρόνια από τη λήξη του Β' ΠΠ, οι παγκόσμιες τιμές της ενέργειας είναι ασυνήθιστα υψηλές και δημιουργούν ένα ασταθές και αβέβαιο, πολιτικό και κύρια οικονομικό, περιβάλλον, βλάπτοντας τα νοικοκυριά, τις βιομηχανίες και ολόκληρες οικονομίες, η Ενεργειακή Αποδοτικότητα και η Ενεργειακή Διαχείριση της ζήτησης διαδραματίζουν έναν ιδιαίτερα σημαντικό ρόλο, αφού προσφέρουν άμεσες ευκαιρίες μείωσης του ενεργειακού κόστους και μείωσης της εξάρτησης από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα.

Τον Ιούνιο 2022, ο ΔΟΕ πραγματοποίησε την 7η Ετήσια Παγκόσμια Διάσκεψη με θέμα την Ενεργειακή Αποδοτικότητα, στη Δανία, όπου οι σύνεδροι, με τη συμμετοχή εκπροσώπου του IENE, ενέκριναν κοινή δήλωση που αναφέρει μεταξύ άλλων «...Οι πολιτικές ενεργειακής αποδοτικότητας έχουν αποδειχθεί επιτυχείς στη μείωση των λογαριασμών ενέργειας, στην προστασία των καταναλωτών και στην ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας. Είναι επίσης κεντρικό σημείο για την επίτευξη παγκόσμιων στόχων για καθαρές μηδενικές εκπομπές που οφείλονται στην Ενέργεια... Ως μέρος της μετάβασης στην καθαρή ενέργεια με επίκεντρο τον άνθρωπο, η έμφαση στην ενεργειακή αποδοτικότητα παρέχει επίσης την ευκαιρία για τη δημιουργία περισσότερων θέσεων εργασίας, τη στήριξη της οικονομικής ανάπτυξης και της βιομηχανικής παραγωγής. Ωστόσο, η τρέχουσα κλίμακα δράσης για την ενεργειακή αποδοτικότητα

δεν είναι επαρκής και υπάρχει ανάγκη να επιταχυνθεί η εφαρμογή σε παγκόσμιο επίπεδο...»

Στην ελληνική ενεργειακή πολιτική, η Ενεργειακή Αποδοτικότητα κατέχει σημαίνοντα ρόλο στην νέα εποχή της Ενεργειακής Μετάβασης, όπως φαίνεται από τα στοιχεία του ΕΣΕΚ, που είναι ένα φιλόδοξο σχέδιο αλλά, υπό προϋποθέσεις, μπορούν να επιτευχθούν οι στόχοι που θέτει.

Επιγραμματικά το ΕΣΕΚ προτείνει:

- η τελική συνολική κατανάλωση ενέργειας να μην υπερβαίνει τα 16,5 Mtoe το 2030,
- η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας να μην υπερβαίνει τα 21,0 Mtoe το 2030,
- για την επίτευξη σωρευτικής εξοικονόμησης ενέργειας (κτίρια + μεταφορές) 7,3 Mtoe την περίοδο 2021-2030,
- ανακαινίσεις κτιρίων για την κάλυψη, σε ετήσια βάση, το 3% της συνολικής θερμαινόμενης επιφάνειας των κτιρίων της κεντρικής κυβέρνησης, έως το 2030.

Ειδικά μέτρα σχεδιάζονται για τα κτίρια με σκοπό την υλοποίηση ενός φιλόδοξου σχεδίου για την ανακαίνιση και τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του αποθέματος των δημόσιων κτιρίων, μέσω της συμμετοχής ΕΕΥ-ESCO και της ανανέωσης κτιρίων στο τέλος του κύκλου ζωής τους.

Το Πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» έχει σχεδιαστεί για δημόσια κτίρια, το οποίο αναμενόταν να ξεκινήσει στα τέλη Ιουλίου/Αύγουστου 2022.

Ο προϋπολογισμός που ανακοινώθηκε είναι της τάξης των 640 εκ. €, όπου τα 470 εκ. είναι δάνειο από Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΙΒ) και 140 εκ. € αποτελεί συνεισφορά από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας. Η κρατική επιδότηση κυμαίνεται από 50% έως το μέγιστο 70%, το υπόλοιπο ποσό θα καλυφθεί από ίδιους πόρους ή δανεισμό, όπου σημαντικό ρόλο έχει το Ταμείο Παρακαταθηκών και Δανείων.

Το Πρόγραμμα «ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΩ»

Το ΥΠΕΝ ετοιμάζει, επίσης, στοχευμένα κίνητρα για την προώθηση μέτρων ενεργειακής αποδοτικότητας και σε ιδιωτικά κτίρια, με την υιοθέτηση μιας φιλόδοξης στρατηγικής για την ανακαίνιση του κτιριακού αποθέματος, προκειμένου να ανακαινιστεί το 12-15% των κτιρίων έως το 2030, σύμφωνα με το ισχύον ΕΣΕΚ, βασισμένο και στην εμπειρία του από προηγούμενα προγράμματα εδώ και μια δεκαετία, όπου σημαντικό ρόλο είχε το Πρόγραμμα «ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΩ». Αρχικά, το Πρόγραμμα επιδοτούσε μονοκατοικίες ή διαμερίσματα πολυκατοικιών, ενώ, τώρα, στο Πρόγραμμα που είναι σε ισχύ περιλαμβάνεται και η ενεργειακή αναβάθμιση και των πολυκατοικιών (2021).

Αναμφίβολα, το Πρόγραμμα «ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΩ», με την ολοκλήρωση του, θα έχει σημαντικό αποτύπωμα στη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης στον οικιακό τομέα της χώρας, που χαρακτηρίζεται για την υψηλή ενεργειακή του ένταση, όμως αυτό δεν είναι αρκετό.

Οι δυσκολίες για την επιτυχή ολοκλήρωση του Προγράμματος αφορούν τις

- Τιμές ενέργειας (ευμετάβλητες λόγω των σημερινών αντίξωων συνθηκών)
- Συνεχείς αυξήσεις των τιμών σε υλικά/μηχανήματα/κα που απαιτούνται για τα μέτρα ΕΕ λόγω υψηλού πληθωρισμού
- Χρονοβόρες διαδικασίες έγκρισης αλλά και υλοποίησης των έργων,
- Δυσκολίες για τους κρατικούς φορείς να καλύψουν το υπόλοιπο 30% του προϋπολογισμού, που απαιτείται.

ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΩ No (Στοιχεία ΥΠΕΝ)	ΕΤΟΣ	ΩΦΕΛΟΥΜΕΝΟΙ	Π/Υ (εκ. €)	ΘΕΤΙΚΑ / ΑΡΝΗΤΙΚΑ (2021)
1	2011	8,102		Πλεονεκτήματα: <ul style="list-style-type: none"> • καλύτερα σχεδιασμένο από όλα τα προηγούμενα. • 20,8% των δικαιούχων από χαμηλά εισοδήματα (5-10 κ. €/έτος) με Π/Υ 120 εκ. €. • Δημιουργία ηλεκτρονικής πλατφόρμας για την επιτόπια εξέταση της πληρότητας της αίτησης. Μειονεκτήματα: <ul style="list-style-type: none"> • Γραφειοκρατία για άδειες, χρόνος επιλογής αναδόχου, κ.λπ.
2	2012	36,971		
3	2018	37,305	502.99	
4	2019	20,975	778.01	<ul style="list-style-type: none"> • Προβλήματα με την ηλεκτρονική πλατφόρμα για την ηλεκτρονική ταυτότητα κτιρίου (προαπαιτούμενο)
		36,364		<ul style="list-style-type: none"> • Σημαντικές αυξήσεις των τιμών των υλικών για τα μέτρα ΕΕ
5	2020-21	(με τις πολυκατοικίες εκτιμάται ότι θα φτάσει στις 50,000)	632.00	<ul style="list-style-type: none"> • Χαμηλή, ακόμα, η συμμετοχή πολυκατοικιών.

Συνοπτική παρουσίαση των προγραμμάτων «Εξοικονομώ», 2011-2021

Το Πρόγραμμα «ΑΝΑΚΥΚΛΩΝΩ-ΑΛΛΑΖΩ ΣΥΣΚΕΥΗ»

Επίσης, το Πρόγραμμα «ΑΝΑΚΥΚΛΩΝΩ-ΑΛΛΑΖΩ ΣΥΣΚΕΥΗ», που υλοποιεί το ΥΠΕΝ, επιχορηγεί τα ελληνικά νοικοκυριά για την αντικατάσταση παλαιών ηλεκτρικών συσκευών με νέες, φιλικές προς το περιβάλλον και ενεργειακά πιο αποδοτικές. Η προκήρυξη του προγράμματος ανακοινώθηκε στις 17/6/22, η έναρξη υποβολής αιτήσεων χρηματοδότησης ήταν στις 21/6/22, η καταληκτική προθεσμία υποβολής αιτήσεων ήταν 8/7/22, ενώ η καταληκτική ημερομηνία αγορών είναι η 16/9/22. Ο συνολικός προϋπολογισμός του Προγράμματος ανέρχεται σε 148 εκατ. €, κατανεμημένο ανά Περιφέρεια.

Στο Πρόγραμμα συμμετέχουν μόνο οι ακόλουθες κατηγορίες συσκευών:

- Κλιματιστικά – split unit air conditioning units • Ψυγεία • Καταψύκτες

Η επιχορήγηση παρέχεται μέσω επιταγών του Προγράμματος, που μπορούν να χρησιμοποιηθούν κατά την αγορά νέας συσκευής σε καταστήματα λιανικής πώλησης ηλεκτρικών συσκευών και να καλύψουν ένα μέρος της συνολικής δαπάνης. Για κάθε αγορά νέας συσκευής με επιδότηση, δημιουργείται παράλληλα η υποχρέωση παράδοσης μίας παλιάς προς ανακύκλωση που ανήκει στην ίδια κατηγορία.

Σύμφωνα με τον Οδηγό Εφαρμογής του Προγράμματος «ΑΝΑΚΥΚΛΩΝΩ-ΑΛΛΑΖΩ ΣΥΣΚΕΥΗ», η τελική αξία της κάθε επιταγής εξαρτάται από την κατηγορία του ωφελούμενου, τα χαρακτηριστικά της αντίστοιχης συσκευής, καθώς και την τιμή αγοράς της, και καθορίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα.

		Ποσοστό (%) ενίσχυσης επί της λιανικής τιμής πώλησης της συσκευής (όπως προκύπτει κατά τη στιγμή της αγοράς)			
		1 ^η εισοδηματική κατηγορία ωφελούμενου *	2 ^η εισοδηματική κατηγορία ωφελούμενου *	3 ^η εισοδηματική κατηγορία ωφελούμενου *	4 ^η εισοδηματική κατηγορία ωφελούμενου *
		50%	45%	35%	30%
Μέγιστη ονομαστική αξία <u>προ</u> <u>ΦΠΑ</u> κάθε επιταγής (ανώτατο ποσό επιχορήγησης προ ΦΠΑ ανά περίπτωση)	Κλιματισμός 9.000 Btu/h	274,19 €	246,77 €	191,94 €	164,52 €
	Κλιματισμός 12.000 Btu/h	322,58 €	290,32 €	225,81 €	193,55 €
	Κλιματισμός 18.000 Btu/h	459,68 €	413,71 €	321,77 €	275,81 €
	Κλιματισμός 24.000 Btu/h	572,58 €	515,32 €	400,81 €	343,55 €
	Ψυγεία	342,74 €	308,87 €	240,32 €	205,65 €
	Καταψύκτες	181,45 €	163,71 €	127,42 €	108,87 €

Συνοπτική παρουσίαση της οικονομικής ενίσχυσης του Προγράμματος «ΑΝΑΚΥΚΛΩΣΗΣ – ΑΛΛΑΖΩ ΣΥΣΚΕΥΗ»

Σε ότι αφορά τις εισοδηματικές κατηγορίες, ΕΙΣμ:

- $EISμ \leq 5.000€$, ο ωφελούμενος εμπίπτει στην 1η εισοδηματική κατηγορία.
- $5.000€ < EISμ \leq 10.000€$, ο ωφελούμενος εμπίπτει στη 2η εισοδηματική κατηγορία.
- $10.000€ < EISμ \leq 20.000€$, ο ωφελούμενος εμπίπτει στην 3η εισοδηματική κατηγορία.
- $20.000€ \leq EISμ$, ο ωφελούμενος εμπίπτει στην 4η εισοδηματική κατηγορία.

Το Πρόγραμμα αναμένεται να έχει σημαντικά οφέλη, όπως:

- εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας στον οικιακό τομέα και συνεπώς μείωση του ενεργειακού κόστους για το μέσο νοικοκυριό.
- βελτίωση του ισοζυγίου εισαγωγών ενέργειας με συρρίκνωση του βαθμού εξάρτησης από τρίτες πηγές.
- μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Βιομηχανία – Μεταφορές

Σημαντικό ρόλο για την προώθηση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας έχουν τόσο η Βιομηχανία όσο και οι Μεταφορές, όπου οι καταναλώσεις ενέργειας χαρακτηρίζονται ως υψηλές και, συνεπώς, υπάρχει αξιόλογο δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας.

Στη Βιομηχανία ξεκίνησε, το 2018, ένα σημαντικό πρόγραμμα για βελτίωση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας, με τη διενέργεια ενεργειακών ελέγχων, όπως απαιτεί η Κοινοτική Οδηγία (ΚΟ) για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα (Energy Efficiency Directive-EED) 2012/27/EU και η τροποποίηση της, 2018/2002.

Η πρώτη φάση των ενεργειακών ελέγχων των υπόχρεων εταιρειών ή/και βιομηχανιών, που ξεκίνησε το 2018 και ολοκληρώθηκε το 2021, πραγματοποιήθηκε σύμφωνα με τις διατάξεις της Οδηγίας για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα (EED) και τον Ν. 4342/2015 και αφορά εταιρείες με προσωπικό μεγαλύτερο από 250 άτομα ή/και ετήσιο κύκλο εργασιών 50 εκ € και πλέον. Ο ενεργειακός έλεγχος έγινε από πιστοποιημένους, από το ΥΠΕΝ, ενεργειακούς ελεγκτές, χαρακτηρίζεται από σχετική επιτυχία, αφού ένα ποσοστό μεγαλύτερο από 60% των υπόχρεων εταιρειών/βιομηχανιών έλαβαν το απαιτούμενο πιστοποιητικό συμμετοχής στον ενεργειακό έλεγχο, υποβάλλοντας τα απαιτούμενα στοιχεία από τον ενεργειακό έλεγχο σε ηλεκτρονική πλατφόρμα του ΥΠΕΝ. Σημειώνεται ότι οι εταιρείες/βιομηχανίες που εφαρμόζουν το ISO 50001, που αφορά την Ενεργειακή Διαχείριση, δεν είναι υπόχρεες για ενεργειακό έλεγχο.

Οι εταιρείες/βιομηχανίες που δεν έλαβαν μέρος στη πρώτη φάση, κύρια λόγω άγνοιας του Νόμου ή θεώρησης τους ότι δεν ανήκουν στις υπόχρεες εταιρείες, έλαβαν ειδοποιητήρια επιστολή από το ΥΠΕΝ για ολοκλήρωση του ενεργειακού ελέγχου εντός προθεσμίας ενός μηνός, ειδάλλως το ΥΠΕΝ θα επέβαλε πρόστιμο, αρκετών χιλιάδων ευρώ.

Το 2022, ξεκίνησε η δεύτερη φάση των ενεργειακών ελέγχων όλων των υπόχρεων εταιρειών/βιομηχανιών, που θα δείξει και την πρόοδο που επιτεύχθηκε στην Ενεργειακή Αποδοτικότητα, με την εφαρμογή των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, που είχαν προταθεί από τον ενεργειακό έλεγχο της πρώτης φάσης.

Σοβαρό μειονέκτημα του προγράμματος, των ενεργειακών ελέγχων, είναι η μη υποχρεωτικότητα εφαρμογής, όλων ή μέρους, των προτεινόμενων μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας που προτάθηκαν στην ενεργειακή μελέτη, από τις υπόχρεες εταιρείες ή/και βιομηχανίες. Να τονισθεί ότι η υποχρεωτικότητα εφαρμογής μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας από τους υπόχρεους δεν προτείνεται στην Κοινοτική Οδηγία και, συνεπώς, και στον Ελληνικό Νόμο, που ενσωματώνει την Οδηγία στο Ελληνικό νομικό ενεργειακό πλαίσιο.

Το μειονέκτημα αυτό, πιθανά, να έχει σοβαρό αντίκτυπο στην ενεργειακή κατανάλωση των εταιρειών/βιομηχανιών, που δεν εφάρμοσαν τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας που προτάθηκαν από τον ενεργειακό έλεγχο. Η ενεργειακή κρίση που βιώνουμε σήμερα είναι βέβαιο ότι θα αλλάξει τη συμπεριφορά αυτή των εταιρειών, κάτι που αναμένεται να φανεί στη δεύτερη φάση των ελέγχων.

Αναφορικά με τις Μεταφορές, σε άμεση σύνδεση με τους στόχους του ΕΣΕΚ, το Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης, που ανακοινώθηκε πρόσφατα από την Ελληνική Κυβέρνηση, και ειδικότερα ο Άξονας του 1.3, προωθεί ένα «πράσινο» και βιώσιμο σύστημα μεταφορών για την Ελλάδα, με τη μετάβαση στην ηλεκτροκίνηση να αποτελεί στρατηγική επιλογή για την χώρα.

Έτσι, το Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης προωθεί:

- Την ενίσχυση της διείσδυσης των ηλεκτροκίνητων οχημάτων, για μείωση των εκπομπών CO₂ και τη βελτίωση του αποτυπώματος του τομέα των μεταφορών,
- Την ανάπτυξη των απαραίτητων υποδομών φόρτισης για την ενίσχυση της ηλεκτροκίνησης σε όλη την επικράτεια. Συνολικά, προβλέπεται η εγκατάσταση σημείων φόρτισης σε αστικές και υπεραστικές περιοχές, που αποτελούν προαπαιτούμενο για την επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ για την ηλεκτροκίνηση.


Πιο αναλυτικά:

- Με το πρόγραμμα αυτό επιδοτείται, η δημιουργία σταθμών φόρτισης για ηλεκτροκίνητα οχήματα σε ολόκληρη την Ελλάδα, αρχικά σε αεροδρόμια, εθνικές οδούς, σταθμούς εξυπηρέτησης οχημάτων, πρατήρια καυσίμων κ.λπ.
- Προωθείται η αντικατάσταση μέρους του στόλου των αστικών συγκοινωνιών στην Αθήνα και Θεσσαλονίκη με ηλεκτρικά λεωφορεία και επιδοτείται η αντικατάσταση των παλαιών ρυπογόνων ταξί με ηλεκτρικά.
- Προωθείται η ενίσχυση επενδύσεων για μείωση του αποτυπώματος CO₂ στην επιβατηγό ναυτιλία.

Τέλος, σημαντικό σημείο του ανωτέρω Προγράμματος είναι η δημιουργία νέων ή αναβάθμιση υφιστάμενων βιομηχανικών μονάδων με τη χρήση state of the art πράσινης τεχνολογίας, με υποχρεωτική λειτουργία τμήματος έρευνας και ανάπτυξης για την προώθηση καινοτόμων προϊόντων και υπηρεσιών καθώς και η ενίσχυση της νέας τεχνολογίας συλλογής CO₂ και αποθήκευσής του.

Το IENE αναγνωρίζει την αξία της έγκαιρης δράσης για την προώθηση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας, σε όλους τους τομείς της οικονομίας, για την επίτευξη των καθαρών μηδενικών ενεργειακών στόχων έως το 2050, που απαιτεί υλοποίηση συντονισμένων δράσεων και πολιτικής.





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

6.1 Το μοντέλο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Από το Νοέμβριο του 2020, η Χονδρική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα έχει μεταβεί, από το προηγούμενο μοντέλο της, αυτό του Mandatory Pool, στην οργάνωσή της σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο (Target Model), όπως έχει διαμορφωθεί από τον Οργανισμό για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER). Στόχος του νέου μοντέλου - που αποτελείται από τις εξής επιμέρους αγορές προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας χονδρικής: την Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market), την Ενδοημερήσια Αγορά (Intra-Day Market) και την Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market) - είναι η ενιαία διαμόρφωση και λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε πανευρωπαϊκό επίπεδο, ένας στόχος που εκτιμάται ότι θα διευκολύνει και το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας σε Περιφερειακό επίπεδο.

Ειδικότερα, το Target Model, σύμφωνα με το οποίο είναι οργανωμένη η εγχώρια χονδρική αγορά ενέργειας, περιλαμβάνει το σύνολο των κανόνων και προβλέψεων για τη δημιουργία μίας εσωτερικής ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που προάγει το διασυνοριακό εμπόριο, παράγει οικονομικό αποτέλεσμα και επιπλέον εξυπηρετεί την καλύτερη χρήση των διασυνδέσεων για να διασφαλιστεί η απρόσκοπτη διαμετακόμιση ενέργειας. Μέσα από αυτό το σύστημα κανόνων η ηλεκτρική ενέργεια διακινείται ελεύθερα μεταξύ των Κρατών - Μελών της Ε.Ε., καλύπτοντας τις ανάγκες αυτής με το μικρότερο δυνατό κόστος.

Μεταξύ των βασικών χαρακτηριστικών του Ευρωπαϊκού Μοντέλου, του Target Model, συγκαταλέγονται:

- Η ανάπτυξη κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας, παρέχοντας στις αρμόδιες αρχές τη δυνατότητα να αναθεωρούν τον όγκο των ετήσιων δικαιωμάτων δυναμικότητας. Οι δύο εναλλακτικές μεθοδολογίες που επιτρέπονται στο πλαίσιο αυτό είναι α) η μέθοδος διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς (Available Transfer Capacity, ATC) και β) η μέθοδος με βάση τις ροές των δικτύων (Flow Based, FB).
- Η ανάπτυξη πλαισίου για τη χορήγηση μακροχρόνιων δικαιωμάτων μεταφοράς επί των ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ των Κρατών-Μελών.

- Η σύζευξη των επιμέρους εθνικών προ-ημερήσιων αγορών (day-ahead markets) μέσω έμμεσων δημοπρασιών (implicit auctions). Σε αυτές, οι ροές ενέργειας υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη την ικανότητα διασύνδεσης και την τιμή, με αποτέλεσμα, οι τιμές εκτός συνόρων να συγκλίνουν όταν υπάρχει επαρκής διασυνοριακή δυναμικότητα. Υπό αυτό το πρίσμα, ο μηχανισμός σύζευξης τιμών που έχει σχεδιαστεί (European Price Coupling, EPC) οδηγεί με την εφαρμογή του στη μεγιστοποίηση της συνολικής απόδοσης των αγορών, διαμορφώνοντας ροές ηλεκτρικής ενέργειας, από περιοχές χαμηλότερης τιμής σε περιοχές υψηλότερης τιμής.
- Η διενέργεια συνεχών ενδοημερήσιων συναλλαγών (intraday trading) μέσω μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής πλατφόρμας για τις ενδοημερήσιες αγορές, για τον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων και για την καλύτερη διαχείριση του κόστους των αποκλίσεων μεταξύ παραγωγής και ζήτησης.
- Η εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία περιλαμβάνει τρία βασικά στοιχεία: α) τη διασφάλιση εφεδρειών, β) την ενεργοποίηση ενέργειας εξισορρόπησης και γ) τη διευθέτηση της ανισορροπίας των ενεργειακών ισοζυγίων.
- Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος προάγει σε μεγαλύτερο βαθμό τον επιμερισμό των πόρων εξισορρόπησης, ανάμεσα στους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς, οι οποίοι θα πρέπει να έχουν εναρμονίσει τα προϊόντα εξισορρόπησης και εκείνα των εφεδρειών, λαμβάνοντας υπόψη τοπικές ιδιαιτερότητες και τυχόν τεχνικές αδυναμίες.

Σημαντικά οφέλη για την αγορά που πηγάζουν από την υιοθέτηση του μοντέλου είναι μεταξύ άλλων, η καλύτερη διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, στην οποία ως γνωστόν υπάρχει στοχαστικότητα, η ανάπτυξη συνθηκών για την ενίσχυση του ανταγωνισμού εντός της αγοράς, η συνεισφορά στην ασφάλεια εφοδιασμού, καθώς επίσης και η προώθηση έργων αναβάθμισης των διασυνδέσεων.

6.2 Το πλαίσιο που διέπει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Οι αγορές του Μοντέλου Στόχου

Η αναδιάρθρωση της εγχώριας χονδρικής αγοράς σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο βασίζεται στο Ν. 4512/2018 σχετικά με τις ρυθμίσεις για την εφαρμογή των Διαρθρωτικών Μεταρρυθμίσεων του Προγράμματος Οικονομικής Προσαρμογής και άλλες διατάξεις. Μέσα από τις προβλέψεις αυτού, και ειδικότερα από το Τμήμα Α, Μέρος Γ, Κεφάλαια Α και Β αυτού, αρχικά ιδρύεται το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (Αρ. 96) το οποίο διαχειρίζεται την Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά (Αγορά Παραγώγων – Forward Market), όπου θέτονται υπό διαπραγμάτευση τυχόν Ενεργειακά Χρηματοπιστωτικά Μέσα. Η εν λόγω αγορά επιτρέπει στους συμμετέχοντες να συνάπτουν συμβάσεις αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας, με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, όπως θα ορίζονται στον σχετικό κώδικα της αγοράς και να συναλλάσσονται τα ενεργειακά χρηματοπιστωτικά μέσα.

Παράλληλα, με το Άρθρο 74 του προαναφερθέντος νόμου, ορίζεται το σύνολο των επιμέρους ενεργειακών αγορών, μέσα στη νέα μορφή της χονδρικής αγοράς, ως εξής:

Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day ahead Market)

Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, στην οποία πραγματοποιούνται συναλλαγές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα (Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης) και στην οποία δηλώνονται οι συναλλαγές που διενεργούνται επί Ενεργειακών Χρηματοπιστωτικών Μέσων με φυσική παράδοση.

Ενδοημερήσια Αγορά (Intraday Market)

Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, στην οποία πραγματοποιούνται συναλλαγές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και αφορούν την Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης.

Αγορά Εξισορρόπησης

Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία περιλαμβάνει τις Αγορές Ισχύος Εξισορρόπησης και Ενέργειας Εξισορρόπησης και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων.

• Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης:

Η αγορά στην οποία προσφέρεται ισχύς για την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας του Συστήματος η οποία (ισχύς) διατηρείται από τους Συμμετέχοντες για προκαθορισμένη χρονική διάρκεια.

• Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης:

Η αγορά στην οποία προσφέρεται από τους Συμμετέχοντες ηλεκτρική ενέργεια που

χρησιμοποιείται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, με σκοπό τη διατήρηση της συχνότητας του Συστήματος σε ένα προκαθορισμένο εύρος, καθώς και του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τηρουμένων των προγραμμάτων ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικές χώρες».

Παράλληλα, με την ίδια διάταξη ορίζεται και το ποιοι έχουν δικαίωμα συμμετοχής στις αγορές του νέου μοντέλου, όπου ως συμμετέχοντες λογίζονται τα φυσικά ή νομικά πρόσωπα που έχουν το δικαίωμα να κάνουν συναλλαγές σε μια ή σε περισσότερες Αγορές Ενέργειας. Στα πρόσωπα μάλιστα αυτά συμπεριλαμβάνονται τόσο οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες όσο και οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης.

Τέλος, σημειώνεται ότι η διαχείριση της λειτουργίας των Αγορών Επόμενης Ημέρας, Ενδοημερήσιας και Προθεσμιακή (Χρηματοπιστωτική) ανατίθενται στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, ως διάδοχο σχήμα του ΛΑΓΗΕ, ο οποίος είχε οριστεί ως Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΔΑΗΕ, Nominated Electricity Market Operator – NEMO), για τη σύζευξη της αγοράς επόμενης ημέρας και τη σύζευξη της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την ΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.184866 ΦΕΚ Β 2678 2015): Ορισμός της ΛΑΓΗΕ Α.Ε. ως «Διαχειριστή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας», άρθ.4 Κανον. (ΕΕ) 2015/1222. Παράλληλα, η Αγορά Εξισορρόπησης αποτελεί αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ.

Σε Ευρωπαϊκό Επίπεδο

Συνολικά, σε ευρωπαϊκό επίπεδο, το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος βασίζεται σε κατευθυντήριες γραμμές-πλαίσιο (Framework Guidelines) εκδοθείσες από τον ACER και σε κώδικες δικτύου (Network Codes) τους οποίους εκδίδει το Ευρωπαϊκό Δίκτυο των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E) και εν συνεχεία εγκρίνει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, αποσκοπώντας στο να υφίστανται εναρμονισμένοι κανόνες τόσο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας όσο και για τη λειτουργία των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εν λόγω κώδικες δικτύου διαχωρίζονται σε «Αγοράς», «Λειτουργίας» και «Σύνδεσης», και είναι τμήμα της προσπάθειας ολοκλήρωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας και κατ' επέκταση της επίτευξης των ενεργειακών στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Στους προαναφερθέντες κώδικες αγοράς περιλαμβάνονται:

• Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2015/1222 - Θεσπίζει λεπτομερείς κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη διαζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά

- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1719 - Καθορίζει αναλυτικούς κανόνες για τη διαζωνική κατανομή δυναμικότητας στις μελλοντικές αγορές
- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/2195 - Καθορίζει εναρμονισμένους κανόνες που εφαρμόζονται για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Στους εν λόγω κώδικες λειτουργίας περιλαμβάνονται:

- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1485 - Καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας,
- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/2196 - Καθορίζει τις διαδικασίες έκτακτης ανάγκης και αποκατάστασης σχετικά με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, στους προαναφερθέντες κώδικες σύνδεσης περιλαμβάνονται:

- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2016/631 - Καθορίζει τις απαιτήσεις για τη σύνδεση των ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο
- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1388 - Καθορίζει τους κανόνες για τη σύνεση εγκαταστάσεων ζήτησης και συστημάτων διανομής με το δίκτυο
- Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1447 - Καθορίζει τις απαιτήσεις για τη σύνδεση με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεδόμενων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος.

Επιμέρους Ρυθμίσεις Αγοράς Εξισορρόπησης

Τέλος, εκτός των ανωτέρω, η Αγορά Εξισορρόπησης, η οποία διέπεται από τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/2195 και την αντίστοιχη εθνική νομοθεσία – ειδικότερα τους Ν. 4001/2011 και 4425/2016, όπως έχουν τροποποιηθεί και ισχύουν - περιλαμβάνει την Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης, την Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης και την Εκκαθάριση Αποκλίσεων. Ως εκ τούτου, εφόσον η εν λόγω αγορά αποτελεί αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ, η λειτουργία της διέπεται κυρίως από τον Κανονισμό Αγοράς Εξισορρόπησης, όπως συνεχώς ανανεώνεται και προσδιορίζει τους κανόνες και τις διαδικασίες για την αποτελεσματική λειτουργία της. Μέσα από τον Κανονισμό αυτό, η τελευταία επικαιροποίηση του οποίου έλαβε χώρα το Μάρτιο του 2022, ορίζονται μεταξύ άλλων, οι έχοντες δικαίωμα συμμετοχής στην αγορά αυτή, οι κανόνες και οι προϋποθέσεις για την εν λόγω συμμετοχή, το πλαίσιο διεπαφής της με τις υπόλοιπες αγορές της χονδρικής αγοράς ενέργειας, οι κανόνες επικύρωσης των Προσφορών Ενέργειας και Ισχύος Εξισορρόπησης από τον Διαχειριστή, οι κυρώσεις για τους Συμμετέχοντες, σε περίπτωση μη συμμόρφωσης με τις διατάξεις του Κανονισμού, η διαδικασία Εκκαθάρισης της Αγοράς Εξισορρόπησης, η διαδικασία ανταλλαγής πληροφοριών με τους λοιπούς εμπλεκόμενους φορείς, καθώς και οι διαδικασίες για την προστασία των εμπορικά ευαίσθητων πληροφοριών, ενδεικτικά. (Η τελευταία Τροποποίηση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (Β' 4516/2020): Αποφ. ΡΑΕ 185/2022, ΦΕΚ Β' 985, 4.3.2022).

Επανασχεδίαση της Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η Ειδική Έκθεση του ΙΕΝΕ «Επανασχεδίαση της Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και Αποσύνδεση των Τιμών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου» [126] που εκπονήθηκε τον Μάρτιο 2023, επισημαίνει τις αναπροσαρμογές στον σχεδιασμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από πλευράς Κομισιόν και την τάση αποσύνδεσης των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου μετά από παρεμβάσεις πολλών ευρωπαϊκών κυβερνήσεων για την επιβολή ανώτατων ορίων τιμών.

Η Ειδική Έκθεση αναφέρεται στη δραματική αύξηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την ΕΕ τους τελευταίους 18 μήνες, γεγονός που ανέδειξε τις αδυναμίες του υπάρχοντος συστήματος, το οποίο επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από τις τιμές ενός στρατηγικού καυσίμου, του φυσικού αερίου, οι οποίες, μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, κινήθηκαν σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα.

Το υφιστάμενο μοντέλο λειτουργίας της ευρωπαϊκής και εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, γνωστό ως «Μοντέλο Στόχος» (Target Model), έχει ως απώτερο σκοπό την δημιουργία μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς περιορισμούς στις συναλλαγές, με ενίσχυση του ανταγωνισμού και διαμόρφωση καλύτερων τιμών για τους καταναλωτές.

Επιπλέον, οι πολιτικές που ακολουθήθηκαν συνέβαλλαν στην μεγάλη διείσδυση του φυσικού αερίου στον ηλεκτρισμό, «παροπλίζοντας» τις μονάδες άνθρακα και ιδιαίτερα του λιγνίτη. Ας σημειωθεί ότι πριν από τρεις σχεδόν δεκαετίες όταν σχεδιάστηκε η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας η διείσδυση των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου ήταν ασήμαντη. Επομένως, χρειάζεται η προσαρμογή στις νέες συνθήκες, όπου πλέον υφίσταται μια σημαντική και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα των χωρών.

Επίσης, η ενεργειακή κρίση ανέδειξε την ανάγκη αποσύνδεσης των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας από τις αυξανόμενες τιμές του φυσικού αερίου και την υιοθέτηση ενός νέου μοντέλου αγοράς που διακρίνει τους ενεργειακούς πόρους που χρησιμοποιούνται όταν είναι διαθέσιμοι και όχι κατ' απαίτηση, αλλά και τους κατ' απαίτηση ενεργειακούς πόρους, με βάση την αντίστοιχη συνεισφορά τους στο μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό θα μπορούσε να εξασφαλίσει, σύμφωνα με εκτιμήσεις, περίπου το 50% των χαμηλότερων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι οι κατ' απαίτηση ενεργειακοί πόροι (όπως το φυσικό αέριο, η πυρηνική ενέργεια και ο άνθρακας) έχουν μερίδιο 60% στο μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας, μερίδιο που θα συνεχίσει να μειώνεται καθώς επιταχύνεται η ενεργειακή μετάβαση.

Καθώς οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη εξακολουθούν να κινούνται σε υψηλά επίπεδα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θεωρεί ότι ο τρέχων σχεδιασμός της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας δεν εξυπηρετεί απόλυτα τις ανάγκες της αγοράς και

δεν εξασφαλίζει ανταγωνιστικές τιμές για τους καταναλωτές. Στο πλαίσιο αυτό, η ΕΕ προχωρά στην σχεδίαση μιας «βαθιάς και συνολικής» μεταρρύθμισης της υπάρχουσας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (electricity market reform), προκειμένου να αντιμετωπίσει την ενεργειακή κρίση, η οποία επιδεινώθηκε περαιτέρω μετά τον πόλεμο της Ρωσίας στην Ουκρανία. Τα μέτρα περιλαμβάνουν ένα ανώτατο όριο στα κέρδη των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που θα εξοικονομούσαν €140 δισ. και θα απέφεραν χαμηλότερες τιμές στους καταναλωτές [126].

Στις 14 Μαρτίου 2023 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή κατέθεσε Προτάσεις Κανονισμού «για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΕ) 2019/943 και (ΕΕ) 2019/942, καθώς και των οδηγιών (ΕΕ) 2018/2001 και (ΕΕ) 2019/944, με σκοπό τη βελτίωση του σχεδιασμού της αγοράς ηλεκτρικής

ενέργειας της Ένωσης»⁴² καθώς και «για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΕ) αριθ. 1227/2011 και (ΕΕ) 2019/942 με σκοπό τη βελτίωση της προστασίας της Ένωσης από τη χειραγώγηση της χονδρικής αγοράς ενέργειας»⁴³.

Η μεταρρύθμιση που προτείνει η Επιτροπή προβλέπει αναθεωρήσεις διαφόρων νομοθετικών πράξεων της ΕΕ — ιδίως του κανονισμού για την ηλεκτρική ενέργεια, της οδηγίας για την ηλεκτρική ενέργεια και του κανονισμού για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στην ενεργειακή αγορά χονδρικής (REMIT). Εισάγει μέτρα που παρέχουν κίνητρα για μακροπρόθεσμες συμβάσεις για ηλεκτροπαραγωγή από μη ορυκτές πηγές και εισάγουν στο σύστημα περισσότερες καθαρές ευέλικτες λύσεις για να ανταγωνιστούν το αέριο, όπως η απόκριση της ζήτησης και η αποθήκευση.

6.3 Πρόσφατες νομοθετικές ρυθμίσεις/παρεμβάσεις στην Αγορά Ενέργειας στην Ελλάδα

(I) Ανώτατες τιμές ενέργειας

Επιπρόσθετα, στη σκιά της διαρκούς ενεργειακής κρίσης που καλούνται να αντιμετωπίσουν τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης - όπως αυτή ξεκίνησε μετά το ξέσπασμα την πανδημίας του COVID-19 και εντάθηκε με την έναρξη του πολέμου στην Ουκρανία και την αυξανόμενη ανάγκη ανεξαρτητοποίησης της Ένωσης από τα ενεργειακά προϊόντα της Ρωσίας - καταγράφονται εδώ και μήνες ιδιαίτερα υψηλές τιμές στην αγορά ενέργειας. Αυτό οδηγεί στην ανάγκη λήψη μέτρων από τους επιμέρους κρατικούς μηχανισμούς προκειμένου να αντιμετωπιστεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο η κατάσταση. Ως εκ τούτου, στην Ελλάδα, πρόσφατα κατατέθηκε ρύθμιση για την επιβολή πλαφόν στις τιμές χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας που αποσκοπεί στην αναστολή της ρήτρας αναπροσαρμογής των τιμολογίων ρεύματος και την επιστροφή των τιμών στο επίπεδο του περασμένου φθινοπώρου.

Ειδικότερα, η πρόσφατη αυτή ρύθμιση, συμπεριλήφθηκε στο νομοσχέδιο για τον «Εκσυγχρονισμό της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - Β' φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πλαίσιο ανάπτυξης Πιλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών και ειδικότερες διατάξεις για την ενέργεια και την προστασία του περιβάλλοντος» και προβλέπει ότι οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας θα αποζημιώνονται με διοικητικά οριζόμενες τιμές οι οποίες θα οριστούν με ακόλουθη υπουργική απόφαση. Αυτή, θα καθορίζει τον τύπο για τον καθορισμό της ανώτατης τιμής για κάθε κατηγορία μονάδων παραγωγής ενέργειας, λαμβάνοντας

υπόψη όπου χρειάζεται τη διακύμανση της τιμής λόγω των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Επιπλέον, η νέα ρύθμιση προβλέπει την έναρξη του έκτακτου μηχανισμού την 1η Αυγούστου 2022 με ετήσια διάρκεια, ενώ ορίζει ότι η διαφορά ανάμεσα στις ανώτατες τιμές και σε εκείνες που διαμορφώνονται στο Χρηματιστήριο, θα μεταφέρεται στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης για την χρηματοδότηση της μείωσης των τιμολογίων. Τέλος, περιλαμβάνει τις αλλαγές που θα πρέπει να εφαρμόσουν προς τους τελικούς καταναλωτές οι προμηθευτές ενέργειας σε σχέση με τη διαμόρφωση των τιμολογίων προμήθειας.

(II) Εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Στην Ειδική Έκθεση του ΙΕΝΕ «Επιανασχεδίαση της Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και Αποσύνδεση των Τιμών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου» παρουσιάζεται το νέο μοντέλο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, με σκοπό να συγκρατήσει τις αυξανόμενες τιμές που προκάλεσε η ενεργειακή κρίση, το οποίο τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιουλίου του 2022 με την εισαγωγή, ως πρώτο βήμα, ανώτατων ορίων τιμών στη χονδρική αγορά, για παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας όλων των κατηγοριών.

Ειδικότερα και σύμφωνα με τον «Ενδιάμεσο Μηχανισμό», όπως είναι γνωστός, η τιμή για τις υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ορίστηκε στα €112/MWh, για τις ΑΠΕ στα €85/MWh, για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο στα €253.98/MWh και για τους λιγνιτικούς σταθμούς στα €206.71/MWh. Αυτά τα όρια παρέμειναν σε ισχύ για τον πρώτο μήνα, αρχής γενομένης από την

⁴² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148&from=EN>

⁴³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0147&from=EN>

1η Ιουλίου του 2022. Τα έσοδα που προέκυψαν από τη διαφορά μεταξύ αυτών των ανώτατων ορίων και της μέσης τιμής της αγοράς της επόμενης ημέρας μεταφέρθηκαν στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης (TEM) για την κάλυψη της επιδότησης. (5)

Οι υπολογισμοί για οριστική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας ανά KWh, μετά την αφαίρεση των επιδοτήσεων, βασίζεται στον νέο τιμοκατάλογο της ΔΕΗ. Η κυβέρνηση, με γνώμονα τον νέο τιμοκατάλογο της ΔΕΗ, ορίζει μια ενιαία τιμή για όλους τους προμηθευτές, ενώ η κυριαρχία της ΔΕΗ θέτει ένα πρότυπο για ολόκληρη την αγορά.

Θεωρείται ότι το μοντέλο της Ελλάδας, που ενεργοποιήθηκε τον περασμένο Ιούλιο, είναι πιο αποτελεσματικό από το μοντέλο που εφαρμόζουν

οι χώρες της βηρικής χερσονήσου και ως εκ τούτου καταλληλότερο για χρήση σε όλη την ΕΕ. Ο ελληνικός ενδιάμεσος μηχανισμός θέτει ανώτατα όρια αντιστάθμισης ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η αγορά ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει ανέπαφη για να λειτουργεί κανονικά με βάση την Οριακή Τιμή Συστήματος.

Τα κύρια χαρακτηριστικά του ελληνικού μοντέλου παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα. Τα έσοδα που ανακτώνται χρησιμοποιούνται για την επιδότηση των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας των νοικοκυριών και των επιχειρήσεων, μέσω του TEM, το οποίο διαχειρίζεται ο Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ).

Πίνακας 21: Βασικά Χαρακτηριστικά του Ελληνικού Μοντέλου (Ιούλιος 2022)

Επαναφορά της ρύθμισης κόστους για όλους τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ρυθμιζόμενες τιμές διαφέρουν ανά τεχνολογία και τα έσοδα χρησιμοποιούνται για την παροχή οικονομικής υποστήριξης στους καταναλωτές ενέργειας

Στόχος πολιτικής	Να ρυθμίσει εκ νέου όλους τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας και να τους πληρώσει με βάση το κόστος και όχι με βάση την τιμή αγοράς για την ηλεκτρική ενέργεια
Επιπτώσεις στις τιμές καταναλωτή	Το μέτρο δεν θα μειώσει την τιμή χονδρικής αγοράς της επόμενης ημέρας. Ο κανονισμός θα παρέμβει εκ των υστέρων. Τα παραγόμενα έσοδα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παροχή άμεσης ανακούφισης στους καταναλωτές ενέργειας που υποφέρουν περισσότερο από τις υψηλές τιμές (π.χ. μέσω κουπονιών σε νοικοκυριά και οικονομικής στήριξης σε επιχειρήσεις).
Επιπτώσεις στην κατανάλωση φυσικού αερίου	Δεν αναμένεται αύξηση στην κατανάλωση φυσικού αερίου
Επιπτώσεις στην ακεραιότητα της ενιαίας αγοράς και επιπτώσεις στην ασφάλεια ηλεκτρικής ενέργειας	Το μέτρο θα είχε ισχυρό αντίκτυπο στη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς, καθώς αναμένεται να εξαλείψει κάθε ανταγωνισμό που βασίζεται στις τιμές μεταξύ των παραγωγών. Δεδομένου ότι όλοι οι παραγωγοί θα ρυθμίζονται με βάση το κόστος τους, θα πληρώνονται επίσης αναποτελεσματικές δομές κόστους.
Καταλληλότητα για άμεση υλοποίηση	Μεγάλη πρόκληση. Για να επιστρέψουν στον κανονισμό κόστους, οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές χρειάζονται πολύ λεπτομερείς πληροφορίες σχετικά με τις διάφορες εγκαταστάσεις. Αυτές οι πληροφορίες σε πολλές περιπτώσεις δεν είναι διαθέσιμες και δεν μπορούν να ληφθούν σε σύντομη χρονική διάστημα.
Δημοσιονομικό κόστος	Χωρίς άμεσο δημοσιονομικό κόστος.
Κίνδυνος επιδοτούμενων εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας εκτός ΕΕ	Το μέτρο είναι απίθανο να προκαλέσει αυξημένες εξαγωγές σε τρίτες χώρες.
Επιπτώσεις στην απανθρακοποίηση	Το μέτρο είναι πιθανό να επηρεάσει σημαντικά τη βεβαιότητα των επενδυτών, πράγμα που μπορεί να σημαίνει ότι μπορεί να χρειαστεί υποστήριξη για όλη τη μελλοντική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτός ο ρυθμιστικός κίνδυνος θα αντικατοπτρίζεται στο υψηλότερο κόστος κεφαλαίου και τη χαμηλότερη ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μέλλον. Ο κίνδυνος είναι ιδιαίτερα υψηλός όταν όλα τα έσοδα πάνω από το κόστος ανακτώνται. Το μέτρο είναι πιθανό να αποθαρρύνει τη σύναψη μακροπρόθεσμων συμβάσεων και εθνικών στρατηγικών αντιστάθμισης κινδύνου.
Συμπέρασμα	Αυτή η επιλογή δεν θα πρέπει να συνιστάται, δεδομένου ότι θα εξαλείψει εντελώς τον ανταγωνισμό που βασίζεται στην τιμή μεταξύ των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής, θα ανταμείψει τους παραγωγούς για αναποτελεσματικές λειτουργίες και θα αποθαρρύνει τις επενδύσεις σε νέες πιο οικονομικά αποδοτικές τεχνολογίες.

Η Ειδική Έκθεση του IENE «Επανασχεδίαση της Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και Αποσύνδεση των Τιμών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου» [126] επισημαίνει ότι στην Ελλάδα έχουν καταγραφεί από τον περασμένο Ιούλιο τρεις μεγάλες παρεμβάσεις στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες συνοψίζονται ως εξής:

- Στη χονδρεμπορική αγορά, έχει εισαχθεί από τον Ιούλιο του 2022 ένα ανώτατο όριο τιμής ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Στη λιανική αγορά, οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεούνται από τον Αύγουστο του 2022 να προσφέρουν σταθερά μηνιαία τιμολόγια για πελάτες και να τα δημοσιεύουν στις 20 του προηγούμενου μήνα. Καθ' όλη τη διάρκεια του μέτρου αυτού, οι πελάτες μπορούν να αλλάξουν προμηθευτή χωρίς κάποια ποινή λόγω πρόωρης αποχώρησης.
- Από την 1η Νοεμβρίου του 2022, έχει επιβληθεί μία πρόσθετη εισφορά της τάξεως των €10/MWh στις ποσότητες φυσικού αερίου που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο συνδυασμός των ανωτέρω μέτρων και παρεμβάσεων από πλευράς πολιτείας έχει οδηγήσει σε μία ομαλοποίηση των συνθηκών λειτουργίας της αγοράς, όπως αυτή φαίνεται εξάλλου από τις χαμηλότερες τιμές που έχουν διαμορφωθεί σε επίπεδο καταναλωτή.

(III) ΑΠΕ

Στις 30 Ιουλίου 2022 δημοσιεύτηκε ο νόμος 4964/2022 (ΦΕΚ15Α/30.07.2022) με θέμα «Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις.» Ο νόμος αυτός αποτελεί ένα βασικό ορόσημο για την έναρξη της ανάπτυξης και λειτουργίας υπεράκτιων αιολικών πάρκων, τα οποία εντάσσονται στο γενικότερο πλαίσιο για την μεγαλύτερη ενεργειακή αυτονομία της χώρας και συνάμα, απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Οι νέες διατάξεις προβλέπουν τα εξής:

- Με Κοινή Υπουργική Απόφαση, θα εγκριθεί το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΥΑΠ) που θα αποτυπώνει σε ποιες θαλάσσιες περιοχές της χώρας είναι δυνατή η ανάπτυξη Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων.
- Με την έκδοση σχετικού Προεδρικού Διατάγματος θα οριοθετηθούν μία ή περισσότερες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ, που αποτελούν τμήματα των θαλάσσιων περιοχών που περιλαμβάνονται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ και θα οριστούν οι όροι ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ σε αυτές.
- Με απόφαση του Φορέα ΥΑΠ, η οποία θα εκδοθεί εντός δύο μηνών από την δημοσίευση του προεδρικού διατάγματος οριοθέτησης των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ

(ΠΟΑΥΑΠ), θα εκκινήσει η διαδικασία χορήγησης Αδειών Έρευνας ΥΑΠ εντός των οριοθετημένων ΠΟΑΥΑΠ. Οι Άδειες Έρευνας ΥΑΠ θα χορηγούνται σε ενδιαφερόμενους που θα πληρούν συγκεκριμένα τεχνικά και οικονομικά κριτήρια και θα υποβάλλουν και σχετική εγγυητική επιστολή.

- Οι κάτοχοι των Άδειών Έρευνας ΥΑΠ θα έχουν τη δυνατότητα να εκπονήσουν όλες τις αναγκαίες μετρήσεις και μελέτες εντός των ΠΟΑΥΑΠ για τις οποίες έλαβαν την σχετική Άδεια Έρευνας ΥΑΠ και παράλληλα να συμμετάσχουν στην ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για την δυνατότητα εγκατάστασης Έργου ΑΠ και την λήψη λειτουργικής ενίσχυσης.
- Μετά την πάροδο περίπου 2,5 ετών από την χορήγηση των Αδειών Έρευνας ΥΑΠ θα οριστούν με Υπουργική Απόφαση επιμέρους Περιοχές Εγκατάστασης ΥΑΠ, εντός των ΠΟΑΥΑΠ, καθώς και εκτίμηση της μέγιστης ισχύος Έργων ΥΑΠ που εκτιμάται ότι μπορεί να εγκατασταθεί σε κάθε μία από αυτές.
- Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ακολούθως θα προκηρύξει ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για τη χορήγηση λειτουργικής ενίσχυσης στα Έργα ΥΑΠ που θα αναπτυχθούν εντός των Περιοχών Εγκατάστασης ΥΑΠ αυτών.
- Ο κάθε συμμετέχων στον διαγωνισμό θα υποβάλλει διακριτές προσφορές για κάθε Περιοχή Εγκατάστασης ΥΑΠ, που βρίσκεται εντός της ΠΟΑΥΑΠ που έχει λάβει Άδεια Έρευνας ΥΑΠ και για την οποία επιθυμεί την εγκατάσταση Έργου ΥΑΠ.
- Για την επιλογή του Επενδυτή ΥΑΠ και τη χορήγηση λειτουργικής ενίσχυσης, κριτήριο θα είναι η χαμηλότερη τιμή προσφοράς σε ευρώ ανά μεγαβατώρα, για την αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας από το Έργο ΥΑΠ που αναπτύσσεται εντός της συγκεκριμένης Περιοχής Εγκατάστασης ΥΑΠ.
- Ο συμμετέχων, που θα επιλεγεί από την ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για συγκεκριμένη Περιοχή Εγκατάστασης ΥΑΠ, θα έχει το αποκλειστικό δικαίωμα για την αδειοδότηση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του Έργου ΥΑΠ εντός της Περιοχής Εγκατάστασης ΥΑΠ (Επενδυτής ΥΑΠ) [127].

(IV) Έρευνες υδρογονανθράκων, νέα αρμοδιότητα ΕΔΕΥ

Η Ελληνική Διαχειριστική Εταιρία Υδρογονανθράκων ΑΕ (ΕΔΕΥ ΑΕ)», ιδρύθηκε το 2011 (ν. 4001/2011 Κεφάλαιο Β) και εδρεύει στην Αθήνα. Είναι μια κρατική εταιρεία με το Ελληνικό Δημόσιο να είναι ο μοναδικός μέτοχος (100%), η οποία λειτουργεί ανεξάρτητα ως οικονομική οντότητα ιδιωτικού τομέα με εντολή να εκπροσωπεί τα εθνικά συμφέροντα στον τομέα της έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων (upstream) [128].

Με τις διατάξεις του Ν.4409/2016 ΦΕΚ 136 Α (άρθρα 1-35), η ΕΔΕΥ Α.Ε. ανέλαβε προσωρινά πρόσθετες

αρμοδιότητες, ασκώντας και τα καθήκοντα της προβλεπόμενης από την οδηγία 2013/30/ΕΕ Αρμόδιας Αρχής για την υπεράκτια ασφάλεια. Την αρμοδιότητα αυτή η ΕΔΕΥ Α.Ε. την ασκεί, μέχρι τη συγκρότηση της Αρμόδιας Αρχής ή/και την ύπαρξη τουλάχιστον έξι (6) θαλάσσιων εγκαταστάσεων Έρευνας και Παραγωγής υδρογονανθράκων στη χώρα. Στους βασικούς στόχους της ΕΔΕΥ Α.Ε. ως Αρμόδιας Αρχής, όσον αφορά την ασφάλεια στις υπεράκτιες εργασίες έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων, εντάσσονται η διεξαγωγή ελέγχων και επιθεωρήσεων των εποπτευομένων διαχειριστών και ιδιοκτητών μη παραγωγικών εγκαταστάσεων πάνω σε ζητήματα ασφαλούς λειτουργίας τους, καθώς και η επίτευξη διαφάνειας, συνοχής, αναλογικότητας και αντικειμενικότητας κατά τη ρύθμιση των υπεράκτιων εργασιών υδρογονανθράκων (άρθρα 8 και 9 του Ν 4409/2016) [129].

Με το άρθρο 131 του Ν. 4685/7-5-2020 (ΦΕΚ Α' 92/7-5-20) «Μετασχηματισμός ΕΔΕΥ Α.Ε.» τροποποιήθηκαν ο σκοπός και οι αρμοδιότητες της ΕΔΕΥ Α.Ε. και συμπληρώθηκαν σκοποί και δραστηριότητες όπως η ανάπτυξη, η κατασκευή ή η διαχείριση έργων υποδομής διασύνδεσης με γειτονικές χώρες και δόθηκε η απαραίτητη ευελιξία στην ΕΔΕΥ Α.Ε. να συμμετέχει ή να αναπτύσσει νέες συναφείς δραστηριότητες δεδομένων των συνεχών και ριζικών εξελίξεων στον τομέα της ενέργειας [129]

Ειδικότερα, με το Νόμο υπ' αριθμ. 4920/2022, ΦΕΚ Α' 74/ 15.04.2022 (Κεφάλαιο Β', άρθρο 228), διευρύνεται ο σκοπός της ΕΔΕΥ Α.Ε. και αλλάζει ο ιδρυτικός της νόμος. Όπως αναφέρεται στην εν λόγω διάταξη, η ΕΔΕΥ Α.Ε. ορίζεται ως η αρμόδια αρχή «για την χορήγηση αδειών εξερεύνησης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα σε γεωλογικούς σχηματισμούς και την εν

γένει διαχείριση των δικαιωμάτων του Ελληνικού Δημοσίου σχετικά με την εκμετάλλευση γεωλογικών σχηματισμών για την αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα και άλλων αερίων ή υγρών στοιχείων και ενώσεων, συμπεριλαμβανομένης της σύναψης και της παρακολούθησης της εκτέλεσης των σχετικών συμβάσεων». Στους σκοπούς της ΕΔΕΥ προστίθεται η παρακολούθηση της ασφαλούς λειτουργίας των σχετικών έργων, καθώς και η εισήγηση προς τους αρμόδιους Υπουργούς για την έκδοση των προβλεπόμενων κανονιστικών διατάξεων. Η τροποποίηση αυτή στο συστατικό νόμο της ΕΔΕΥ Α.Ε. αποτελεί ορόσημο για τη λειτουργία της Εταιρείας και ενισχύει το ρόλο της στην επίτευξη των στόχων της Ελλάδας για την ενεργειακή μετάβαση [128].

Επιπλέον, με το άρθρο 65 του Κεφαλαίου Η' του Ν.4964/2022 (ΦΕΚ Α' 150/30.07.2022) «Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις», η ΕΔΕΥ Α.Ε., μετονομάζεται σε Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων Α.Ε., με διακριτικό τίτλο «ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε. και αποτελεί την αρχή η οποία διαχειρίζεται για λογαριασμό του Ελληνικού Δημοσίου τα δικαιώματα για την έρευνα, αναζήτηση και προσδιορισμό των Περιοχών Εγκατάστασης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΥΑΠ) καθώς και την παραχώρηση αυτών των δικαιωμάτων (έρευνας και εκμετάλλευσης). Η ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε. χορηγεί τις άδειες ΥΑΠ βάσει κριτηρίων, διατηρεί μητρώο αδειών και εν γένει αποτελεί ρυθμιστική δύναμη και στις νέες μορφές ενέργειας. Περαιτέρω, με την νομοθετική αυτή αλλαγή, η ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε. συμμετέχει ενεργά στον ενεργειακό σχεδιασμό που αφορά στα έργα αυτά, εισηγείται και συντονίζει τις δράσεις των αρμοδίων φορέων [129].



Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας





7. Περιφερειακή Αγορά στη Ν.Α. Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας

Ο ενεργειακός τομέας αποτελεί σημαντική οικονομική δραστηριότητα για τις περισσότερες χώρες της 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.

Το IENE επικεντρώνεται στη μελέτη του ενεργειακού τομέα της ΝΑ Ευρώπης και ως εκ τούτου ολοκλήρωσε τον Απρίλιο 2022 τη μεγάλη μελέτη αναφοράς του, το “SEE Outlook 2021/2022” [130] η οποία καλύπτει την τρέχουσα κατάσταση του ενεργειακού τομέα και τις προοπτικές του από τώρα έως το 2040, αναλύει τις τάσεις, όπως αυτές διαγράφονται στο τρέχον περιβάλλον οικονομικών και γεωπολιτικών ανακατατάξεων και αβεβαιότητας όσον αφορά τη διασφάλιση κρίσιμων ενεργειακών πόρων, επικεντρώνοντας την ανάλυσή της στα τεκταινόμενα στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Σύμφωνα με την εν λόγω μελέτη αν και οι οικονομίες της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης εμφανίζονται ευρέως διαφοροποιημένες ως προς τη δομή και το επίπεδο ανάπτυξης, μοιράζονται ορισμένες προκλήσεις, οι οποίες φαίνεται να είναι κοινές για όλους. Μεταξύ αυτών, η παγκόσμια οικονομική και χρηματοπιστωτική κρίση (2008/2009), ο αντίκτυπος της πανδημίας του κορωνοϊού καθώς και οι εχθροπραξίες μεταξύ Ρωσίας – Ουκρανίας που έχουν επηρεάσει βαθιά την περιοχή συλλογικά και κάθε χώρα ξεχωριστά.

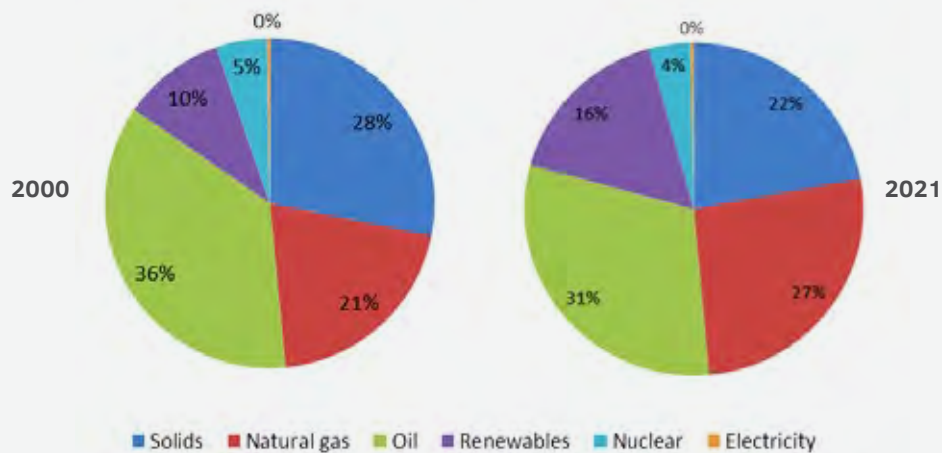
Σήμερα, η διαμόρφωση και η λήψη αποφάσεων ενεργειακής πολιτικής στην περιοχή της ΝΑ Ευρώπης αντιμετωπίζει τεράστιες προκλήσεις για διάφορους λόγους, αλλά κυρίως για λόγους που σχετίζονται με γεωγραφικά και ζητήματα ασφάλειας, με την ύπαρξη άφθονων αλλά σε μεγάλο βαθμό ανεξερεύνητων εγχώριων ενεργειακών πόρων, με ποικίλα δημογραφικά στοιχεία, με τις μεγάλες ανισότητες που υπάρχουν στις οικονομίες των διαφόρων χωρών και, τέλος, λόγω των απαιτήσεων της ΕΕ, τόσο προς τα κράτη μέλη όσο και προς τα συμβαλλόμενα μέρη της Ενεργειακής Κοινότητας (Energy Community) για δεσμεύσεις απανθρακοποίησης.

Χάρτης 25: Η περιοχή της Νοτιανατολικής Ευρώπης



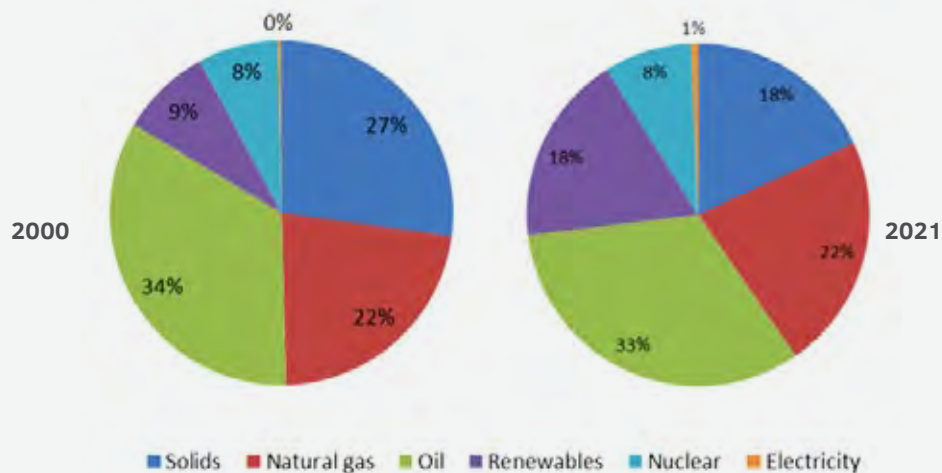
Εξετάζοντας τον ευρύτερο ενεργειακό χάρτη της ΝΑ Ευρώπης, γίνεται αντιληπτή η αλλαγή του περιφερειακού ενεργειακού μείγματος μεταξύ 2000 και 2019, η οποία παρά την τεράστια αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη μεγάλη συμβολή του φυσικού αερίου παραμένει δεσμευμένη σε υψηλή κατανάλωση στερεών 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.

Διάγραμμα 139: Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση (%) στην ΝΑ Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένης της Τουρκίας, 2000 και 2021



Πηγή: Eurostat, IENE

Διάγραμμα 140: Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση (%) στην ΝΑ Ευρώπη, χωρίς την Τουρκία, 2000 και 2021



Πηγή: Eurostat, IENE

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). Όπως υποδηλώνει η τελευταία ανάλυση, φαίνεται πιθανό η παραγωγή πετρελαίου και φυσικού αερίου σε επίπεδο ΝΑ Ευρώπης να αυξηθεί έως το 2025, μειώνοντας έτσι σε κάποιο βαθμό την εξάρτηση από εισαγωγές.

Επιπλέον, στη μελέτη ορίζεται η έννοια του Διευρυμένου Νότιου Διαδρόμου (Expanded South Corridor) για το φυσικό αέριο, ώστε να περιλαμβάνει όλους τους μεγάλους αγωγούς φυσικού αερίου, τους θερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης LNG και τις υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου, οι οποίες θα διασφαλίζουν το αέριο το οποίο θα τροφοδοτεί το σύστημα, με ορισμένους από αυτούς να ανακατευθύνονται προς τις κύριες ευρωπαϊκές αγορές φυσικού αερίου. Αυτός ο Διευρυμένος Νότιος Διάδρομος, με τα πολλαπλά σημεία εισόδου αερίου και τις συνδεδεμένες υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου και LNG, θα παρέχει το απαραίτητο υπόβαθρο για τη λειτουργία περιφερειακών κόμβων εμπορίας αερίου που σήμερα αναπτύσσονται με ταχείς ρυθμούς και έχουν άμεση σχέση με παρόμοιους κόμβους αερίου που λειτουργούν σήμερα σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες.

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.

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας και η περαιτέρω επέκτασή του αποτελούν τη ραχοκοκαλιά για την οικονομική και ενεργειακή ανάπτυξη της περιοχής. Με περίπου 165 GW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή το 2019, δίνεται η εντύπωση ότι το ηλεκτρικό σύστημα της περιοχής τροφοδοτείται επαρκώς. Ωστόσο, αυτό δεν είναι απολύτως αληθές καθώς υπάρχουν σημαντικές διαφορές μεταξύ της εγκατεστημένης ισχύος των διαφόρων χωρών, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 141.

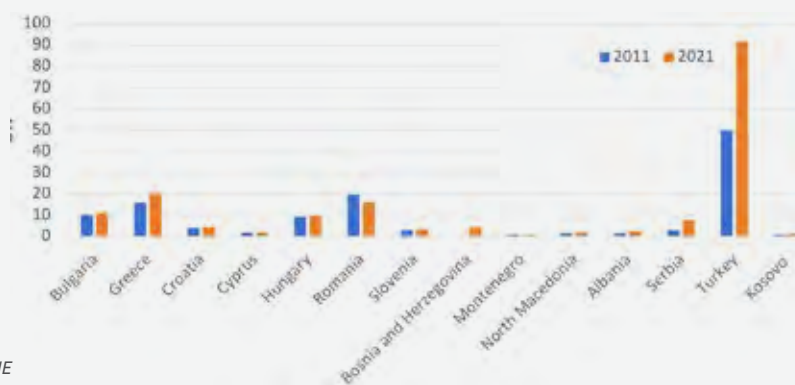
Όσον αφορά στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, η περιοχή της ΝΑ Ευρώπης στο σύνολό της φαίνεται να είναι πιο ευάλωτη από την υπόλοιπη Ευρώπη (κυρίως από τις χώρες της Δυτικής Ευρώπης). Αυτό οφείλεται στις περιορισμένες έως τώρα επιλογές εφοδιασμού, κυρίως για το φυσικό αέριο, στη δύσκολη μορφολογία 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. Τον τελευταίο καιρό, και βάσει της πρόσφατης εμπειρίας, ο αριθμός των κινδύνων για την ενεργειακή ασφάλεια στη ΝΑ Ευρώπη έχει διευρυνθεί, συμπεριλαμβάνοντας κινδύνους από φυσικές καταστροφές (δηλαδή σεισμούς, πλημμύρες, καταιγίδες) καθώς και τρομοκρατικές απειλές.

Πολλά μεγάλα διασυνοριακά ενεργειακά έργα βρίσκονται υπό ανάπτυξη στην περιοχή, συμπεριλαμβανομένων αγωγών φυσικού αερίου, διασυνδέσεων ηλεκτρικής ενέργειας, εγκαταστάσεων ΑΠΕ (π.χ. αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά εργοστάσια, γεωθερμικές μονάδες, μονάδες βιομάζας) και παρεμβάσεις στο οικιστικό τομέα μέσω προγραμμάτων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Βασικό συμπέρασμα του «South East Europe Energy Outlook» στον τομέα των επενδύσεων είναι ότι οι προοπτικές στον ενεργειακό τομέα στο σύνολο των χωρών της περιοχής είναι απόλυτα θετικές για την επόμενη δεκαετία, ιδίως στις τέσσερις μεγάλες χώρες (Τουρκία, Βουλγαρία, Ρουμανία και Ελλάδα) με τα Ανατολικά Βαλκάνια να προπορεύονται των Δυτικών. Διαφαίνεται να υπάρχει σημαντική βελτίωση στα αναμενόμενα και προγραμματισμένα έργα και τις σχετικές επενδύσεις από εδώ και στο εξής έως το 2030. Σε σύγκριση με τις προβλέψεις του IENE που έγιναν το 2017 για την περίοδο 2016-2025, οι συνολικές εκτιμώμενες επενδύσεις για την περίοδο 2021 – 2031 που σχετίζονται με την ενέργεια στην περιοχή εμφανίζονται πολύ υψηλότερες και ανέρχονται σε €483,7 δισεκατομμύρια που είναι 25% υψηλότερες σε σύγκριση με τις εκτιμήσεις του 2017, όταν οι αντίστοιχες επενδύσεις για την αρχική ομάδα 13 χωρών (όπως εμφανίζονται στο Outlook του 2017) υπολογίζοντο σε €387 δισεκατομμύρια. Πρόκειται για μια τεράστια βελτίωση σε σύγκριση με πριν από 5 χρόνια και αναδεικνύει ξεκάθαρα το πολύ αυξημένο ενδιαφέρον και βούληση για ενεργειακές επενδύσεις στη ΝΑ Ευρώπη. Για περισσότερη ανάλυση του ενεργειακού τομέα της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης ανατρέξτε στη Μελέτη Αναφοράς του IENE «South East Europe Energy Outlook» [130].

Διάγραμμα 141: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτροπαραγωγή στην ΝΑ Ευρώπη, 2011 και 2021



Πηγή: Eurostat, IENE

Η Ελλάδα στη ΝΑ Ευρώπη

Η ενεργειακή κρίση, που έπληξε κυρίως την Ευρώπη και εντάθηκε μετά την Ρωσική εισβολή στην Ουκρανία (Φεβρουάριος 2022), και χαρακτηρίστηκε από διακοπές στην τροφοδοσία και πολύ υψηλές τιμές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού, έφερε για μια ακόμα φορά στο προσκήνιο την Ελλάδα η οποία χάρη στην οργάνωση και δομή του ενεργειακού της συστήματος και των συνεργασιών που έχει αναπτύξει με όλες τις γειτονικές χώρες, έπαιξε κομβικό ρόλο στην διασφάλιση της ενεργειακής τροφοδοσίας της ευρύτερης περιοχής. Χαρακτηριστικό παράδειγμα η Βουλγαρία η οποία χάρη στην βοήθεια της Ελλάδας στην τροφοδοσία της με φυσικό αέριο, τον περασμένο Απρίλιο διέκοψε την προμήθεια αερίου από την Ρωσική Gazprom, αφού πρώτα εξασφάλισε αέριο από την Ελλάδα μέσω αντιστροφής ροής στην διασύνδεση του Σιδηροκάστρου. Σήμερα και η Ελλάδα έχει μηδενίσει τις εισαγωγές Ρωσικού αερίου διαθέτοντας αξιόπιστους εναλλακτικούς προμηθευτές.

Η εξαγωγική δραστηριότητα της Ελλάδας στο φυσικό αέριο ενισχύθηκε περαιτέρω μετά τα εγκαίνια του Ελληνο-Βουλγαρικού διασυνδετηρίου αγωγού, γνωστού ως IGB, την 1 Οκτωβρίου 2022. Ο συγκεκριμένος αγωγός που ακολουθεί κάθετη διαδρομή ως μέρος του «Διευρυμένου Νότιου Διαδρόμου» (στον άξονα Κομοτηνή - Στάρα Ζαγκόρα), συνδέει το εθνικό σύστημα φυσικού αερίου της Ελλάδος με αυτό της Βουλγαρίας, με την τελευταία να μπορεί να προμηθεύεται επιπλέον ποσότητες αερίου μέσω του αγωγού TAP που ως γνωστό διασχίζει όλη την Βόρειο Ελλάδα και μέσω Αλβανίας καταλήγει στην Νότιο Ιταλία.

Η έννοια του «Διευρυμένου Νοτίου Διαδρόμου» (“Expanded South Corridor”) περιλαμβάνει όλα τα έργα κατασκευής μεγάλων αγωγών φυσικού αερίου, τους τερματικούς σταθμούς επανααεριοποίησης LNG, καθώς και τις Υπόγειες Υποδομές Αποθήκευσης Αερίου (UGS), που θα τροφοδοτούν το σύστημα με ποσότητες φυσικού αερίου στις χώρες της

ΝΑ Ευρώπης και οι οποίες στη συνέχεια θα κατευθύνονται προς τις βασικές ευρωπαϊκές αγορές.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η Ελλάδα ξεκίνησε εξαγωγές φυσικού αερίου προς την Βουλγαρία πριν τρία χρόνια ανταποκρινόμενη σε μια κατάσταση έκτακτης ανάγκης (Φεβρουάριος 2020) ενώ αυτές συνεχίστηκαν το επόμενο διάστημα με τις Βουλγαρικές εταιρείες να αξιοποιούν τις δυνατότητες προμήθειας LNG που προσέφερε η Ελλάδα. Με τον σταθμό αποθήκευσης και αεριοποίησης LNG στην Ρεβουθούσα να έχει παίξει καταλυτικό ρόλο στην ανάδειξη της Ελλάδας σε βασικό προμηθευτή αερίου της περιοχής ιδίως μετά την επέκταση και αναβάθμιση του τέρμιναλ το 2018 έχοντας πλέον χωρητικότητα 225,000 κυβικά μέτρα και δυνατότητα αεριοποίησης 1,400 m³/h. Μάλιστα το τελευταίο διάστημα το τέρμιναλ έχει αναβαθμιστεί περαιτέρω από πλευράς χωρητικότητας με την προσθήκη μεγάλης πλωτής δεξαμενής χωρητικότητας 140,000 M3 και έτσι δύναται να υποδεχθεί περί τις 80-90 εκφορτώσεις LNG τον χρόνο.

Χάρη στις σημαντικές δυνατότητες αποθήκευσης και αεριοποίησης που προσφέρει το τέρμιναλ της Ρεβουθούσας αλλά και των δυο διασυνδέσεων με την Βουλγαρία (Σιδηρόκαστρο και IGB) η Ελλάδα το περασμένο έτος εξήγαγε ικανές ποσότητες αερίου στις γειτονικές χώρες. Αυτές έφθασαν σχεδόν τα 3,0 bcm αντιστοιχώντας στο 35,0% των συνολικών παραδόσεων αερίου της Ελλάδας το 2022 που ξεπέρασαν τα 8,5 bcm. Με την πλήρη λειτουργία του IGB, την αναβάθμιση του Σιδηροκάστρου χάρη στο reverse flow και τον νέο αγωγό Ν.Μεσημβρίας-Σκοπίων (2025) και την προσθήκη δυο νέων μονάδων FSRU (Αλεξανδρούπολη και Αγ.Θεόδωροι) το 2023/2024, η Ελλάδα ισχυροποιεί περαιτέρω την θέση της και φιλοδοξεί να καταστεί βασικός προμηθευτής αερίου των Βαλκανίων. Προς αυτήν την κατεύθυνση αναμένεται να συμβάλει και η λειτουργία του κάθετου διαδρόμου (Vertical Corridor) που αποτελεί συνέχεια του IGB και πρόκειται με την σύμπραξη Βουλγαρίας, Ρουμανίας, Σερβίας και Ουγγαρίας να λειτουργήσει μετά το 2024.

Χάρτης 26: Διευρυμένος Νότιος Διάδρομος



Πηγή: IENE

⁴⁴ Σταμπολής, Κ. (2022), «Ενισχύεται η θέση της Ελλάδας στο ενεργειακό τοπίο», <https://www.kathimerini.gr/economy/561904603/enischyetai-i-thesi-tis-elladas-sto-energeiako-topio/>

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. Μεταξύ τους είχαν διυλιστική παραγωγή 27 εκατ. τόνων το 2021, ενώ πραγματοποίησαν εξαγωγές 23 εκατ. τόνων πετρελαϊκών προϊόντων το ίδιο έτος. 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.

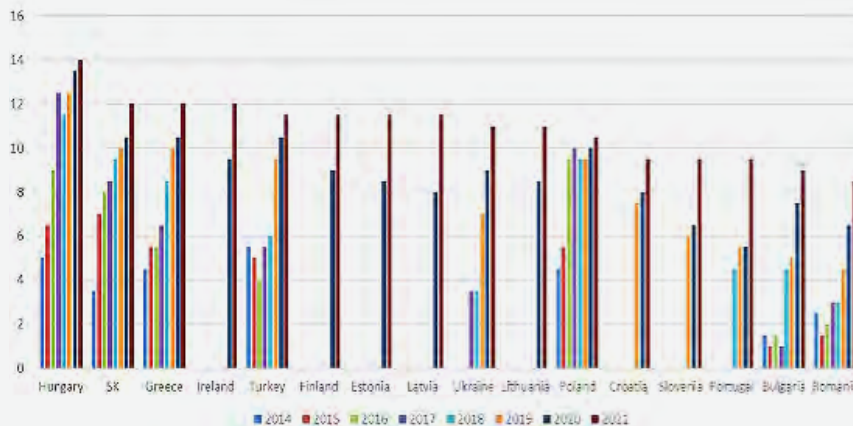
Η Ελλάδα, αν και στο νοτιότερο τμήμα της χερσονήσου του Αίμου, αποτελεί σήμερα ενεργειακό στυλοβάτη όλης της περιοχής των Βαλκανίων και όχι μόνο, προμηθεύοντας σημαντικές ποσότητες διυλισμένων προϊόντων σε Κύπρο, Βουλγαρία, Σερβία, Μαυροβούνιο, Β. Μακεδονία και Τουρκία που φθάνουν σχεδόν στο 60% της συνολικής παραγωγής των δύο μεγάλων διυλιστηριακών ομίλων. Με ήδη ισχυρό πετρελαϊκό αποτύπωμα στην 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.

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, Β. Μακεδονία, Βουλγαρία, Τουρκία, αλλά και νέων που είναι υπό ανάπτυξη. Η θέση της Ελλάδας στις διεθνείς ηλεκτρικές διασυνδέσεις πρόκειται να ενισχυθεί περαιτέρω το επόμενο διάστημα μέσω της λειτουργίας του EuraAsia Interconnector, με 1.0 GW σε πρώτη φάση ηλεκτρική σύνδεση 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.

Στην ευρύτερη θεώρησή μας για την ισχυροποίηση του στρατηγικού ρόλου της Ελλάδας στο ενεργειακό στερέωμα της ΝΑ Ευρώπης, όχι ήσσονος σημασίας είναι το γεγονός της ανάδειξης του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (EXE) μέσα σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα (τέθηκε σε λειτουργία στις 1/11/2020) σε βασικό ενεργειακό κόμβο της ευρύτερης περιοχής λόγω του αυξανόμενου όγκου συμβολαίων, κυρίως ηλεκτρισμού, που διεκπεραιώνονται σε καθημερινή βάση. Επιπλέον, στις 21/3/2022 ξεκίνησε να λειτουργεί το βάθρο συναλλαγών φυσικού αερίου που στην πράξη αποτελεί το πλέον πρόσφατο gas trading hub της Ευρώπης. Και σε αυτή την περίπτωση λόγω της πληρότητας των προδιαγραφών του (αφού ακολουθεί πιστά τον ευρωπαϊκό σχεδιασμό), της αυξημένης ρευστότητας σε αέριο που έχει εν τω μεταξύ αποκτήσει η εγχώρια αγορά και της διαφάνειας που διέπει τον τρόπο λειτουργίας του, ο EFET (European Federation of Energy Traders) το κατατάσσει πολύ πιο μπροστά από τα αντίστοιχα gas hubs που λειτουργούν σήμερα στην περιοχή, μηδέ της Κωνσταντινούπολης εξαιρουμένης.

Διάγραμμα 142: Gas Hub Benchmarking Study



Πηγή: European Federation of Energy Traders (EFET)

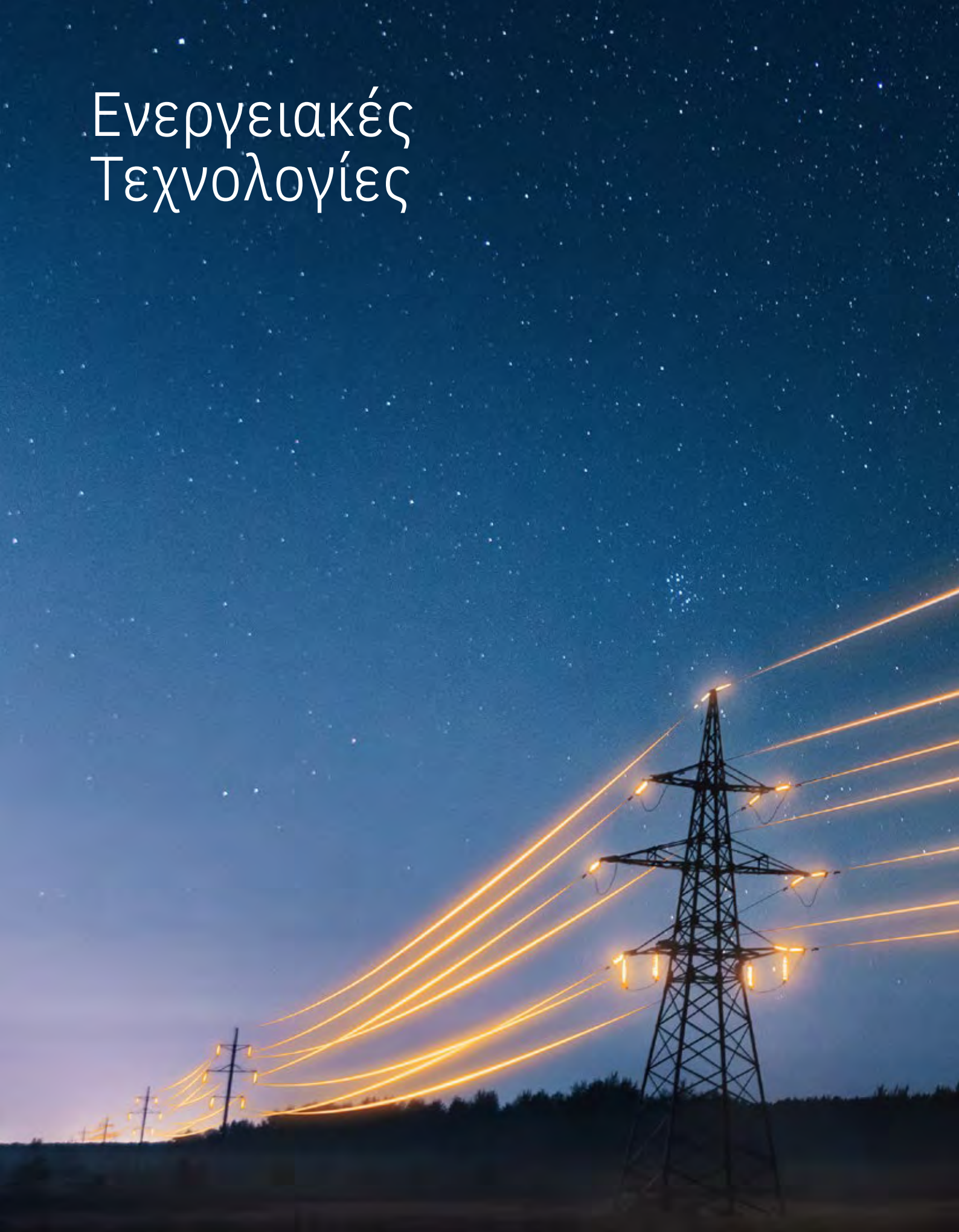
Παράλληλα, με την ανάπτυξη των συμβατικών πηγών ενέργειας, η Ελλάδα τα τελευταία 10 και πλέον χρόνια έχει σημειώσει εντυπωσιακά βήματα στην προώθηση των ΑΠΕ, όπου κατέχει ένα από τα μεγαλύτερα μεγέθη συνολικής εγκατεστημένης ισχύος σχεδόν στα 13.0 GW, συμπεριλαμβανομένων και των μεγάλων υδροηλεκτρικών και συμμετοχή στο 58% 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 ποικιλότητα τον τομέα των ΑΠΕ με συνολική ισχύ ΑΠΕ που φθάνει τα 47,0 GW. Όμως, η Ελλάδα διατηρεί πρωτεύουσα θέση στην παραγωγή και εξαγωγές ηλιακών θερμικών συστημάτων (ηλιακοί θερμοσίφωνες), καθώς και σε αναθέσεις κατασκευής έργων ΑΠΕ εκτός Ελλάδος με μεγάλες εταιρείες να δρουν ως EPC contractor.

Εκτιμάται ότι μετά τις νέες νομοθετικές ρυθμίσεις (Κλιματικός Νόμος, κλπ.) θα επιταχυνθεί ο ρυθμός ανάπτυξης τόσο των εφαρμογών ΑΠΕ όσο και της ενεργειακής αποδοτικότητας, ιδιαίτερα στα κτίρια, συμβάλλοντας έτσι στην μεγέθυνση των επενδύσεων.

Τέλος, σε καθόλου ευκαταφρόνητα επίπεδα κινούνται οι ενεργειακές επενδύσεις της Ελλάδας μέχρι το τέλος της τρέχουσας δεκαετίας, όπου βάσει της πρόσφατης μεγάλης μελέτης αναφοράς του IENE, το «SEE Energy Outlook 2021/2022», αυτές υπολογίζονται στα €44,4 δισεκ., ενώ για το σύνολο της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης αυτές φθάνουν τα €372,3 δισεκ., δηλαδή αυξημένες κατά 58.6% σε σχέση με παρόμοιες εκτιμήσεις του IENE για το 2017. Γεγονός που αποδεικνύει το διαρκώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη υποδομών και της ενεργειακής αγοράς γενικότερα στην περιοχή.

Συμπερασματικά, το μεγάλο διακύβευμα για την χώρα μας σε ό,τι αφορά την ενεργειακή θέση της στην ΝΑ Ευρώπη δεν είναι τόσο να καταστεί αυτό που πολλοί αποκαλούν «ενεργειακό κόμβο» και υπονοούν την συγκέντρωση φυσικών ενεργειακών υποδομών και ενεργειακών διαδρόμων - καθότι ο κυρίαρχος ενεργειακός κόμβος στην περιοχή είναι αδιαμφισβήτητη η Τουρκία - , αλλά η με κάθε τρόπο και μέσο ενίσχυση της γεωπολιτικής και οικονομικής της θέσης. Προς αυτή την κατεύθυνση ασφαλώς και βοηθούν οι υποδομές αλλά δεν μπορεί να αποτελούν τον μοναδικό στόχο. Η κυριαρχία σε επίπεδο οικονομίας και αγορών και συνεπακόλουθα η στρατηγική αυτονομία πρέπει να είναι το ζητούμενο.

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 IENE [131]. Το συγκεκριμένο κεφάλαιο καλύπτει διάφορες ενεργειακές τεχνολογίες με βάση τελευταίες θεσμικές και τεχνολογικές εξελίξεις και όχι με βάση την ωριμότητα κάποιων ενεργειακών τεχνολογιών (π.χ. φωτοβολταϊκά, αιολικά κλπ).

8.1 Υπεράκτια Αιολικά

Αναφορικά με τα υπεράκτια αιολικά στην Ελλάδα, ψηφίστηκε στα τέλη Ιουλίου του 2022 ο Νόμος 4964/2022 «Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις», ενώ παράλληλα το ΥΠΕΝ έχει ολοκληρώσει τη χάραξη και χαρτογράφηση των κατάλληλων «οικοπέδων». Είναι οι θαλάσσιες περιοχές εντός των χωρικών υδάτων των 6 ναυτικών μιλίων, που διαθέτουν τις προδιαγραφές για να φιλοξενήσουν πλωτές ή σταθερές ανεμογεννήτριες, με στόχο την εκμετάλλευση του υψηλού αιολικού δυναμικού της χώρας, που υπολογίζεται σε 30 GW. Σύμφωνα με εκτίμηση του ΥΠΕΝ, στο χώρο των θαλάσσιων αιολικών πάρκων μπορούν να υλοποιηθούν μεγάλες επενδύσεις ύψους €6 δις. για την εγκατάσταση 2 GW πάρκων έως το 2030.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τον Δεκέμβριο του 2022 πραγματοποιήθηκε κλειστή συνάντηση εργασίας στη νορβηγική πρεσβεία της Ελλάδας μεταξύ εκπροσώπων της Norwegian Offshore Wind Cluster (NOWC) και των ελληνικών εταιρειών TERNA, Motor Oil, HELLENiQ ENERGY, Όμιλος Κοπελούζου, ΔΕΗ Ανανεώσιμες, Intrakat, Ελλάκτωρ, ENTEKA, Eunice, Jasper Wind, ITA, RF Energy και Resinvest. Ο επιχειρηματικός νορβηγικός συνεργατικός σχηματισμός αριθμεί περισσότερες από 300 εταιρείες-μέλη, μεταξύ των οποίων και ο κολοσσός Equinor, που καλύπτουν ολόκληρη την αλυσίδα εφοδιασμού και στόχο έχει να καταστεί πρωταγωνιστής στην παγκόσμια αγορά ανάπτυξης θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Αντικείμενο της συνάντησης ήταν η διερεύνηση περιθωρίων συνεργασίας στην ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων στις ελληνικές θάλασσες. Πάντως, η HELLENiQ ENERGY (πρώην ΕΛΠΕ) έχει ήδη συστήσει κοινοπραξία με την RWE Renewables, παγκόσμιο ηγέτη της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, με στόχο την ανάπτυξη, υλοποίηση και λειτουργία υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.

8.2 Βιομεθάνιο

Η μόνη εκκρεμότητα για την εμπορική αξιοποίηση βιομεθανίου στην Ελλάδα είναι η επίτευξη των διαδικασιών από πλευράς Πολιτείας και της αρμόδιας ρυθμιστικής αρχής για την οριστικοποίηση του σχετικού νομοθετικού και ρυθμιστικού πλαισίου. Πιο συγκεκριμένα, αναμένεται η έγκριση από την ΠΑΕ των αιτήσεων άδειας διανομής του βιομεθανίου, που έχει ήδη υποβάλλει η ΔΕΔΑ από τον περασμένο Δεκέμβριο, αλλά και την τελική σύμφωνη γνώμη πωλητών και αγοραστών για να προχωρήσει η ΔΕΔΑ στα πρώτα δύο πιλοτικά έργα βιομεθανίου που έχει εξαγγείλει στις Σέρρες και την Ημαθία. Η αίτηση αφορά την προσωρινή αδειοδότηση της ΔΕΔΑ, μέχρι να θεσμοθετηθεί το συνολικό θεσμικό/ρυθμιστικό πλαίσιο για την ανάπτυξη της αγοράς βιομεθανίου ως διανεμόμενου ανανεώσιμου αερίου καυσίμου στη χώρα μας. Το βιομεθάνιο θα παράγεται από υπολείμματα του αγροτικού και κτηνοτροφικού τομέα, καθώς και το οργανικό κλάσμα των στερεών αστικών αποβλήτων. Ως εκ τούτου, η παραγωγή του θα έχει παράλληλη σημαντική συμβολή στην ανάπτυξη και εδραίωση της κυκλικής οικονομίας στη χώρα μας. Επίσης, υπάρχει μεγάλο ενδιαφέρον από τους παραγωγούς. Παραγωγοί βιοαερίου που πούλαγαν στη ΔΕΗ και επενδυτές του κλάδου ζητούν να λήξουν τα τυπικά κωλύματα ώστε να μπορέσουν να δραστηριοποιηθούν κανονικά στην αγορά του βιομεθανίου.

8.3 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 μεταφορές, 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.

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 αναμειχθεί 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.

Η εθνική και ευρωπαϊκή στρατηγική για το υδρογόνο είναι ήδη σε εξέλιξη, με το επενδυτικό ενδιαφέρον να είναι ιδιαίτερα σημαντικό και αυξημένο τα τελευταία χρόνια. Ετοιμάζονται από την Ελλάδα 20 έργα, από τα οποία τα 5 βρίσκονται ήδη στην λίστα της ΕΕ με τα Σημαντικά Έργα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (IPCEI) Υδρογόνου. Τα υπόλοιπα 15 ωριμάζουν και προέρχονται από διαφορετικές εταιρείες από όλη την αλυσίδα αξίας του υδρογόνου και είναι ευθυγραμμισμένα με την εθνική πολιτική για το υδρογόνο. Τα 5 ελληνικά έργα στο πρώτο κύμα IPCEI Υδρογόνου συνοψίζονται ως εξής⁴⁵:

- **Blue Med:** Έργο της Motor Oil που συνίσταται στην παραγωγή μπλε υδρογόνου πολύ χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος και πράσινου υδρογόνου, με ορίζοντα το 2025. Το έργο προβλέπει τη δημιουργία cluster ολοκληρωμένου κύκλου παραγωγής γαλάζιου και πράσινου H₂ για μεταφορά, διανομή και χρήση σε βιομηχανία και μεταφορές (λεωφορεία και πλοία). Στο έργο αναμένεται και η συμμετοχή των εταιρειών ΔΕΣΦΑ και ΔΕΗ όπως και ερευνητικών ιδρυμάτων της χώρας.
- **Green HIPO:** Έργο της Advanced Energy Technologies (Advent Technologies) για την κατασκευή μονάδας παραγωγής καινοτόμων ηλεκτρολυτών και κυψελίδων καυσίμου. Οι συνδυασμένες κυψέλες καυσίμου θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (CHP) σχεδιάζεται να παραχθούν από την Advent για το Project White Dragon. Η παραγωγή θα πραγματοποιείται στη γραμμή παραγωγής της εταιρείας, με εγκατάσταση στη Δυτική Μακεδονία.
- **White Dragon*:** Σύμπλεγμα (Cluster) έργων για παραγωγή πράσινου υδρογόνου στη Δυτική Μακεδονία μέσω ηλεκτρόλυσης από ηλιακή ενέργεια και διανομή μέσω του δικτύου του ΔΕΣΦΑ και του αγωγού TAP. Στο έργο συμμετέχουν η ΔΕΠΑ Εμπορίας Α.Ε., (ως συντονιστής) η Advent Technologies S.A., η COPELOUZOS GROUP (DAMCO ENERGY S.A.), η Σωληνουργεία Κορίνθου Α.Ε., η TAP AG, ο ΔΕΣΦΑ, οι όμιλοι των Ελληνικών Πετρελαίων, της MOTOR-OIL και η ΔΕΗ.

⁴⁵ <https://www.mononews.gr/business/konstantinos-papaloukas-pia-ine-ta-erga-pou-vazoun-ti-ellada-sto-charti-tou-idrogonou>

* Το συγκεκριμένο έργο τέθηκε εκτός των IPCEI

- **H2CATTANKS:** Έργο της εταιρείας B&T Composites για την κατασκευή καινοτόμων δεξαμενών υψηλής πίεσης από σύνθετα υλικά και ίνες άνθρακα για την αποθήκευση υδρογόνου ειδικότερα για τον τομέα των μεταφορών
- **H2CEM – TITAN:** Πρωτοπορία στην Ελληνική Παραγωγή Τσιμέντου με χρήση Πράσινου Υδρογόνου. Το έργο αφορά την παραγωγή, αποθήκευση και χρήση πράσινου υδρογόνου για καύση προς παραγωγή ενέργειας σε κλιβάνους με στόχο την απανθρακοποίηση των μονάδων τσιμεντοβιομηχανίας της TITAN.

Σύμφωνα με την κατηγοριοποίηση των συντονιστών, τα έργα Green HIPO, White Dragon και H2CAT Tanks εντάσσονται στην υποκατηγορία του IPCC «Τεχνολογίες υδρογόνου», ενώ το Blue Med και το H2CEM στην υποκατηγορία «απανθρακοποίηση μέσω υδρογόνου». Επίσης, αξίζει να αναφερθεί ότι έχει συσταθεί Ειδική Επιτροπή για την εκπόνηση της Εθνικής Στρατηγικής για το Υδρογόνο.

Παράλληλα, η ελληνική κυβέρνηση θα πρέπει να διασφαλίσει την εύκολη χωροθέτηση και αδειοδότηση των μικρών μονάδων παραγωγής υδρογόνου που θα συνδέονται με φωτοβολταϊκά ή/και αιολικά συστήματα μικρής ή μέσης ισχύος, την μεταφορά και αποθήκευση των μικρών ποσοτήτων υδρογόνου σε μεγαλύτερες εθνικές υποδομές αποθήκευσης, τον εκσυγχρονισμό του κανονιστικού πλαισίου παραγωγής, μεταφοράς, αποθήκευσης, διάθεσης και χρήσης υδρογόνου κατά τα πρότυπα των άλλων ευρωπαϊκών χωρών.

Επίσης, όλοι οι ενεργειακοί παίκτες της αγοράς θα πρέπει να προχωρήσουν άμεσα σε εκτίμηση της κατάστασης και να εντάξουν στις υπηρεσίες τους νέες μεθοδολογίες κατασκευαστικού μετασχηματισμού, σε πρώτη φάση των υφιστάμενων αποθηκευτικών χώρων, δικτύων και μετρητικών σταθμών και να φιλοξενήσουν σε κατάλληλες υποδομές μίγματα φυσικού αερίου με υδρογόνο, έως και 30% σε πρώτη φάση, αλλά και περισσότερο αν απαιτηθεί στο μέλλον. Μάλιστα, ο ΔΕΣΦΑ [132] συμμετέχει στο σχέδιο 12 Ευρωπαϊών Διαχειριστών για τη δημιουργία ενός δικτύου μεταφοράς υδρογόνου, το οποίο θα καλύπτει 21 ευρωπαϊκές χώρες, με

την πρόταση για την κατασκευή έως το 2040 ενός νέου αγωγού που θα συνδέει την Αθήνα και τη Θεσσαλονίκη, καταλήγοντας στην Καβάλα και στο εξαντλημένο κοιτάσμα αερίου που βρίσκεται εκεί. Η πρόταση του ΔΕΣΦΑ συμπληρώνεται από τον αγωγό φυσικού αερίου προς τη Δυτική Μακεδονία, ο οποίος θα είναι εξαρχής «hydrogen ready», εντάσσοντας με αυτό τον τρόπο την Ελλάδα στον χάρτη του European Hydrogen Backbone (EHB), δηλαδή της πρωτοβουλίας για την ανάπτυξη μίας «ραχοκοκαλιάς» έργων για τη διακίνηση ανανεώσιμου αερίου στην Ευρώπη.

Το έργο θα ακολουθεί την ίδια όδευση με το τμήμα του εθνικού συστήματος φυσικού αερίου, το οποίο διατρέχει τις παραπάνω περιοχές. Για τη χάραξη του, γνώμονας ήταν η κάλυψη της αναμενόμενης ζήτησης το 2040, δηλαδή των μελλοντικών αναγκών σε ανανεώσιμο αέριο από βιομηχανίες και διυλιστήρια στην ευρύτερη περιοχή της Αττικής και της Θεσσαλονίκης. Η επέκταση του αγωγού έως την Καβάλα εντάσσεται στο πλαίσιο μετατροπής του τοπικού εξαντλημένου κοιτάσματος σε υπόγεια αποθήκη υδρογόνου.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι εγκαινιάστηκε τον περασμένο Μάιο στις εγκαταστάσεις του Εθνικού Κέντρου Έρευνας Φυσικών Επιστημών (ΕΚΕΦΕ) «Δημόκριτος» και θα λειτουργήσει πιλοτικά στην αρχή ο πρώτος σταθμός ανεφοδιασμού με υδροποιημένο υδρογόνο επιβατικών και γενικότερα σχετικά μικρών διαστάσεων ηλεκτρικών οχημάτων στην Ελλάδα⁴⁶. Οι εγκαταστάσεις περιλαμβάνουν μονάδα παραγωγής «πράσινου» υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, καινοτόμο συμπίεστη υδρογόνου στα 200 bar, δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου σε υψηλή πίεση και σύστημα ανεφοδιασμού των οχημάτων με καύσιμο υδρογόνο. Ο σταθμός ανεφοδιασμού διαθέτει συμπίεστη τεχνολογίας μεταλλοϋδριδίων και λειτουργεί αθόρυβα με πολύ χαμηλές απαιτήσεις ενέργειας. Έχει κατασκευαστεί εντός του ΕΚΕΦΕ «Δημόκριτος», παίρνει ενέργεια από φωτοβολταϊκά πάνελ και χρησιμοποιεί παροχή νερού βρύσης.

8.4 Βιοκαύσιμα

Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [20], η συνεισφορά των βιοκαυσίμων θα παραμείνει κυρίαρχη, με ιδιαίτερα αυξανόμενο το μερίδιο των προηγμένων βιοκαυσίμων ειδικά κατά την τελευταία περίοδο του διαστήματος 2020-2030.

Βασική επιδίωξη για τα βιοκαύσιμα πρέπει να αποτελεί η προώθηση της χρήσης ελληνικών πρώτων υλών και η στήριξη εγχώριων παραγωγών βιοντίζελ. Στην Ελλάδα παράγεται βιοντίζελ και διατίθεται από ελληνικές εταιρείες, οι οποίες χρησιμοποιούν ενεργειακές καλλιέργειες, βαμβακέλαιο και χρησιμοποιημένα φυτικά έλαια και ζωικά λίπη που μετατρέπονται στο εν λόγω καύσιμο στις μεταποιητικές μονάδες που λειτουργούν στη χώρα. Μάλιστα, το τελευταίο διάστημα ολοένα και περισσότερες ελληνικές εταιρείες παίρνουν άδειες διάθεσης και παραγωγής βιοντίζελ, ώστε να ενισχυθεί περαιτέρω η εγχώρια παραγωγή.

⁴⁶ <https://m.naftemporiki.gr/story/1864121>

Το βασικότερο και πιο αποτελεσματικό μέτρο πολιτικής για την προώθηση της χρήσης βιοκαυσίμων στις μεταφορές είναι η συνέχιση του υφιστάμενου κανονιστικού πλαισίου υποχρέωσης ανάμιξης βιοκαυσίμων και χρήσης αυτούσιων βιοκαυσίμων. Πιο συγκεκριμένα, προβλεπόταν η υποχρέωση ανάμιξης σε ποσοστό 7% κ.ο. του ντίζελ κίνησης με βιοντίζελ και σε ποσοστό 1% για το 2019 και 3.3% για το 2020 επί του ενεργειακού περιεχομένου της βενζίνης με βιοαιθανόλη, ενώ σταδιακά θα εξεταστούν τόσο νέες ενισχυμένες υποχρεώσεις ανάμιξης, όσο και η πιθανή επέκταση του μέτρου και σε άλλους τομείς μεταφορών.

8.5 Νέα «Πράσινα» Καύσιμα

Η HELLENiQ ENERGY, στο πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης και της πολιτικής μείωσης των εκπομπών άνθρακα, προωθεί την παραγωγή ανανεώσιμων και κλιματικά ουδέτερων καυσίμων⁴⁷. Στόχος είναι η παραγωγή καυσίμων που δεν θα προέρχονται από ορυκτούς υδρογονάνθρακες, αλλά από βιομάζα, δεσμευμένο διοξείδιο του άνθρακα, απόβλητα, κλπ., θα μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τα υφιστάμενα οχήματα με κινητήρες εσωτερικής καύσης και θα έχουν χαμηλό ή μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα.

Αίτημα του Ευρωπαϊκού Συνδέσμου Παραγωγών Καυσίμων (FuelsEurope), μέλος του οποίου είναι η HELLENiQ ENERGY, προς τα ευρωπαϊκά όργανα και τις κυβερνήσεις των χωρών μελών είναι να δοθούν φορολογικά κίνητρα για την παραγωγή των νέων καυσίμων, τα οποία μπορούν ως το 2050 να εισφέρουν 160 εκατ. τόνους ισοδύναμο πετρελαίου, από τους 350 εκατ. που είναι σήμερα η κατανάλωση στην Ευρώπη, συμβάλλοντας στην κατάργηση των ορυκτών καυσίμων.

Οι νέες πρώτες ύλες για την παραγωγή υγρών καυσίμων αντί για το αργό πετρέλαιο θα μπορούν να είναι η βιομάζα, οι ΑΠΕ, τα απόβλητα και το δεσμευμένο διοξείδιο του άνθρακα που θα αξιοποιούνται για την παραγωγή βιώσιμων βιοκαυσίμων, HVO (υδρογονωμένων φυτικών ελαίων), συνθετικών καυσίμων, καθαρού υδρογόνου ή/και καυσίμων από ανακυκλωμένο πλαστικό. Το «Διυλιστήριο του μέλλοντος» θα είναι ο κόμβος όπου όλα αυτά τα διαφορετικά καύσιμα θα υποβάλλονται σε επεξεργασία ώστε να συμμορφώνονται με τις βιομηχανικές προδιαγραφές, π.χ. της αυτοκινητοβιομηχανίας ή της πετροχημικής βιομηχανίας.

8.6 Δέσμευση και Γεωλογική Αποθήκευση Διοξειδίου του Άνθρακα (CCS)

Το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) είναι ένα από τα αέρια της ατμόσφαιρας στο οποίο αποδίδεται μερίδιο της ευθύνης για την κλιματική αλλαγή. Η δέσμευση και γεωλογική αποθήκευσή του αποτελεί μία από τις διαθέσιμες επιλογές για τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα και τη σταθεροποίηση του κλίματος. Επιδεικτικά και μικρής κλίμακας έργα έχουν δείξει ότι η δέσμευση και γεωλογική αποθήκευση του CO₂ είναι τεχνικά εφικτή. Ωστόσο, η τεχνολογία απαιτεί αναβάθμιση, ιδίως όσον αφορά στη γεωλογική αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων CO₂.

Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ περιλαμβάνει:

1. Δέσμευση και συλλογή του CO₂ στα σημεία εκπομπής του, όπως στις πλατφόρμες παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου, στη βιομηχανία (τσιμεντοβιομηχανίες, σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, διυλιστήρια, χαλυβουργία, κ.λπ.), ή ακόμη και απευθείας από την ατμόσφαιρα.
2. Μεταφορά του στις θέσεις μόνιμης αποθήκευσης μέσω αγωγών ή/και πλοίων.
3. Γεωλογική αποθήκευσή του κάτω από την ξηρά ή υποθαλάσσια, σε υπόγειους αλμυρούς υδροφόρους ορίζοντες ή σε εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου.

Πιλοτικές (μικρής κλίμακας) μονάδες γεωλογικής αποθήκευσης CO₂ λειτουργούν χωρίς προβλήματα εδώ και δεκαετίες. Δύο από αυτές βρίσκονται στην Ευρώπη και συγκεκριμένα στη Βόρεια θάλασσα και τη θάλασσα του Μπάρεντς, όπου αποθηκεύεται σε γεωλογικούς σχηματισμούς CO₂ που παράγεται από τις αντίστοιχες πλατφόρμες εξόρυξης πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Για την Ελλάδα αποτελεί «οδηγό» επί του θέματος σχετική επιστημονική μελέτη [133] που δημοσιοποίησε το 2020 η ΕΔΕΥΕΠ. Όπως αναφέρεται στα συμπεράσματά της, «η αποθήκευση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σε υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς είναι μια καλά κατανοητή, μόνιμη και ασφαλής τεχνολογία, κάτι που είναι ζωτικής σημασίας για τη μείωση των εκπομπών και την επίτευξη των στόχων του Παρισιού».

Τονίζεται ακόμη ότι «οι συνηθισμένοι μύθοι και οι πιθανές παρανοήσεις που σχετίζονται με την τεχνολογία CCS περιλαμβάνουν τον κίνδυνο διαρροής CO₂ ή περιβαλλοντικής βλάβης, τη μόνιμη αποθήκευση και τον αντίκτυπο στους σεισμούς. Ωστόσο, δεκαετίες εμπειρογνωμοσύνης από τη βιομηχανία πετρελαίου και φυσικού αερίου, καθώς και δεδομένα από την παρακολούθηση, τη μέτρηση και την επαλήθευση τόπων αποθήκευσης και πληθώρα ακαδημαϊκών μελετών συνδυάζονται για να ενισχύσουν τον ουσιαστικό ρόλο της τεχνολογίας CCS στη μείωση των παγκόσμιων εκπομπών CO₂».

⁴⁷ <https://www.ertnews.gr/eidiseis/oikonomia/elladaoikonomia/ygra-kaysima-choris-petrelaio-tha-paragoyn-ta-diylistiria-toy-mellontos-ependyseis-apo-ta-elpe/>

Πρόσφατα, η Energean Oil & Gas, θυγατρική του ομίλου Energean, ανέθεσε στην Halliburton τη μελέτη αξιολόγησης του δυναμικού αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα στη Λεκάνη του Πρίνου, στην Καβάλα⁴⁸. Το έργο της αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα στον Πρίνο αποτελεί μια επένδυση της τάξης των €390 εκατ., η οποία έχει ήδη λάβει το πράσινο φως από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης και η οποία θα καταστήσει τον Πρίνο σε πρότυπο βιομηχανικό συγκρότημα όχι μόνο στην Ελλάδα αλλά και στην Μεσόγειο γενικότερα. Επιπλέον, θα ενισχύσει σημαντικά την ανταγωνιστικότητα της εγχώριας βιομηχανίας και θα έχει σημαντικά οφέλη για το περιβάλλον, μειώνοντας δραστικά το περιβαλλοντικό αποτύπωμα από τη βιομηχανική δραστηριότητα στην Ελλάδα.

Ο Πρίνος θεωρείται ως ο ιδανικός τόπος για την υποδοχή μιας μονάδας αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα με εκτιμώμενη δυνατότητα αποθήκευσης έως και του 50% των εκπεμπόμενων από την εγχώρια βιομηχανία ρύπων για ένα διάστημα 20 ετών, αρχής γενομένης από το 2025.

Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE εκπονεί αυτήν την περίοδο ειδική μελέτη για τις προοπτικές δέσμευσης, αξιοποίησης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCUS) στην Ελλάδα⁴⁹. Η συγκεκριμένη μελέτη δεν έχει στόχο απλά τη θεωρητική διερεύνηση των τεχνολογιών CCUS ή των δυνατοτήτων εφαρμογής τους στην Ελλάδα. Αντίθετα, πρόκειται να αποτελέσει έναν λεπτομερή οδικό χάρτη για την εισαγωγή του CCUS στη χώρα μας, με την επιλογή γεωγραφικών περιοχών για την δημιουργία industrial CCUS hubs, αλλά και με συγκεκριμένα χρονοδιαγράμματα για όλες τις πτυχές του, από το νομοθετικό πλαίσιο μέχρι ζητήματα χωροθέτησης.

8.7 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 δύο χρόνια (2020 και 2021) έχουν καταγραφεί σημαντικές εξελίξεις. Ειδικότερα, δημοσιεύτηκε τον Ιούλιο του 2020 στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως ο Νόμος για την ηλεκτροκίνηση⁵⁰, θέτοντας σε ισχύ το πρόγραμμα «Κινούμαι Ηλεκτρικά» του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας.

Μάλιστα, ολοκληρώθηκε επιτυχώς το 2021 ο πρώτος κύκλος του προγράμματος, υπερκαλύπτοντας κατά 183.6% τον εθνικό στόχο, καθώς ταξινομήθηκαν 6,697 ηλεκτρικά οχήματα έναντι στόχου για 3,750. Ο πρώτος κύκλος του προγράμματος «Κινούμαι Ηλεκτρικά», συνολικού προϋπολογισμού €100 εκατ., έκλεισε με 19,000 αιτήσεις και τζίρο €70 εκατ. στην αγορά, εκ των οποίων το 69% ήταν τα ηλεκτρικά ποδήλατα. Εντός του Μαΐου 2022, άνοιξε ο δεύτερος κύκλος του προγράμματος με προϋπολογισμό €50 εκατ. για το 2022, περιλαμβάνοντας αυξημένες επιδοτήσεις για την αγορά ηλεκτρικών αυτοκινήτων και δίκυκλων, ενώ θεσπίζονται κοινωνικά κριτήρια για ΑμεΑ, τρίτεκνους και – για πρώτη φορά – για νέους έως 29 ετών. Ειδική μέριμνα λαμβάνεται και για τις επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται σε νησιά. Ο δεύτερος κύκλος του «Κινούμαι Ηλεκτρικά» θα έχει αναδρομική ισχύ από 1.12.2021 και οι πολίτες θα μπορούν να υποβάλουν τις αιτήσεις τους έως τις 31.12.2023.

Ωστόσο, εκπρόσωποι ελληνικών εταιρειών, οι οποίοι πρωταγωνιστούν στην ανάπτυξη της νέας αγοράς της ηλεκτροκίνησης, επιβεβαιώνουν πως υπάρχουν ακόμη αρκετά προβλήματα που πρέπει να επιλυθούν. Επίσης, διαβεβαιώνουν πως εάν επιλυθούν ζητήματα αδειοδότησης των σταθμών φόρτισης, ο Έλληνας οδηγός θα μπορεί να αποβάλλει πλήρως το «άγχος της μπαταρίας» και να απολαύσει την εμπειρία της ηλεκτροκίνησης σε λιγότερο από δύο χρόνια, ένας ιδιαίτερα ρεαλιστικός στόχος, σύμφωνα με παράγοντες της αγοράς.

«Κατά περιπτώσεις οι εγκρίσεις αδειοδοτήσεων μπορεί να καθυστερήσουν έως και 6-8 μήνες», τόνισε πρόσφατα στην εφημερίδα «Καθημερινή»⁵¹ ο Διευθυντής Στρατηγικής και Επιχειρηματικής Ανάπτυξης της NRG, Ηλίας Πετρής, μέσω της οποίας η Motor Oil εισήλθε και στην αγορά της ηλεκτροκίνησης, κάτι που επιβεβαιώνει και ο Σπύρος Κιαρτζής, Διευθύνων Σύμβουλος της ElpeFuture, θυγατρικής της HELLENiQ ENERGY, που αναπτύσσει εκτεταμένο δίκτυο σταθμών φόρτισης ηλεκτροκίνητων οχημάτων και τις αντίστοιχες υπηρεσίες ηλεκτροκίνησης.

Οι δύο πετρελαϊκοί όμιλοι πρωτοστατούν στην ανάπτυξη δικτύου φόρτισης αξιοποιώντας το εκτεταμένο δίκτυο των πρατηρίων τους σε όλη την επικράτεια και είναι αυτοί που έχουν εγκαταστήσει σχεδόν το 80% των διαθέσιμων ταχυφορτιστών δημόσιας χρήσης. Η HELLENiQ ENERGY έχει εγκαταστήσει 35 ταχυφορτιστές, που καλύπτουν γεωγραφικά όλη τη χώρα και στοχεύει σε έναν αριθμό 100 ταχυφορτιστών μέχρι το τέλος του 2022.

⁴⁸ <https://www.capital.gr/epixeiriseis/3624167/energean-sti-halliburton-i-meleti-gia-tin-apothikeusi-dioxeidiou-tou-anthraka-ston-prino>

⁴⁹ <https://www.iene.gr/page.asp?pid=5708&lng=1>

⁵⁰ <https://www.e-nomothesia.gr/kat-aytokinita/nomos-4710-2020-phek-142a-23-7-2020.html>

⁵¹ <https://www.kathimerini.gr/economy/561704998/met-empodion-i-ilektrokinisi-stin-ellada/>

Μέχρι σήμερα, σύμφωνα με τον κ. Κιαρτζή, η εταιρεία έχει 60 εγκατεστημένους ηλεκτροφορτιστές ταχείας φόρτισης, κυρίως σε πρατήρια ΕΚΟ & BP, ενώ στοχεύει στα 7.000 σημεία φόρτισης σε στρατηγικά σημεία ενδιαφέροντος πανελλαδικά, μέσα στην επόμενη πενταετία.

Η NRG ξεκίνησε με την εγκατάσταση ενός ταχυφορτιστή σε κάθε ΣΕΑ της Ιόνιας Οδού πριν ακόμη θεσμοθετηθεί το πλαίσιο για την αγορά της ηλεκτροκίνησης, βλέποντας εγκαίρως ότι η χώρα θα έπρεπε να προσαρμοστεί στην οδηγία της Κομισιόν για την υποχρεωτική εγκατάσταση σταθμού φόρτισης ανά 60 χλμ. στους αυτοκινητοδρόμους και στους κεντρικούς οδικούς άξονες.

Μέχρι σήμερα, όπως τονίζει ο κ. Πετρής, έχει εγκαταστήσει 33 ταχυφορτιστές και 71 απλούς και σύντομα θα θέσει σε λειτουργία επιπλέον 15 απλούς και 7 ταχυφορτιστές, καλύπτοντας 91 πόλεις σε όλη την Ελλάδα. Ένα ευρύ δίκτυο κυρίως απλών φορτιστών σε περισσότερες από 65 πόλεις, σε συνεργασία με αλυσίδες λιανικών καταστημάτων και σούπερ μάρκετ, έχει αναπτύξει και η ΔΕΗ μέσω της «ΔΕΗ Blue», ενώ έχει εγκαταστήσει και 15 ταχυφορτιστές σε κομβικά σημεία, όπως το αεροδρόμιο «Ελευθέριος Βενιζέλος», η ΔΕΘ και το ΙΚΕΑ.

Στο μέχρι τώρα ταξίδι τους στην ηλεκτροκίνηση, οι ελληνικές εταιρείες έχουν καταγράψει και τις πρώτες «ασθένειες» που εμφανίζει κάθε νέα αγορά. Τα προβλήματα εντοπίζονται κυρίως στην ανάπτυξη δικτύου ταχυφορτιστών (ισχύ άνω των 50 kW), τεχνολογία που επιτρέπει το γέμισμα της μπαταρίας ενός μεσαίου κυβισμού ηλεκτροκίνητου αυτοκινήτου σε μισή ώρα έναντι δύο ωρών περίπου του απλού (ισχύ 20-22 kW). Η εγκατάσταση ενός απλού ταχυφορτιστή είναι απλή και προϋποθέτει κατά βάση το αίτημα της εταιρείας προς τον ΔΕΔΗΕ για ηλεκτροδότηση μαζί με μια επικαιροποίηση της υπεύθυνης δήλωσης του εγκαταστάτη ηλεκτρολογικού εξοπλισμού. Τα πράγματα είναι πιο δύσκολα στην περίπτωση των ταχυφορτιστών, για τους οποίους η εγκατάσταση απαιτεί επαύξηση ισχύος και γίνονται εξαιρετικά περίπλοκα όταν απαιτεί νέο υποσταθμό. Σε αυτές τις περιπτώσεις η καθυστέρηση μετράει αρκετούς μήνες.

Ο κ. Κιαρτζής από την ElpeFuture αναφέρει περίπτωση εγκατάστασης ταχυφορτιστή στη Γλυφάδα όπου χρειάστηκε να περιμένει 8 μήνες για να ολοκληρωθούν οι εργασίες αναβάθμισης του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, και ο κ. Πετρής από την NGR ταχυφορτιστή στο Τατόι που αναμένει 7 μήνες τον ΔΕΔΗΕ. «Όλοι οι εμπλεκόμενοι φορείς, πολεοδομία, δήμοι, περιφέρειες, ΔΕΔΗΕ, υπηρεσίες αρχαιολογίας, πρέπει να βοηθήσουν να απλοποιηθεί περισσότερο η διαδικασία αδειοδοτήσεων», τονίζει ο γενικός διευθυντής ηλεκτροκίνησης της ΔΕΗ Blue, κ. Κυριάκος Κοφινάς, επισημαίνοντας την ανάγκη αύξησης του αριθμού δημόσια προσβάσιμων σημείων φόρτισης.

Σημαντικό ρόλο σε αυτό θα παίξουν οι δήμοι, οι οποίοι είναι υποχρεωμένοι βάσει κοινοτικής οδηγίας να αναπτύξουν ένα σημείο φόρτισης ανά χίλιους κατοίκους. Με χρηματοδότηση από το Πράσινο Ταμείο, 328 από τους 332 δήμους της χώρας καταρτίζουν μελέτες για να εντοπίσουν τα καταλληλότερα σημεία φόρτισης. Το μοντέλο ανάπτυξης σημείων φόρτισης στους δήμους δεν έχει ακόμη αποφασιστεί, αν και επικρατέστερο φαίνεται να είναι αυτό της δημοπρασίας για την ανάθεσή τους σε ιδιώτες έναντι ανταλλάγματος.

Το θέμα της τιμής φόρτισης απασχολεί επίσης τις εταιρείες, ιδίως στην παρούσα συγκυρία των υψηλών τιμών. Η τιμή φόρτισης για ταχυφορτιστές κυμαίνεται γύρω στα 50-62 λεπτά/kWh. Η φόρτιση χρεώνεται ως υπηρεσία με συντελεστή ΦΠΑ 24% και θα μπορούσε να μειωθεί στα χαμηλά επίπεδα του 6% που ισχύει για την ηλεκτρική ενέργεια, σύμφωνα με εκπροσώπους της αγοράς και να μειωθεί το κόστος φόρτισης περίπου κατά 15%.

Ένα τρίτο ζήτημα που θέτει η αγορά είναι το υψηλό κόστος εγκατάστασης, το οποίο μόλις σε ποσοστό 20%-25% αντιστοιχεί στο μηχάνημα, με το μεγαλύτερο ποσοστό να αντιπροσωπεύει το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο όταν απαιτείται επαύξηση ισχύος ή νέος μετασχηματιστής. Κάποιες εταιρείες προτείνουν την επιδότηση μέρους αυτού του κόστους από το Ταμείο Ανάκαμψης.

Συνοπτικά, κάποια από τα προβλήματα που περιορίζουν την προώθηση της ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα είναι το υψηλό κόστος απόκτησης των ηλεκτρικών μοντέλων (παρά τις επιδοτήσεις), η έλλειψη των κατάλληλων υποδομών και η γεωγραφική κατανομή του πληθυσμού της χώρας, δεδομένου ότι η Αττική συγκεντρώνει πληθυσμό περίπου 5 εκατ. εκ των οποίων μεγάλο μέρος ζει σε πολυκατοικίες με περιορισμένες θέσεις στάθμευσης διαθέσιμες για ανάπτυξη υποδομών φόρτισης, η χαμηλή αυτονομία, η δυνατότητα μεταφοράς-διανομής ενέργειας και η τιμολόγηση.

Αξίζει να αναφερθεί ότι η Εθνική Στρατηγική για την Ηλεκτροκίνηση αναμένεται να ολοκληρωθεί μέχρι τον Οκτώβριο του 2023, με το Υπουργείο Μεταφορών να έχει βρει την κατάλληλη χρηματοδότηση, ενώ η Στρατηγική θα περιλαμβάνει εκτός από τα οχήματα, τις θαλάσσιες μεταφορές, το σιδηρόδρομο και τη μικροκινητικότητα.

Το IENE εκπόνησε το 2018 μία μελέτη για την αγορά ηλεκτρικών οχημάτων στην ΝΑ Ευρώπη με έμφαση στην Ελλάδα καλύπτοντας τις προοπτικές ανάπτυξης του εν λόγω κλάδου.

IENE (2018), "Prospects for the Electric Vehicle Market in Greece and Business Opportunities", An IENE Study Project (M47), <https://www.iene.gr/articlefiles/m47%20-%20meleti%20final.pdf>

8.8 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 κατάλληλων θέσεων για την κατασκευή των δύο ταμιευτήρων που απαιτούνται σε συστήματα αντλησιοταμίευσης, ενώ παράλληλα συνοδεύεται από σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως παρεμβάσεις σε ενδιαίτηματα ειδών – ειδικά υδάτινων οικοσυστημάτων, η αποψίλωση δασών και η αφαίρεση μεγάλης ποσότητας βλάστησης πριν την πλήρωση των ταμιευτήρων. Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες (κυρίως ιόντων λιθίου) 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, ενώ έχει διασφαλιστεί η χρηματοδότηση συνολικής ισχύος 1,380 MW από το Ταμείο Ανάκαμψης με το ποσό των €450 εκατ. Σε μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΡΑΕ [134], οι ανάγκες του ελληνικού συστήματος σε μονάδες αποθήκευσης, λαμβάνοντας

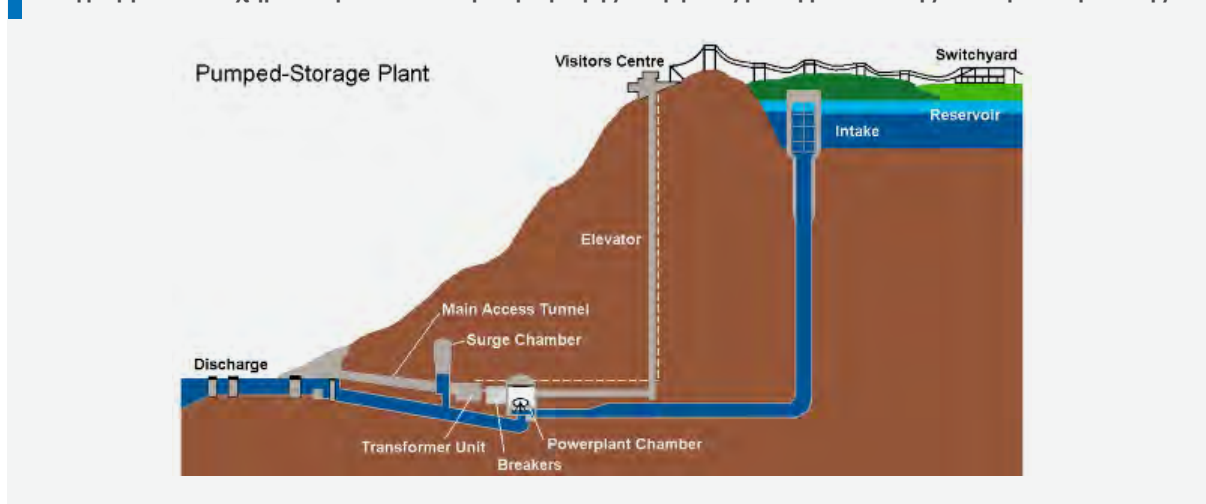
υπόψη συμμετοχή των ΑΠΕ 60% στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής το 2030, όπως προέβλεπε το ΕΣΕΚ, υπολογίζονται σε 1,500-1,750 MW.

Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ⁵², 181 σχέδια για μονάδες αποθήκευσης συνολικής ισχύος 14.3 GW έχουν λάβει άδεια παραγωγής μέχρι σήμερα. Από αυτά, τα 9.64 GW αφορούν σε 120 έργα για μονάδες αποθήκευσης και τα υπόλοιπα 47 σχέδια αφορούν σε μονάδες αποθήκευσης σε συνδυασμό με ΑΠΕ.

Μεταξύ των έργων που βρίσκονται εν αναμονή της έκδοσης θεσμικού πλαισίου είναι και τα εμβληματικά έργα αντλησιοταμίευσης της Τέρνα Ενεργειακή στην Αμφιλοχία και στο Αμάρι της Κρήτης. Από το θεσμικό πλαίσιο και τον μηχανισμό στήριξης που θα ενσωματώνει συναρτάται και η υλοποίηση νέων εμβληματικών σχεδίων, όπως η επένδυση της Eunice, ύψους €280 εκατ., στη Δυτική Μακεδονία για τη δημιουργία μονάδας κεντρικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μπαταριών ιόντων λιθίου συνολικής ισχύος 250 MW. Άδειες αποθήκευσης για συνολική ισχύ 1 GW έχει διασφαλίσει η ΔΕΗ Ανανεώσιμες στις περιοχές της Δυτικής Μακεδονίας και της Μεγαλόπολης, η Τέρνα Ενεργειακή για τέσσερις μονάδες αποθήκευσης συνολικής ισχύος 375 MW, η Ιντρακάτ για έργα συνολικής ισχύος 496.6 MW, η Εγνατία Group για έργα ισχύος 1,344 MW σε όλη τη χώρα, η γαλλική ACUO Energy για έργα συνολικής ισχύος 586.75 MW, η Mytilineos, που διαθέτει 25 υπό ανάπτυξη έργα αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία αφορούν συνδυασμό παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και μπαταρίες, η ιταλική Enel Green Power, η γαλλική EDF και η επίσης γαλλική Total Eren, αλλά και η γερμανική Accusol.

Ο Νόμος 4951/2022 «Εκσυγχρονισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών

Διάγραμμα 143: Σχηματική απεικόνιση παραγωγής ενέργειας με τη μέθοδο της αντλησιοταμίευσης



⁵² <https://energypress.gr/news/adeies-paragogy-se-181-project-apothikeysis-gia-143-gigavat-ehei-idi-dosei-i-rae-sta-95>

⁵³ <https://energypress.gr/news/oi-paremvaseis-toy-epikeimenoy-nomoshedioy-gia-plaisio-adeiodotisis-ton-stathmon-apothikeysis>

Ενέργειας Β' φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πλαίσιο ανάπτυξης Πιλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών και ειδικότερες διατάξεις για την ενέργεια και την προστασία του περιβάλλοντος» ψηφίστηκε από την ελληνική βουλή στις αρχές Ιουλίου του 2022. Στόχος είναι να επιτευχθεί η εγκατάσταση και λειτουργία 1.500 MW σταθμών αποθήκευσης μέχρι το 2030, περί τα 700 MW αντλησιοταμίευσης και 800 MW μπαταρίες. Ο Νόμος προβλέπει, μεταξύ άλλων, την καθιέρωση τριών κατηγοριών αδειών για έργα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ξεκινώντας από τους μεμονωμένους σταθμούς αποθήκευσης. Στην περίπτωση των έργων ΑΠΕ με μονάδες αποθήκευσης, γίνεται κατηγοριοποίηση σε σταθμούς ΑΠΕ που συνδυάζονται με μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες δεν απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο (η αποθήκη είναι πίσω από τον σταθμό ΑΠΕ), καθώς και σε σταθμούς ΑΠΕ με μονάδες αποθήκευσης που μπορούν τόσο να εγχέουν όσο και να απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο.

Τα πρώτα έργα θα είναι επιλέξιμα για λήψη ενίσχυσης μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας με βάση το κοινοποιημένο καθεστώς ενίσχυσης έργων ΑΠΕ, ενώ η δεύτερη κατηγορία έργων δεν θα μπορεί να λαμβάνει ενίσχυση. Στην περίπτωση των καταναλωτών με ενσωματωμένη μονάδα αποθήκευσης, τα έργα και πάλι θα κατηγοριοποιούνται σε σχέση με τη δυνατότητα έγχυσης ή μη ενέργειας στο δίκτυο. Για την πρώτη περίπτωση έργων θα είναι αναγκαία η

8.9 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

αδειοδότηση της μονάδας αποθήκευσης, ενώ για τη δεύτερη όχι. Επιπλέον, προβλέπονται επενδυτικές ενισχύσεις μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης, ύψους €200 εκατ. για τη χρηματοδότηση 700 MW μπαταριών⁵³. Η επιλογή των δικαιούχων της ενίσχυσης θα γίνει μετά από διαγωνισμούς, με τον πρώτο να τοποθετείται χρονικά για το καλοκαίρι του 2023. Σημειώνεται ότι υπάρχει έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον, καθώς από τη ΡΑΕ έχουν χορηγηθεί 140 άδειες παραγωγής ισχύος 10,300 MW, ενώ ακόμη έχουν υποβληθεί 78 αιτήσεις για σταθμούς αποθήκευσης ισχύος 4,800 MW. Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE διοργάνωσε την προηγούμενη χρονιά ειδικό workshop με θέμα την αποθήκευση ενέργειας και τη διαχείριση ηλεκτρικών δικτύων [135]. Στόχος του συγκεκριμένου workshop ήταν να αναδείξει τις μεγάλες προσδοκίες και προκλήσεις που δημιουργεί η αποθήκευση ενέργειας, αλλά και την ανάγκη για προηγμένα συστήματα διαχείρισης ενέργειας, που συνεπάγεται η εφαρμογή μεγάλης κλίμακας ΑΠΕ, και αφετέρου να διερευνηθούν οι συναφείς δυνατότητες και προκλήσεις σε μια περίοδο κατά την οποία η ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας έχει προκαλέσει πραγματική επανάσταση στον χώρο των ΑΠΕ. Επίσης, το IENE εκπόνησε το 2019 ειδική μελέτη για την «Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου» [136], η οποία προβλέπει την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και αιολικών μονάδων, σε συνδυασμό με σύστημα μπαταριών που αποσκοπεί σχεδόν στην πλήρη κάλυψη των αναγκών της νήσου σε ηλεκτρική ενέργεια.

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. Αναφορικά με τους έξυπνους μετρητές, δημοσιεύθηκε στις 14 Δεκεμβρίου του 2021 η αρχική πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος

για το μεγάλο έργο αντικατάστασης των αναλογικών ρολογιών και την τοποθέτηση έξυπνων μετρητών στην Ελλάδα. Ουσιαστικά, αυτό αφορά μόνο την πρώτη φάση μιας μακράς διαδικασίας και ειδικότερα την «προεπιλογή υποψηφίων στο πλαίσιο της Α' φάσης διαδικασίας διαπραγμάτευσης με δημοσίευση διαγωνιστικής διαδικασίας για την κατάρτιση συμβάσεων συμφωνίας πλαισίου για την προμήθεια εξοπλισμού». Μετά από 8 χρόνια από την προκήρυξη του πρώτου διαγωνισμού για την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών στην Ελλάδα και έπειτα από αρκετές αναβολές, ο διαγωνισμός του ΔΕΔΔΗΕ για τους έξυπνους μετρητές προσέλκυσε το ενδιαφέρον επτά μεγάλων εταιρειών παροχής ολοκληρωμένων λύσεων για την ενεργειακή αγορά παγκοσμίως. Αυτές είναι οι: ITRON, Landis+Gyr, Elster, PROTASIS, Iskraemeco, Gridspertise και Intrasoft International.

Οι προσφορές των εταιρειών αποσφραγίστηκαν στις 14 Ιουνίου του 2022 και έκτοτε ξεκίνησε η πρώτη φάση του διαγωνισμού, δηλαδή η αξιολόγηση της διαδικασίας ελέγχου των προϋποθέσεων συμμετοχής και των κριτηρίων ποιοτικής επιλογής από την Επιτροπή Διεξαγωγής. Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας ελέγχου θα ξεκινήσει η δεύτερη φάση του διαγωνισμού, με τη γνωστοποίηση του αναλυτικού τεύχους διαδικασίας με διαπραγμάτευση στους οικονομικούς φορείς που έχουν προεπιλεγεί στην πρώτη φάση. Όσον αφορά το χρονοδιάγραμμα, ο ΔΕΔΔΗΕ επιδιώκει να έχει ολοκληρωθεί η αντικατάσταση των αναλογικών ρολογιών με έξυπνους μετρητές στη Χαμηλή Τάση σε ορίζοντα πενταετίας, ενώ το όλο έργο θα εξελιχθεί μέχρι το 2030. Ειδικότερα, το χρονοδιάγραμμα για την τοποθέτηση 7,354,000 «έξυπνων μετρητών»⁵⁴ θα εξαρτηθεί ασφαλώς από την εξέλιξη του διαγωνισμού και τον δεδομένο στόχο του Διαχειριστή να ολοκληρωθεί σε συντομότερο χρονικό διάστημα.

Σημειώνεται ότι παράλληλα βρίσκονται σε εξέλιξη άλλοι δύο μικροί διαγωνισμοί για την προμήθεια ηλεκτρονικών μετρητών Μέσης Τάσης και modem (ύψους €5.1 εκατ.) και τριφασικών ηλεκτρονικών μετρητών Χαμηλής Τάσης και modem (ύψους €3.27 εκατ.).

8.10 Πυρηνικές Τεχνολογίες

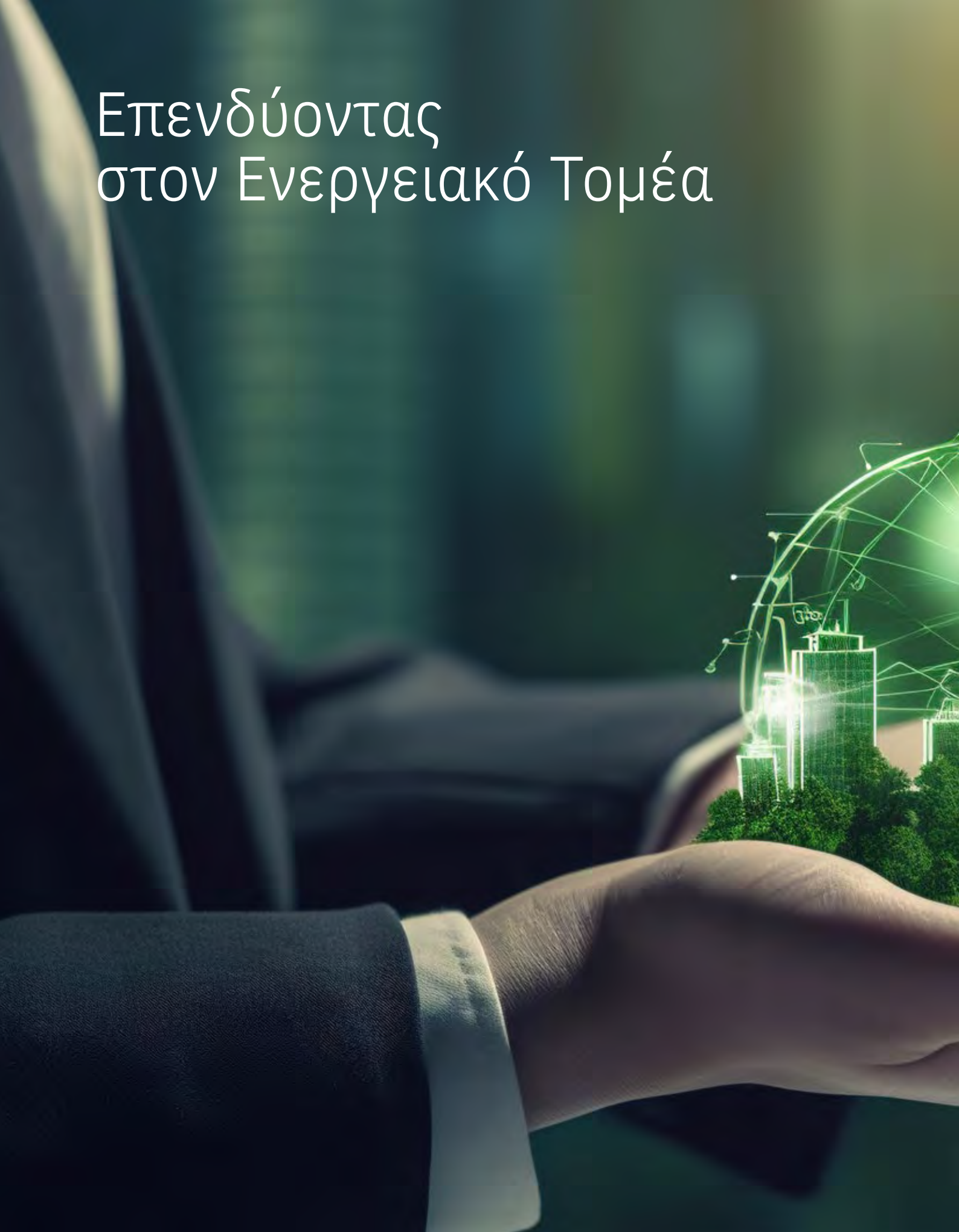
Η Ελλάδα είναι μία χώρα, η οποία δεν διαθέτει τεχνογνωσία σε θέματα πυρηνικής ενέργειας και δεν έχει στην κατοχή της κάποιο πυρηνικό σταθμό. Εισάγει, όμως, περί τις 2-4 TWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως από την Βουλγαρία, μέρος της οποίας παράγεται από τον υφιστάμενο πυρηνικό σταθμό στο Κοζλοντούι. Το τελευταίο διάστημα, η πυρηνική συνεργασία μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας βρίσκεται μεταξύ των σεναρίων που επεξεργάζεται η ελληνική κυβέρνηση προκειμένου να διασφαλίσει μακροπρόθεσμα την αγορά φθηνής ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, η ιδέα αφορά την επιθυμία της Βουλγαρίας να προχωρήσει σε επέκταση του υφιστάμενου πυρηνικού σταθμού στο Κοζλοντούι και την δυνατότητα να συνάψει μακροπρόθεσμη συμφωνία (διμερή συμβόλαια) σε ανταγωνιστικές τιμές προκειμένου να διοχετεύει την πρόσθετη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και μεταξύ των υποψηφίων χωρών είναι και η Ελλάδα. Μάλιστα, ο Βούλγαρος Πρωθυπουργός Κιρίλ Πέτκοφ ανέφερε πρόσφατα ότι μελετώνται αυτή τη στιγμή οι υποψήφιοι προμηθευτές, ενώ η Βουλγαρία προχωράει σε μελέτη σκοπιμότητας, δεσμευμένη να επανέλθει σε 12 μήνες με συγκεκριμένη πρόταση προς την ελληνική κυβέρνηση σχετικά με την βιωσιμότητα του εν λόγω εγχειρήματος⁵⁵.

⁵⁴ <https://www.newmoney.gr/roh/palmos-oikonomias/energeia/deddie-pos-tha-trexi-to-mega-project-ton-exipnon-metrilon/>

⁵⁵ <https://www.kathimerini.gr/opinion/interviews/561769867/o-prothypoyrgos-tis-voylgarias-kiril-petkof-stin-k-exetazoyme-tin-pyriniki-synergasia/>



Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα





9. Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα

9.1. Εισαγωγή

Ο ενεργειακός τομέας στο σύνολό του αντιπροσωπεύει το 6,0% του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (ΑΕΠ) της χώρας και 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 (πχ. 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 υπάρχοντων 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, αλλά και των επιχειρήσεων 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 διασυνδεδεμένων αγωγών, η δημιουργία νέων πλωτών τερματικών 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 παρουσιάζει η ολοκλήρωση της κατασκευής της νέας υπερσύγχρονης λιγνιτικής μονάδας της ΔΕΗ στην Πτολεμαΐδα και 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 ΔΕΠΠ (HELLENIC ENERGY) 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 ανέρχονται σε €66 δισ. σε βάθος δεκαετίας (2022-2031), 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 περίπου €10.0 δισ. το 2021, να συνεισφέρουν κατά 26% 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 €2.0 δισ.

Πιο συγκεκριμένα, η Ελλάδα διατηρεί εξαγωγικές δραστηριότητες στους εξής ενεργειακούς τομείς:

- **Πετρελαϊκά προϊόντα:** Οι όμιλοι HELLENIC ENERGY και Motor Oil εξαγουν 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** (πχ. αλουμίνια, κουφώματα)
- **Ηλιακά θερμικά συστήματα** (πχ. ηλιακοί θερμοσίφωνες, επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες)
- **Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας** (πχ. μπαταρίες για συστήματα ΑΠΕ, με ιδιαίτερα σημαντική την παρουσία της Συστήματα 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 (πχ. Όμιλος Cablel Ελληνικά Καλώδια εξαγει υποβρύχια και υπέργεια καλώδια υψηλής και υπερυψηλής τάσης)
- **Ηλεκτρονικοί μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας** για βιομηχανικές και εμπορικές εφαρμογές (πχ. η Landis+Gyr A.E., με έδρα την Κόρινθο, εξαγει μετρητές στην Γαλλία και σε άλλες γαλλόφωνες αγορές ανά τον κόσμο)
- **Αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου** (πχ. η Σωληνοργεία 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 πανδημίας του κορωνοϊού την τελευταία διετία και τώρα τον πόλεμο της Ρωσίας στην Ουκρανία. 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. Ενεργειακές Επενδύσεις ανά Κλάδο

Ηλεκτρισμός

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, οι μεγάλες επενδύσεις που έχουν δρομολογήσει, υλοποιούν ή ακόμη και ολοκληρώνουν οι μεγάλοι παίκτες του κλάδου δημιουργούν νέα δεδομένα στον χάρτη της αγοράς ηλεκτρισμού. Ειδικότερα, τα αμέσως επόμενα χρόνια αναμένεται να προστεθούν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα της Ελλάδας 4 νέες μονάδες, 3 φυσικού αερίου και μία λιγνιτική.

Η πιο ώριμη επένδυση, η οποία έχει ήδη ολοκληρωθεί και αναμένεται να ενταχθεί στο σύστημα το επόμενο διάστημα, είναι η νέα μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο της Mytilineos, που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία. Η νέα μονάδα, συνολικής ισχύος 826 MW, κατασκευάστηκε στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας και περιλαμβάνει τον πιο σύγχρονο και αποδοτικό αεριοστρόβιλο στην Ευρώπη, ενώ προβλέπεται να λειτουργεί ως μονάδα βάσης και να αντικαταστήσει μεγάλο μέρος από τη λιγνιτική ισχύ που θα αποσυρθεί στο πλαίσιο της απολιγνιτοποίησης. Παράλληλα σημαντικό θα είναι και το περιβαλλοντικό όφελος καθώς η νέα μονάδα θα παράγει 250 κιλιά CO2 ανά παραγόμενη μεγαβατώρα όταν σήμερα οι λιγνιτικές

μονάδες παράγουν από 1,2 έως 1,5 τόνους CO2 ανά παραγόμενη μεγαβατώρα, δηλαδή 6 φορές πάνω. Η επένδυση ανήλθε στα €350 εκατ.

Η δεύτερη μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο κατασκευάζεται από την κοινοπραξία της ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ με την Motor Oil Hellas με ισχύ 877 MW στη ΒΙΠΕ Κομοτηνής, με ύψος επένδυσης τα €375 εκατ. Οι δύο όμιλοι συμμετέχουν με ίσο ποσοστό 50% στην εταιρεία Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής, που έχει αναλάβει την κατασκευή και λειτουργία της νέας μονάδας. Στόχος είναι η μονάδα να τεθεί σε εμπορική λειτουργία στις αρχές του 2024. Με τη νέα αυτή μονάδα το θερμικό χαρτοφυλάκιο της ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ αναμένεται να αυξηθεί στο 1.5 GW, ενώ και οι δύο όμιλοι, οι οποίοι διαθέτουν παρουσία και στην αγορά της προμήθειας, θα ενισχύσουν την καθετοποίησή τους. Τέλος, οι αυξημένες ανάγκες σε φυσικό αέριο της νέας μονάδας θα βοηθήσουν στην επίτευξη οικονομικών κλίμακας για την προμήθεια LNG.

Στο στάδιο της ανάπτυξης βρίσκεται και η μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο ισχύος 826 MW της Elpedison στη Θεσσαλονίκη. Η οριστική επενδυτική απόφαση για την κατασκευή

της μονάδας, συνολικού κόστους €450-500 εκατ., αναμένεται να ληφθεί το Μάιο του 2023, ωστόσο στην περιοχή όπου πρόκειται να κατασκευαστεί η μονάδα έχουν ξεκινήσει οι πρόδρομες εργασίες. Η συγκεκριμένη μονάδα σηματοδοτεί την απόφαση της εταιρείας να παίξει κεντρικό ρόλο στην μεταβατική ενεργειακά εποχή με στελέχη της να εκτιμούν πως το φυσικό αέριο και ο άνθρακας, μετά και τον πόλεμο της Ουκρανίας, θα συνεχίσουν να είναι τα κυρίαρχα καύσιμα για τη λειτουργία των μονάδων βάσης.

Επίσης, οι ΔΕΗ, ΔΕΠΑ Εμπορίας και Damco Energy έλαβαν πρόσφατα την τελική επενδυτική απόφαση για την κατασκευή μιας νέας μονάδας φυσικού αερίου, ισχύος 840 MW, στην Αλεξανδρούπολη, με τα έργα να έχουν ήδη ξεκινήσει. Η νέα μονάδα συνδυασμένου κύκλου αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία στα τέλη του 2025.

Εκτός από τους ιδιωτικούς ομίλους, φιλόδοξα επενδυτικά σχέδια για τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο έχει και η ΔΕΗ. Μεταξύ άλλων, η εταιρεία προχώρησε στην αποπεράτωση της μονάδας Πτολεμαΐδα 5 που κατασκευάστηκε με καύσιμο το λιγνίτη και η οποία αναμένεται να ξεκινήσει την εμπορική λειτουργία της μέχρι τον ερχόμενο Μάιο, έχοντας τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία από τα τέλη του 2022.

Όσον αφορά στα δίκτυα ηλεκτρισμού, μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής από τον ΑΔΜΗΕ της «μικρής» διασύνδεσης Πελοποννήσου-Κρήτης, η οποία τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούλιο του 2021, συνεχίζονται οι εργασίες κατασκευής της «μεγάλης» διασύνδεσης Αττικής-Κρήτης, με εκτιμώμενη ολοκλήρωση αυτής εντός του τρέχοντος έτους. Ταυτόχρονα, προχωρά η πλήρης διασύνδεση των Κυκλάδων, ενώ προς το τέλος της δεκαετίας προβλέπεται να έχουν ολοκληρωθεί οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις των Δωδεκανήσων και των νησιών του Βορείου Αιγαίου.

Φυσικό Αέριο

Καθώς αυξάνεται η ζήτηση για φυσικό αέριο στην Ελλάδα, προβλέπεται ενίσχυση και περαιτέρω επέκταση του δικτύου διανομής, καθώς και η κατασκευή νέων διακλαδώσεων και διασυνδεδεμένων αγωγών. Ήδη, έχει τεθεί σε εμπορική λειτουργία από τον Οκτώβριο του 2022 ο διασυνδεδεμένος αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας ή IGB, ενώ σε προχωρημένο στάδιο σχεδίασης βρίσκεται ο διασυνδεδεμένος αγωγός Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας. Η ολοκλήρωση του αγωγού TAP, που διέρχεται κατά μήκος της Θράκης και της Ανατολικής και Δυτικής Μακεδονίας, δημιούργησε προοπτικές για την κατασκευή νέων διακλαδώσεων, με στόχο την προμήθεια φυσικού αερίου σε αστικά και περιφερειακά κέντρα (πχ. Αμύνταιο, Κοζάνη, Φλώρινα, Γρεβενά, Καστοριά, Γιάννενα).

Παράλληλα, βρίσκονται σε προχωρημένο στάδιο ανάπτυξης πέντε έργα FSRU, δύο στα ανοικτά της Αλεξανδρούπολης, ένα στους Αγίους Θεοδώρους, πλησίον της Κορίνθου, γνωστό ως Διώρυγα Gas, ένα

στην Θεσσαλονίκη και ένα στα ανοικτά του Βόλου, γνωστό ως Argo FSRU. Η ολοκλήρωσή τους την περίοδο 2023/2024 πρόκειται να συμβάλλει στην ενίσχυση της γεωπολιτικής θέσης της Ελλάδας, αφού θα τονώσει τον διαμετακομιστικό της ρόλο στην ενέργεια.

Ειδικότερα, το πιο ώριμο είναι το έργο του FSRU της Αλεξανδρούπολης, όπου το τερματικό αναμένεται να εγκατασταθεί στο λιμάνι το Νοέμβριο του 2023. Στο έργο του πλωτού τερματικού σταθμού υποδοχής, προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης LNG, που αναπτύσσει η εταιρεία Gastrade στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης, συμμετέχουν ο όμιλος Κοπελούζου, η Gaslog, η ΔΕΠΑ, ο ΔΕΣΦΑ και η Bulgartransgaz. Το έργο θεωρείται κομβικής σημασίας καθώς ενισχύει την ασφάλεια του εφοδιασμού, διαφοροποιεί τις πηγές και τις οδούς του ενεργειακού εφοδιασμού, ενισχύει την ανάπτυξη ανταγωνισμού και υποστηρίζει τη δημιουργία ενός κόμβου στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Παράλληλα, η Gastrade έχει ανακοινώσει την πρόθεσή της να αναπτύξει και δεύτερο FSRU στην Αλεξανδρούπολη, με δυνατότητα εισαγωγής 5.5 δισ. κυβικών μέτρων φυσικού αερίου ετησίως. Η δημιουργία ενός δεύτερου FSRU θα διπλασιάσει τη δυναμικότητα, στα 11 δισ. κυβικά μέτρα, με στόχο να επεκτείνει ακόμη πιο βόρεια τις εξαγωγές φυσικού αερίου, φτάνοντας μέχρι την Ουκρανία.

Εκτός από τη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, ο όμιλος της Motor Oil Hellas σχεδιάζει και την κατασκευή ενός FSRU, γνωστό ως ΔΙΩΡΥΓΑ GAS. Θεωρείται ένα στρατηγικό έργο που θα εξυπηρετήσει τις άμεσες ανάγκες σε τροφοδοσία φυσικού αερίου, και παράλληλα θα ενσωματώνει την δυνατότητα υποδοχής ανανεώσιμων καυσίμων του μέλλοντος, όπως το υδρογόνο.

Επίσης, η Elpedison σχεδιάζει νέο FSRU στη Θεσσαλονίκη, γνωστό ως «Thessaloniki FSRU», το οποίο αναμένεται να αναπτυχθεί στον Θερμαϊκό Κόλπο και να λειτουργήσει εντός του 2025. Το FSRU θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 170.000 κυβικών μέτρων LNG και θα μπορεί να παραδώσει έως και 20 εκατ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ημερησίως. Το έργο θα περιλαμβάνει επίσης ένα σύστημα χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών που θα συνδέει το FSRU με τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της Elpedison στη Θεσσαλονίκη (μία υφιστάμενη και μία υπό σχεδιασμό), καθώς και με τους υφιστάμενους αγωγούς μεταφοράς του ΕΣΦΑ στην περιοχή.

Αναφορικά με το Argo FSRU, η Mediterranean Gas είναι η εταιρεία που αναπτύσσει το συγκεκριμένο έργο στο λιμάνι του Βόλου, με δυναμικότητα επανααεριοποίησης που θα ανέρχεται σε 5.2 δισ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ετησίως. Υπενθυμίζεται ότι στις 19 Δεκεμβρίου του 2022 ολοκληρώθηκε με επιτυχία η πρώτη φάση του Market Test για την εκδήλωση ενδιαφέροντος και δέσμευση δυναμικότητας στον συγκεκριμένο έργο, ενώ η εμπορική λειτουργία του προγραμματίζεται για το α' τρίμηνο του 2025.

Μετά την ολοκλήρωση του μεγάλου έργου επέκτασης του τερματικού σταθμού LNG στη Ρεβυθούσα τον Νοέμβριο του 2018, με την προσθήκη της 3ης δεξαμενής, πλέον έχει προστεθεί από τον περασμένο Ιούλιο ένα ειδικά εξοπλισμένο δεξαμενόπλοιο, γνωστό ως FSU, το οποίο έχει συνολική χωρητικότητα από 150,000 έως 174,000 κυβικά μέτρα σε συνθήκες 100% πλήρωσης. Υπενθυμίζεται ότι σε εφαρμογή του ολοκληρωμένου σχεδίου του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας για τον ενεργειακό εφοδιασμό της χώρας, σε περίπτωση διακοπής της προμήθειας φυσικού αερίου από τη Ρωσία και βάσει της απόφασης που εξέδωσε η ΡΑΕ, συμφωνήθηκε ο ΔΕΣΦΑ να προχωρήσει στην κατακύρωση του διαγωνισμού για τη μίσθωση μίας πλωτής δεξαμενής αποθήκευσης ΥΦΑ (FSU) για διάστημα δώδεκα (12) μηνών, με σκοπό την ασφάλεια εφοδιασμού.

Επιπλέον, βρίσκεται σε εξέλιξη η κατασκευή της νέας προβλήτας small-scale LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας για τη φόρτωση πλοίων μεταφοράς LNG μικρού μεγέθους χωρητικότητας 1,000 έως 30,000 κυβικών μέτρων. Τα μικρότερα εξ' αυτών θα ανεφοδιάζουν πλοία, ενδεικτικά στον Πειραιά, ενώ τα μεγαλύτερα θα τροφοδοτούν δορυφορικούς σταθμούς αποθήκευσης και διανομής LNG σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας ή του εξωτερικού. Τον Απρίλιο του 2022, το συγκεκριμένο έργο εντάχθηκε στο Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020», με το συνολικό κόστος να ανέρχεται στα €18 εκατ, ενώ ως ημερομηνία λήξης του έργου ορίζεται η 31/12/2023.

Πετρέλαιο

Οι προβλεπόμενες επενδύσεις στον πετρελαϊκό κλάδο την τρέχουσα δεκαετία (2022-2031) πρόκειται να κινηθούν σε δύο βασικούς άξονες. Ο πρώτος άξονας αφορά τις επενδύσεις που πραγματοποιούν σε συνεχή βάση οι δύο πετρελαϊκοί όμιλοι της χώρας, δηλ. HELLENiQ ENERGY και Motor Oil, οι οποίοι έχουν ως στόχο την συντήρηση και τον περαιτέρω εκσυγχρονισμό και αναβάθμιση των τεσσάρων διυλιστηρίων, που ήδη λειτουργούν στην Ελλάδα, με απώτερο σκοπό:

- Την αύξηση της διυλιστικής ικανότητας, για την αύξηση των εξαγωγών στα Βαλκάνια και αλλού.
- Τη διεύρυνση των παραγόμενων πετρελαϊκών προϊόντων με έμφαση σε προϊόντα προστιθέμενης αξίας και χαμηλού άνθρακα.
- Την αξιοποίηση των ευκαιριών που προκύπτουν από τη νέα μορφή των πρατηρίων καυσίμων, που θα πωλούν αυξημένο εύρος προϊόντων, όπως βενζίνη, CNG, ντίζελ, ηλεκτρική ενέργεια και κατά περίπτωση υδρογόνο, LNG, κά.
- Τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος των ίδιων των διυλιστηρίων.

Ο δεύτερος άξονας των πετρελαϊκών επενδύσεων αφορά τις έρευνες υδρογονανθράκων. Μπορεί οι

ανακοινώσεις του Έλληνα πρωθυπουργού στις αρχές Απριλίου του 2022 σχετικά με την επανεκκίνηση των δραστηριοτήτων έρευνας και αξιοποίησης υδρογονανθράκων να συνοδεύτηκαν από την επίσημη ανακοίνωση της γαλλικής TotalEnergies για την αποχώρησή της από τα δύο θαλάσσια blocks της Κρήτης, το κλίμα, όμως, έχει αλλάξει και η κυβέρνηση επισπεύδει τις έρευνες.

Το σχέδιο της ελληνικής κυβέρνησης για την αξιοποίηση των εγχώριων κοιτασμάτων φαίνεται να περιορίζεται σε πρώτη φάση στην απλή έρευνα για την καταγραφή του μεγέθους των κοιτασμάτων υδρογονανθράκων στην επικράτεια της. Οι ελληνικές εταιρείες (HELLENiQ ENERGY και Energean), αλλά και η αμερικανική ExxonMobil, που είναι ήδη τοποθετημένες στις θαλάσσιες και χερσαίες παραχωρήσεις, θα σηκώσουν το βάρος της διενέργειας των σεισμικών ερευνών.

Ενδεικτικά, τον Φεβρουάριο του 2023, ανακοινώθηκε η ολοκλήρωση δισδιάστατων σεισμικών ερευνών στα δυο θαλάσσια οικόπεδα Δυτικά και Νοτιοδυτικά της Κρήτης, που διενεργεί η ExxonMobil, λειτουργός των δυο μπλοκ που κατέχει το 70% στην κοινοπραξία των παραχωρησιούχων (με την HELLENiQ ENERGY να διατηρεί το υπόλοιπο 30%). Η λήψη της Επενδυτικής Απόφασης για διενέργεια ερευνητικής γεώτρησης θα υπάρξει προς το τέλος του 2023 και αν αυτή είναι θετική, το γεωτρύπανο στα θαλάσσια οικόπεδα της Κρήτης θα «τρυπήσει» στο τέλος του 2024 ή στις αρχές του 2025.

Αξίζει να αναφερθεί ότι τον Φεβρουάριο και τον Μάρτιο του 2022 πραγματοποιήθηκαν οι πρώτες δισδιάστατες σεισμικές έρευνες της HELLENiQ ENERGY στις θαλάσσιες παραχωρήσεις «Ιόνιο» και «Κυπαρισσιακός Κόλπος». Ακολούθησαν τον χειμώνα του 2022 οι τρισδιάστατες σεισμικές έρευνες στα ίδια blocks, καθώς και σε εκείνο του βορειοδυτικού Ιονίου Πελάγους της Energean. Τα αποτελέσματά τους θα ξεκλειδώσουν ενδεχομένως και την έλευση νέων επενδυτών, ικανών να πραγματοποιήσουν τις γεωτρήσεις.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ο Νόμος 4951/2022 για τις ΑΠΕ στοχεύει στον εκσυγχρονισμό της αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ, στην αύξηση της χωρητικότητας του ηλεκτρικού δικτύου, στη μείωση του μέσου χρόνου αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ σε 14 μήνες από 5 χρόνια και στην ανάπτυξη έργων αποθήκευσης τουλάχιστον 3.5 GW έως το 2030. Επίσης, στο να δεσμευθεί χώρος για αυτοπαραγωγή και net metering. Στρατηγικός στόχος έως το 2030 είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ να ανέλθει σε 25 GW, από 8.62 GW που είναι σήμερα. Για την υλοποίηση νέων επενδύσεων ΑΠΕ συνολικής ισχύος άνω των 12 GW, εκτιμάται ότι θα χρειαστούν επενδύσεις €10 δις.

(α) Ηλεκτροπαραγωγή με ΑΠΕ

Σύμφωνα με το νέο ΕΣΕΚ (υπό διαμόρφωση), αναμένεται ενίσχυση του μεριδίου συμμετοχής των

ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε τουλάχιστον 35% μέχρι το 2030 (80% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρισμού στο ίδιο διάστημα), από σχεδόν 17% το 2017, κυρίως σε βάρος της χρήσης ορυκτών καυσίμων.

Προκειμένου να επιτευχθούν οι ανωτέρω στόχοι, απαιτούνται τα ακόλουθα:

- Κατασκευή μικρών και μεγάλων (utility-scale) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την πλειοψηφία αυτών να αφορά κυρίως φωτοβολταϊκά και αιολικά (περιλαμβανομένων των θαλασσίων αιολικών πάρκων), όπως και κατασκευή συγκεντρωτικών θερμικών ηλιακών συστημάτων (concentrating solar power).
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες, με διασύνδεση στο δίκτυο ηλεκτροδότησης. Εντός της δεκαετίας προβλέπεται η διαθεσιμότητα δομικών στοιχείων με ενσωματωμένα φωτοβολταϊκά και συναφή ενεργειακά στοιχεία.
- Κατασκευή νέων μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών.
- Κατασκευή γεωθερμικών μονάδων. Οι μονάδες αυτές μπορούν να κατασκευαστούν μόνον όπου υπάρχουν γεωθερμικά πεδία (υψηλής ενθαλπίας στη Μήλο και στη Νίσυρο, μέσης ενθαλπίας σε Λέσβο, κλπ.
- Κατασκευή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα. Σημειώνεται ότι η χρήση βιομάζας στην Ελλάδα είναι περιορισμένη σε σχέση με τη διαθεσιμότητα της υπολειμματικής βιομάζας.
- Μονάδες αυτοπαραγωγής ΑΠΕ για βιομηχανικές εγκαταστάσεις, θέρμανση-ψύξη χώρων, ξενοδοχειακού και άλλου εξοπλισμού (πλυντήρια, στεγνωτήρια, σιδερωτήρια κ.ά.), καθώς και έργα αφαλάτωσης, άρδευση κ.ά. σε μη ή ανεπαρκώς ηλεκτροδοτούμενες περιοχές.

(β) Παραγωγή λοιπών μορφών ενέργειας με ΑΠΕ

Αξιοποίηση της Ηλιακής και Γεωθερμικής Ενέργειας για Παραγωγή/Χρήση Θερμότητας

- Ηλιακά θερμικά συστήματα θέρμανσης νερού
- Θέρμανση χώρων
- Θερμότητα για βιομηχανικές και αγροτικές διεργασίες

Παραγωγή Υγρών-Αέριων Βιοκαυσίμων

- Κατασκευή μονάδων παραγωγής βιοκαυσίμων. Ενδεικτικά, παραγωγή βιομεθανίου (από φυτά) για έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου και βιοαιθανόλης (από φυτά)/βιοντήζελ (από λίπη) για πρόσμιξη στα καύσιμα μεταφορών (αυτοκινήτων και φορτηγών).
- Ενίσχυση των αγορών βιοκαυσίμων.

Παραγωγή Στερεής Βιομάζας

- Κατασκευή μονάδων βιομάζας/βιοαερίου,

ενδεικτικά, με τη συμμετοχή τοπικών κτηνοτροφικών συνεταιρισμών.

Σημειώνεται ότι κατά την αξιοποίηση της βιομάζας παράγονται λιγότερα αέρια του θερμοκηπίου και ειδικά διοξείδιο του θείου σε σχέση με τη χρήση στερεών ορυκτών καυσίμων. Επίσης, η ενεργειακή αξιοποίηση βλάστησης, που φυτρώνει μόνη της, παράγει λιγότερο μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα απ' όσο θα παραγόταν κατά τη φυσική αποσύνθεσή της.

Νέα Δίκτυα Τηλεθέρμανσης

- Κατασκευή μονάδων και δικτύων τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης στον οικιακό, τριτογενή και αγροτικό τομέα, με αξιοποίηση συγκεκριμένων γεωθερμικών πεδίων χαμηλής ενθαλπίας, υπολειμματικής στερεής βιομάζας.

Ευκαιρίες παρουσιάζονται, μεταξύ άλλων, αναφορικά με την:

- Αξιοποίηση τοπικού δυναμικού ΑΠΕ (κυρίως βιομάζα) για τηλεθέρμανση σε περιοχές της Βόρειας Ελλάδας και ημιορεινές/ορεινές περιοχές, καθώς και σε συγκεκριμένα νησιά του Βόρειου Αιγαίου.
- Αξιοποίηση υφιστάμενων υποδομών της τηλεθέρμανσης, σε περιοχές απολιγνιτοποίησης όπου υπάρχει διαθέσιμη βιομάζα ή άλλο καύσιμο.

Το ΕΣΕΚ θέτει ως στόχο την ανάπτυξη/απολιγνιτοποίηση δικτύων τηλεθέρμανσης με τη χρήση στερεής βιομάζας και γεωθερμικής ενέργειας της τάξεως των 3 GWh.

Πρωτογενής Τομέας

- Έργα ενίσχυσης του πρωτογενούς τομέα, μέσω της προώθησης ενεργειακών καλλιεργειών ξυλώδους βιομάζας ή πρεμνοφυών φυτειών.
- Έργα αειφόρου διαχείρισης δασών.

Βελτίωση Ενεργειακής Αποδοτικότητας

Η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατοικιών και εξοπλισμού θεωρείται από τους οικονομικά αποδοτικότερους τρόπους για την επίτευξη των στόχων για την ενέργεια, το κλίμα και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς επίσης και την ενεργειακή ένδεια και ασφάλεια.

(α) Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια)

Τα κτίρια ευθύνονται σήμερα για το 40% περίπου της τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Για τη μείωση των θερμικών μεγεθών και του ενεργειακού και ανθρακικού αποτυπώματος κτιρίων και πόλεων, τη διαχείριση της κατανάλωσης ενέργειας, τον περιορισμό των κλιματικών επιπτώσεων και την αναστροφή κατά το δυνατόν της αστικής κλιματικής μεταβολής, όπως και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας του κτιριακού αποθέματος, προβλέπεται στο πλαίσιο των Οδηγιών 2010/31/

ΕΕ και 2018/844/ΕΕ η πραγματοποίηση εργασιών αναβάθμισης ενεργειακής αποδοτικότητας στο 15% των δημοσίων και ιδιωτικών κτιρίων της χώρας στο διάστημα 2020-2030, δηλ. σε 60,000 περίπου κτίρια κατ' έτος, ήτοι 600,000 κτίρια.

Αναλυτικότερα, απαιτούνται:

- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης δημόσιων κτιρίων, μετακίνηση σε νέα κτίρια και κατασκευή νέων κτιρίων ως ακολούθως:

- Από την 01.01.2021, κάθε νέα μίσθωση ή αγορά κτιρίου ή κτιριακής μονάδας από φορείς της κεντρικής κυβέρνησης θα πρέπει να είναι σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας (ενεργειακής κατηγορίας A και άνω).

- Από την 01.01.2024, όλα τα κτίρια που στεγάζουν δημόσιες αρχές θα πρέπει να κατατάσσονται στην ενεργειακή κατηγορία B και άνω.

Το πρόγραμμα ΗΛΕΚΤΡΑ, συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ. με προοπτική αύξησης, αποσκοπεί στη δημιουργία ελκυστικών και βιώσιμων επενδύσεων ενεργειακής αναβάθμισης στο κτιριακό απόθεμα των φορέων της Γενικής Κυβέρνησης.

- Από την 01.01.2021, για κάθε κτίριο ή κτιριακή μονάδα που διατίθεται προς πώληση ή προς εκμίσθωση, θα δηλώνεται σχετικώς ο δείκτης ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλες τις εμπορικές διαφημίσεις.

Στην έννοια της ενεργειακής αναβάθμισης περιλαμβάνονται και συστήματα αυτοπαραγωγής από ΑΠΕ για την κάλυψη των κτιριακών αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια.

- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης κατοικιών. Μετά τις δύο επιτυχημένες φάσεις υλοποίησης του προγράμματος «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», αναμένεται να υπάρξει και τρίτη φάση, ενώ θα δοθεί ξεχωριστή έμφαση στην αντιμετώπιση της ενεργειακής ένδειας.

- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης λοιπών ιδιωτικών κτιρίων, βιομηχανικών κτιρίων, κτιρίων του τριτογενή τομέα, κλπ.

(β) Αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας πλην κτιρίων

Για την αναβάθμιση της ενεργειακής αποδοτικότητας των ενεργειακών υποδομών και για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στη μεταφορά, διανομή, διαχείριση φορτίου και τη διαλειτουργικότητα των δικτύων, απαιτούνται:

- Αντικατάσταση μετασχηματιστών, αγωγών μεταφοράς και συναφούς εξοπλισμού ηλεκτροδότησης με ενεργειακά αποδοτικότερο.
- Αντικατάσταση συμπιεστών και συναφούς εξοπλισμού δικτύων φυσικού αερίου με ενεργειακά αποδοτικότερο.

Επίσης, θα προωθηθεί με προγράμματα ενημέρωσης αν όχι και χρηματοδότηση/κινήτρων:

- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας/ αντικατάσταση βιομηχανικού εξοπλισμού με αποδοτικότερο.

- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας συστημάτων θέρμανσης-ψύξης βιομηχανικών χώρων.

- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας στον αγροτικό τομέα (αντλιοστάσια, γεωργικά μηχανήματα, κ.ά.).

- Εγκατάσταση αυτοματισμών, αρχιτεκτονικές παρεμβάσεις, κλπ για τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας σε θερμοκήπια και κτηνοτροφικές μονάδες.

- Αντικατάσταση λαμπτήρων/φωτιστικών δημοτικών και εν γένει δημοσίων χώρων με νέας τεχνολογίας.

- Αντικατάσταση συστημάτων αυτόματης σηματοδότησης κυκλοφορίας με νέας τεχνολογίας, χαμηλής κατανάλωσης και τάσης (48V LED).

Αποθήκευση Ενέργειας

Στόχος της Ελλάδας είναι έως το τέλος του 2030 να έχουν τεθεί σε λειτουργία σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας τουλάχιστον 3.5 GW, επιπλέον των δύο αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών. Τα έργα αποθήκευσης θα συμβάλλουν στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και ως εκ τούτου στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και στην ενίσχυση της επάρκειας ισχύος και της ενεργειακής ανταγωνιστικότητας της χώρας. Θα συμβάλλουν, επίσης, στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030, σύμφωνα με τους στόχους της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, μειώνοντας το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για τους τελικούς καταναλωτές.

Έως το τέλος του 2025, βάσει των προβλέψεων του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (ΤΑΑ), θα έχουν εγκατασταθεί σταθμοί αποθήκευσης συνολικής ισχύος περί τα 1,500 MW, εκ των οποίων τα 800-900 MW θα προέρχονται κυρίως από συστήματα αποθήκευσης περιορισμένης χωρητικότητας (π.χ. συσσωρευτές) και περί τα 700 MW από συστήματα αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας (π.χ. σταθμοί αντλιοσταμείωσης). Η Ελλάδα ήταν η πρώτη χώρα μεταξύ των χωρών της ΕΕ που κοινοποίησε στη Γενική Διεύθυνση Ανταγωνισμού καθεστώς ενίσχυσης των σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: (α) έργα αμιγούς αποθήκευσης, δηλαδή μεμονωμένοι σταθμοί αποθήκευσης για τα οποία η άδεια αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας θα χορηγείται κατ' αναλογία με τις απαιτήσεις που υφίστανται για τα ειδικά έργα ΑΠΕ και (β) έργα αποθήκευσης που συνδυάζονται με σταθμούς ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο ενίσχυσης της αποθηκευτικής δυνατότητας του δικτύου, προβλέπεται μία σειρά επενδύσεων, όπως:

- Κατασκευή μονάδων αντλησιοταμίευσης (πχ. στην περιοχή της Αμφιλοχίας και στο Αμάρι Κρήτης).
- Κατασκευή μονάδων αποθήκευσης με μπαταρίες, κλίμακας δικτύου ή καταναλωτή.
- Κατασκευή σταθμών ΑΠΕ για την φόρτιση των μπαταριών αυτοκινήτων, κατά το δυνατόν αυτόνομα από το δίκτυο.
- Κατασκευή σταθμών ΑΠΕ για την παραγωγή υδρογόνου (power-to-gas) για έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου, χρήση του ως καύσιμο για τη θέρμανση κτιρίων ή στις μεταφορές για τροφοδότηση κυψελών καυσίμου.
- Έργα αξιοποίησης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ για θέρμανση-ψύξη (power-to-heat), όπως πχ. μέσω αντλιών θερμότητας ή θερμοσυσσωρευτών.

Υδρογόνο

Το 2021 υπήρξε έντονη κινητικότητα αναφορικά με την ανάπτυξη της αγοράς υδρογόνου στην Ελλάδα. Στο πρώτο κύμα Σημαντικών Έργων Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (IPCEI) για το υδρογόνο, εγκρίθηκε η συμμετοχή πέντε ελληνικών έργων (βλέπε Κεφάλαιο 8). Η εξέλιξη αυτή σημαίνει ότι τα προκρινόμενα έργα έρχονται ένα βήμα πιο κοντά στη στήριξή τους από χρηματοδοτικά εργαλεία της Ευρωπαϊκής Ένωσης και στη συμμετοχή τους στην αναδυόμενη ευρωπαϊκή αλυσίδα αξίας του υδρογόνου.

Μετά την έγκριση και την προκοινοποίηση των έργων από τα κράτη μέλη, το κάθε σχήμα θα κληθεί να αποδείξει απέναντι στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, την

ωριμότητα των έργων από τεχνικής και οικονομικής πλευράς, σύμφωνα με τα κριτήρια για τα IPCEI. Θα εξεταστούν, μεταξύ άλλων, ο καινοτομικός χαρακτήρας, η προτεινόμενη βιομηχανική αξιοποίηση, η δυνατότητα ανάληψης και επιτυχούς υλοποίησης του έργου από τον ενδιαφερόμενο, η εφικτότητα (feasibility) των προτεινόμενων έργων, οι ενέργειες διάχυσης των αποτελεσμάτων των έργων (spill-over effects) και η πληρότητα των business plan.

Η διαδικασία θα καταλήξει στον ακριβή προσδιορισμό του χρηματοδοτικού κενού που θα πρέπει να καλυφθεί από εθνικές και ευρωπαϊκές ενισχύσεις.

Στόχος της ελληνικής συμμετοχής στο πρώτο κύμα του IPCEI «Υδρογόνο» είναι η σηματοδότηση της έναρξης μιας εγχώριας οικονομίας υδρογόνου, μέσω της υλοποίησης των προκρινόμενων έργων και η διασύνδεσή της με την αναδυόμενη πανευρωπαϊκή αλυσίδα αξίας υδρογόνου. Αυτό θα σημειωθεί με την παράλληλη δημιουργία βιομηχανικής κλίμακας μονάδων παραγωγής, επεξεργασίας, αποθήκευσης και μεταφοράς υδρογόνου, αλλά και τη δημιουργία της εσωτερικής ζήτησης τροφοδοτώντας αρχικά ενεργοβόρους βιομηχανικούς καταναλωτές και συνεχίζοντας με τους τομείς των μεταφορών και της ναυσιπλοΐας.

Σύμφωνα με την Εθνική Στρατηγική για το υδρογόνο για το 2030 στην Ελλάδα, προβλέπεται εγχώρια παραγωγή 3,500 GWh υδρογόνου από ηλεκτρόλυση, συνολικής ισχύος 750 MW, που θα τροφοδοτείται από ηλεκτροπαραγωγή έργων ΑΠΕ, ισχύος 3 GW (80% φωτοβολταϊκά και 20% αιολικά). Το παραγόμενο πράσινο υδρογόνο θα υποκαθιστά κυρίως φυσικό αέριο και εν μέρει πετρελαιοειδή στους τομείς των διυλιστηρίων, της βιομηχανίας και των μεταφορών.

9.3. Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2022-2031)

Ο Πίνακας 22 συνοψίζει τις εκτιμώμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα σε βάθος δεκαετίας, για την περίοδο 2022-2031. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις λαμβάνουν υπόψη μία σειρά από παραδοχές (βλ. Παράρτημα IV), συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα, από το 2022 και μετά, θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης την επόμενη δεκαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1,5%.

Πίνακας 22: Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2022-2031			
	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	5,500
	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
		• Διασυντοριακοί αγωγοί*2	150
		• Υπόγεια αποθήκη στη Νότια Καβάλα	800
		• Τερματικοί σταθμοί LNG και FSRUs*3	1,500
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ	Ηλεκτροπαραγωγή (νέες μονάδες)	• Ολοκλήρωση κατασκευής λιγνιτικής μονάδας ΔΕΗ (συμπεριλαμβανομένων CHP) και επανέναρξη ορυχείων	300
		• Μονάδες φυσικού αερίου (CCGT)*4	1,500
		• Αποθήκευση ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων ηλεκτρικών συσσωρευτών και έργων αντλησιοταμίευσης)	3,000
	Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας	• Μονάδες πετρελαίου στα νησιά (συμπεριλαμβανομένων της Κρήτης και της Ρόδου)	150
		• Αναβάθμιση και επέκταση του υπάρχοντος δικτύου και διασύνδεση νήσων (συμπεριλαμβανομένων νέων γραμμών μεταφοράς Υ/Τ)	4,000
		• Μικρά υδροηλεκτρικά	150
	ΑΠΕ	• Αιολικά (χερσαία και υπεράκτια)	9,000
		• Φωτοβολταϊκά*5	12,000
		• Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα (Concentrating Solar Power)	600
		• Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένων υγρών βιοκαυσίμων)	750
		• Γεωθερμία (υψηλής και χαμηλής ενθαλπίας)	500
		• Πράσινο υδρογόνο/μονάδες CCUS	4,000
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑ	Ενεργειακή αποδοτικότητα	• Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια), εξοικονόμηση ενέργειας σε επιχειρήσεις και βιομηχανία	12,000
		• 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	1,100
Συνολικές Εκτιμώμενες Επενδύσεις μέχρι το 2031			66,000

:

* Το συνολικό επενδυτικό κόστος αποτελεί εκτίμηση του IENE και βασίζεται σε προγραμματισμένες 8-10 ερευνητικές και παραγωγικές γεωτρήσεις

** Περιλαμβάνεται ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας. Δεν περιλαμβάνεται ο αγωγός East Med

*** Περιλαμβάνονται τα FSRUs σε Αλεξανδρούπολη (ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης και ΑΣΦΑ Θράκης) της Gastrade, Θεσσαλονίκη της Elpedison, Αγίους Θεοδώρους της Motor Oil και Βόλο (ΑΣΦΑ Αργώ) των Mediterranean Gas, όπως και συμπληρωματικά έργα στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας

**** Περιλαμβάνονται τα νέα CCGT των (α) ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ-Motor Oil, (β) ΔΕΗ-ΔΕΠΑ Εμπορίας-Damco Energy, (γ) Elpedison και (δ) Ομίλου Μυτιληναίος, *5Περιλαμβάνονται κεντρικές μονάδες αυτοπαραγωγών, εγκαταστάσεις Φ/Β στις στέγες και συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πηγή: IENE

Οι ενεργειακές επενδύσεις που παρουσιάζονται στον Πίνακα 22 προκύπτουν από:

- Τους στόχους που θέτει το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ⁵⁶), συνολικού προϋπολογισμού €43,8 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 IENE σε συνεχή βάση.
- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) 2023-2032⁵⁷, συνολικού προϋπολογισμού €1,27 δισ., που έχει δημοσιευθεί από το Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ). Επίσης, έχουν ληφθεί υπόψη η Μελέτη Ανάπτυξης 2021-2030⁵⁸ και η Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης 2022-2031 του ΔΕΣΦΑ.

- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2023-2032⁵⁹, 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 plan), όπως έχει αναρτηθεί στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ.
- Τη Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική για το 2050⁶⁰, 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 ανωτέρω Πίνακα, 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.

9.4. 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.

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 (ΕΤΘΑ)**, 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.

⁵⁶ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/e_l_final_necp_main_el_0.pdf

⁵⁷ 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

⁵⁸ 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

⁵⁹ https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/Demand%20Forecast%20Study%202022-2031_1.pdf

⁶⁰ <https://www.admie.gr/sites/default/files/users/dssas/DPA%202023-2032/%CE%94%CE%A0%CE%91%202023-2032%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>

Τα ευρύτερου αντικειμένου 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.

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, ΕΙΒ)**, 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.

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. Πρόσφατα ανακοινώθηκαν προγράμματα €73 εκατ. προς τους Δήμους της χώρας για Έργα Περιβαλλοντικής Αναβάθμισης.
- 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 (IBG).
- 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 κίνδυνου 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 υπηρέτησε 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).

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 τρία χρόνια, όπου παρά τις συνεχόμενες κρίσεις (βλέπε πανδημία, πόλεμος στην Ουκρανία, άνοδος των επιτοκίων), αυτές ακολουθούν μια σταθερά ανοδική πορεία.

Σύμφωνα με στοιχεία του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA)⁶³, το 2022 οι συνολικές επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα σε παγκόσμιο επίπεδο έφθασαν τα \$2.4 τρισεκ. και καλύπτουν όλο το φάσμα των πηγών ενέργειας και τις σχετικά με αυτές υποδομές. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι συνολικές ενεργειακές επενδύσεις ήταν αυξημένες κατά 8% σε σύγκριση με το 2021.

Πιο συγκεκριμένα, ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής απορρόφησε \$977 δισεκ., ο κλάδος των ορυκτών καυσίμων \$852 δισεκ. και τα έργα σχετικά με την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας \$563 δισεκ. Σε ό,τι αφορά δε τα έργα που ήταν σχετικά με καθαρές μορφές ενέργειας, η κατανομή σε επενδύσεις έχει ως εξής:

Ηλεκτρικά Οχήματα: \$93 δισεκ.

Χαμηλού αποτυμώματος άνθρακα και έργα CCUS: \$19 δισεκ.

Ηλεκτρικά δίκτυα και αποθήκευση ενέργειας: \$377 δισεκ.

Ενεργειακή αποδοτικότητα και παρεμφερή έργα: \$470 δισεκ.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ): \$472 δισεκ.

Άρα βλέπουμε ότι το 2022 το 60% των συνολικών παγκόσμιων ενεργειακών επενδύσεων κατευθύνθηκαν σε έργα που αφορούσαν καθαρές μορφές ενέργειας, με μια υπερβολή σε ό,τι αφορά τα ηλεκτρικά δίκτυα, αφού αυτά εξυπηρετούν ταυτόχρονα και ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται και από ορυκτά καύσιμα. Επομένως, το πραγματικό ποσοστό που αφορά επενδύσεις σε καθαρή ενέργεια βρίσκεται πλησιέστερα στο 50%.

Η ανοδική πορεία που παρατηρείται στις ενεργειακές επενδύσεις διεθνώς ακολουθήθηκε και στην Ελλάδα, εάν λάβουμε υπόψη τα δεδομένα που περιέχονται στο Κεφάλαιο 9.3, όπου παρατίθενται στοιχεία για τις προβλεπόμενες επενδύσεις στον Ελληνικό ενεργειακό τομέα την περίοδο 2022-2031. Αυτές εκτιμώνται στα €66.0 δισεκ., συμπεριλαμβανομένων

και κονδυλίων για έρευνα, σημαντικά υψηλότερες από τα €45.2 δισεκ. που είχαν εκτιμηθεί για την περίοδο 2020-2030, όπως αναφέρεται στην αντίστοιχη Έκθεση του IENE για το 2020⁶⁴.

Θα πρέπει δε να σημειώσουμε ότι το συντριπτικά μεγαλύτερο μέρος των επιπλέον επενδύσεων αφορά σε ΑΠΕ και Ενεργειακή Αποδοτικότητα, αφού το 60% των συνολικών επενδύσεων στον ενεργειακό τομέα κατά την τρέχουσα δεκαετία, βάσει του Πίνακα 1 στο υποκεφάλαιο 9.3 της παρούσας Έκθεσης, αντιστοιχεί σε έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων και σε έργα εξοικονόμησης ενέργειας σε επιχειρήσεις και στην βιομηχανία.

Παράλληλα, όμως, με τις επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ενέργειας (συμβατικές και ΑΠΕ), σε δίκτυα ηλεκτρισμού και φ. 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 καταγράψεις πόσο μάλλον να προβλέψεις. 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 7-8 χρόνια, δημιουργώντας περί τις 1,000-1,500 νέες θέσεις εργασίας. 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.

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, κá). Η δε περαιτέρω ψηφιοποίηση του ενεργειακού τομέα (λχ. έξυπνοι μετρητές ηλεκτρισμού και φ. 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 εταιρείες από τον χώρο των ορυκτών καυσίμων, όπως η HELLENiQ ENERGY (πρώην ΕΛΠΕ) και η Motor Oil, να επεκτείνονται στις ΑΠΕ.

⁶³ IEA (2022), "World Energy Investment 2022", <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022>

⁶⁴ IENE (2020), «Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση 2020», Μελέτη IENE (M56), https://www.iene.gr/articlefiles/iene_meleti_2020_final1.pdf

Με την τελευταία να αποκτά μεμιάς τεράστιο μέγεθος στον χώρο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με την απόκτηση της Άνεμος από την ΕΛΛΑΚΤΩΡ. Παράλληλα, επέτρεψαν να δούμε πανίσχυρους επενδυτές να ψηφίζουν ελληνική ενέργεια, όπως η Fairfax του Πρεμ Γουάτσα στη Μυτιληναίος ή τη σχεδόν ολοκληρωμένη επένδυση της αυστραλιανής First Sentier στην Τέρνα Ενεργειακή.

Ακόμα, 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.

Παράλληλα, 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 κρίσης, η οποία δεν έχει ακόμη κοπάσει. Με την 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.

Γενικά Συμπεράσματα





11. Γενικά Συμπεράσματα

Τα τελευταία χρόνια, η υγειονομική κρίση, λόγω της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού, και η ενεργειακή κρίση, ιδιαίτερα λόγω της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, 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, αλλά και η μεγάλη μέχρι πρόσφατα χρήση 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. Η αποτελεσματική και ασφαλής λειτουργία της ενιαίας διασυνδεδεμένης ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας και οι ελεύθερες και έντονα ανταγωνιστικές ενεργειακές ροές, μέσω χρηματιστηρίων για την ενέργεια και δικτύων μεταφοράς και διανομής ανά την Ευρώπη, αποτελούν αναμφίβολα τους βασικούς στόχους της ενεργειακής πολιτικής της Ευρώπης και της Ελλάδας.

Η ένταξη και η ταχύρρυθμη προώθηση των ΑΠΕ στην κορυφή του ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας, με οικονομικότερους όρους, μέσα από ρυθμίσεις και όρους αγοράς και όχι με δαπανηρές επιδοτήσεις, καθώς και με την απορρόφηση και ένταξη της αναδυόμενης διεσπαρμένης και οριζόντια αναπτυγμένης παραγωγής ενέργειας, μικροπαραγωγών στα εθνικά σύστημα εμπεριέχονται στο επικαιροποιημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).

Επίσης, καθοριστικό ρόλο αναμένεται να παίξουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης και εξοικονόμησης ενέργειας, η ανάπτυξη σύγχρονων υποδομών (π.χ. διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, επεκτάσεις έξυπνων δικτύων και σημείων φόρτισης ανά την Ελλάδα για ηλεκτρικά αυτοκίνητα), η μεγαλύτερη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στις μεταφορές, η αντιμετώπιση των διασυνδεδεμένων προβλημάτων και της ασφάλειας των διασυνδεδεμένων εθνικών δικτύων, η αξιοποίηση νέων τεχνολογιών (πχ. υδρογόνου, βιομεθανίου),

όπως και η αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Παράλληλα, η ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων και μετρητών της διανομής του ηλεκτρικού ρεύματος, οι ενεργειακές κοινότητες, η αυτορρύθμιση της κατανάλωσης από τον καταναλωτή/παραγωγό, η ανάπτυξη μικρής ιδιωτικής παραγωγής και ο συμψηφισμός της, με τις αντίστοιχες καταναλώσεις τους από το εθνικό δίκτυο, θα πρέπει να αποτελέσουν προτεραιότητα. Μεταξύ άλλων, τα ανωτέρω αναμένεται να μειώσουν τις ενεργειακές ανάγκες, ενώ αναμένεται να αναπτυχθεί η απαραίτητη ενεργειακή αποδοτικότητα που αποτελεί μαζί με τις ΑΠΕ και την αποθήκευση ενέργειας τους πυλώνες για το μηδενισμό του ανθρακικού αποτυπώματος στην ηλεκτρική ενέργεια μέχρι το 2050.

Επίσης, οι προοπτικές της επανεκκίνησης της έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα χαρακτηρίζονται ως πολλά υποσχόμενες, καθώς αυτές μπορούν να μεταβάλλουν δραστικά, ανάλογα και με τα ποσοτικά και ποιοτικά χαρακτηριστικά των κοιτασμάτων, το ενεργειακό τοπίο της Ελλάδας και να βοηθήσουν στην επίτευξη των αναπτυξιακών της στόχων. Αλλά ακόμα και στην περίπτωση μιας μικρής παραγωγής τόσο σε πετρέλαιο όσο και σε φυσικό αέριο, με στόχο την κάλυψη τμήματος των εγχώριων ενεργειακών αναγκών, η προσπάθεια αυτή θα έχει οικονομικά και γεωπολιτικά οφέλη και άρα οφείλει να στηριχθεί από όλες τις κυβερνήσεις και πολιτικά κόμματα, ανεξαρτήτως πολιτικών πεποιθήσεων, καθώς έχει άμεσο αντίκτυπο στην δημιουργία εγχώριας τεχνογνωσίας και θέσεων εργασίας, με απόλυτα θετική συμβολή στην οικονομική ανάπτυξη, αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Θα πρέπει, επίσης, να αναφερθεί ο κομβικός ρόλος μιας αυξημένης εγχώριας παραγωγής υδρογονανθράκων για την μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας.

Προκειμένου να έχουμε μια πιο πλήρη εικόνα της παρούσας κατάστασης του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, κρίνεται απαραίτητη η απαρίθμηση βασικών ενεργειακών μεγεθών.

Σύνολο ενεργειακού συστήματος

- Η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας κυμάνθηκε στους 21.511 χιλ. τόνους το 2021 παρουσιάζοντας σημαντική μείωση της τάξης του 24,1% σε σχέση με το 2010, ενώ, σε σχέση με το 2020, καταγράφεται αύξηση της τάξης του 5,2%.
- Για το 2021, ο τομέας των μεταφορών είχε τη μεγαλύτερη συνεισφορά ως μερίδιο στην τελική ενεργειακή κατανάλωση (μερίδιο 37,2%), ενώ επίσης, σημαντική ήταν η συμμετοχή τόσο του οικιακού όσο και του βιομηχανικού τομέα (μερίδιο 28,4% και 17,2% αντίστοιχα). Στον τομέα των μεταφορών, οι οδικές μεταφορές κυριάρχησαν στην κατανάλωση ενέργειας, αποτελώντας το 86,8% του τομέα το 2021.

- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2006-2021, καθώς η συνολική της συνεισφορά το 2021, ως μερίδιο στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, ανερχόταν στο 21,9%.
- Το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2021 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.
- Ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή ενισχύθηκε σημαντικά το 2021 φτάνοντας στο 41,1% της ακαθάριστης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, από 39,8% το 2020 και 21,9% το 2012.
- Το 2022, σημειώθηκε τεράστια αύξηση κατά 288,68% στις εξαγωγές φυσικού αερίου από 7,6 TWh το 2021 σε 29,54 TWh το 2022. Αντίστοιχα, οι εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν σε 86,16 TWh, καταγράφοντας αύξηση 10,84% σε σύγκριση με τις 77,73 TWh το 2021. Οι μεγαλύτερες ποσότητες εισήλθαν στη χώρα από τον τερματικό σταθμό LNG της Ρεβυθούσας, που κάλυψε ποσοστό 44,2% των εισαγωγών, καταγράφοντας σημαντική αύξηση σε σχέση με το 2021.

Για το πετρέλαιο

- Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2021 ήταν ασήμαντη (59,4 χιλιάδες τόνους), σε σύγκριση με την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση πετρελαιοειδών της τάξεως των 10,2 εκατομμυρίων τόνων το 2021.
- Το Ιράκ ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2021, με 10,4 εκατομμύρια τόνους, ακολουθούμενο από τη Ρωσία με 6,65 εκατομμύρια τόνους και το Καζακστάν με 3,3 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 5,3 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου το 2021, αντιπροσωπεύοντας το 70,8% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου, ακολουθούμενος από τον οικιακό τομέα με 15,3% και τη βιομηχανία με 9,4%.
- Η συνολική παραγωγή διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθε σε 30.8 εκατ. τόνους το 2021.

Για το φυσικό αέριο

- Το 2021 ήταν χρονιά ρεκόρ για την κατανάλωση του φυσικού αερίου στην Ελλάδα, καθώς η εγχώρια κατανάλωση κατά το διάστημα Ιανουάριος-Δεκέμβριος του 2021 αυξήθηκε κατά 10,81% και ανήλθε σε 69,96 εκ. MWh από 63,1 εκ. MWh το 2020. Αντίθετα, για το 2022, η συνολική κατανάλωση μειώθηκε κατά 19,04%, φτάνοντας τις 56,64 TWh, καθ' επιταγή των στόχων που έθεσε 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.

Για τον ηλεκτρισμό

- Όσον αφορά τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή διαμορφώθηκε στις 50.675 GWh το 2022, μειωμένη κατά 3,3%, σε σύγκριση με το 2021, που ανήλθε στις 52.411 GWh. Είναι χαρακτηριστικό ότι μετά το α' τρίμηνο του 2022 παρατηρήθηκε κάμψη της ενεργειακής ζήτησης λόγω των υψηλών τιμών του φυσικού αερίου και κατ' επέκταση του ηλεκτρισμού, που άρχισαν να εκτοξεύονται από τον Φεβρουάριο του 2022, όταν η Ρωσία εισέβαλε στην Ουκρανία. Σε βάθος πενταετίας, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το 2022 βρισκόταν περίπου στα ίδια επίπεδα με αυτά του 2018.
- Το 2022, οι ΑΠΕ κυριάρχησαν στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, με ποσοστό 38,8%, εκτοπίζοντας το φυσικό αέριο στη δεύτερη θέση, με ποσοστό 35,4%. Παρατηρείται επίσης μείωση του μεριδίου των υδροηλεκτρικών σταθμών στο 7,9% από 10,1% το 2021 και μικρή αύξηση της παραγωγής από λιγνίτη με μερίδιο 11% (10,2% το 2021), ενώ οι εισαγωγές παρέμειναν στα ίδια επίπεδα.
- 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. Έτσι, το 2022, οι ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών, ανέβηκαν στην κορυφή, με μερίδιο 41,6% στην καθαρή ηλεκτροπαραγωγή και παραγωγή 19,2 TWh. Τη δεύτερη θέση κατέλαβε το φυσικό αέριο με 38% και 17,9 TWh και την τρίτη ο λιγνίτης με 11,8% και 5,6 TWh. Ακολούθησαν τα υδροηλεκτρικά με 8,5% και 4 TWh.
- Το 2022, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας ανήλθε στα 20,82 GW. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ στο σύνολο της Επικράτειας έφτασε τις 10.172 MW, καταγράφηκε μειωμένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου και των υδροηλεκτρικών παρέμεινε αμετάβλητη. Το γενικό σύνολο ανά πηγή ηλεκτροπαραγωγής αναλύεται στον Πίνακα 21.

Πίνακας 21: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2022

Μίγμα Καυσίμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Λιγνιτικές μονάδες	2,25
Μονάδες φυσικού αερίου	5,2
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3,2
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	10,17
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	20,82
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	0,94
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,17
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στα ΜΔΝ (Β)	1,11
Γενικό σύνολο (Α+Β)	21,93

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Το 2022, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας ανήλθε σε 46,43 TWh, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε σε 2,26 TWh. Το γενικό σύνολο έφτασε τις 48,69 TWh, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στον Πίνακα 22.

Πίνακας 22: Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2022

Μίγμα Καυσίμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	18,9
Υδροηλεκτρικές μονάδες	4
Μονάδες φυσικού αερίου	17,95
Λιγνιτικές μονάδες	5,58
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	46,43
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	1,9
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,36
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ (Β)	2,26
Γενικό σύνολο (Α+Β)	48,69

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Η καθετοποιημένη κρατική εταιρεία ηλεκτρισμού ΔΕΗ κυριαρχεί στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει η ΔΕΗ ανήλθε σε 10,4 GW το 2021 και αντιπροσώπευε περίπου το 49% της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα. Το 2021, η ΔΕΗ παρήγαγε 26 TWh, οι οποίες μαζί με τις 1,0 TWh που εισήγαγε, κάλυψαν το 43,7% της συνολικής ζήτησης. Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια προήλθε από λιγνίτη (20,5%), πετρέλαιο (15,3%), φυσικό αέριο (42,4%), υδατικούς πόρους (20,4%) και ΑΠΕ (1,4%).

Για τον λιγνίτη

- Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από λιγνίτη μειώθηκε σημαντικά από τις 10,4 TWh το 2019 στις 5,34 TWh το 2021 και στις 5,59 TWh το 2022, 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 ελληνική παραγωγή λιγνίτη, ως επί το πλείστον από τη ΔΕΗ, αυξήθηκε κατά 17,6%, στους 6,7 Mt το Α' εξάμηνο του 2022, ξεπερνώντας τους 5,7 Mt του Α' εξαμήνου του 2021. Η ΔΕΗ λειτουργεί επτά θερμοηλεκτρικούς σταθμούς συνολικής ισχύος 2.225 MW, οι οποίες τροφοδοτούνται με λιγνίτη από τα λιγνιτικά κέντρα Δυτικής Μακεδονίας και Μεγαλόπολης. Μετά το κλείσιμο δύο ορυχείων το 2021, τρία ορυχεία παραμένουν σε λειτουργία: δύο στη Δυτική Μακεδονία και ένα στη Μεγαλόπολη.

Για την ενεργειακή αποδοτικότητα

- Τα περισσότερα κτίρια της Ελλάδας είναι ενεργοβόρα, θερμικά απροστάτευτα, δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ενεργειακά αποδοτικά υλικά για την κατασκευή τους και συνολικά δεν πληρούν υψηλές προδιαγραφές υγιεινής και άνεσης. Και αυτό διότι πάνω από το 50% των κτιρίων με χρήση κατοικίας στην Ελλάδα έχει κατασκευαστεί πριν το 1980, όταν δεν είχε τεθεί σε εφαρμογή σχετική νομοθεσία και αυστηρότεροι κανονισμοί ενεργειακής αποδοτικότητας, δεν υπήρχαν κοινοτικές οδηγίες για τη μείωση των εκπομπών ρύπων και δεν εφαρμόζονταν συστήματα ενεργειακής διαχείρισης και επιθεώρησης.
- Αντίθετα, τα κτίρια, που κατασκευάστηκαν μετά το 2010, όταν και άρχιζε να εφαρμόζεται ο Κανονισμός για την Ενεργειακή Απόδοση των Κτιρίων (KENAK) και να ενσωματώνονται οι ελάχιστες απαιτήσεις του σε όλα τα νεόδμητα κτίρια, αποτελούν μόλις το 1,5% του συνολικού αποθέματος κατοικιών.
- Βασικό εργαλείο προώθησης της ενεργειακής αποδοτικότητας στην Ελλάδα αποτελεί το πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον».
- Επιπλέον, το Πρόγραμμα «ΑΝΑΚΥΚΛΩΝΩ-ΑΛΛΑΖΩ ΣΥΣΚΕΥΗ», που υλοποιεί το ΥΠΕΝ, επιχορηγεί τα ελληνικά νοικοκυριά για την αντικατάσταση παλαιών ηλεκτρικών συσκευών με νέες, φιλικές προς το περιβάλλον και ενεργειακά πιο αποδοτικές. Ο συνολικός προϋπολογισμός του Προγράμματος ανέρχεται σε 148 εκατ. €, κατανεμημένο ανά Περιφέρεια.
- Επίσης, σημαντικό ρόλο για την προώθηση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας έχουν τόσο η Βιομηχανία όσο και οι Μεταφορές, όπου οι καταναλώσεις ενέργειας χαρακτηρίζονται ως υψηλές και, συνεπώς, υπάρχει αξιόλογο δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας.
- Στη Βιομηχανία ξεκίνησε, το 2018, ένα σημαντικό πρόγραμμα για βελτίωση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας, με τη διενέργεια ενεργειακών ελέγχων, όπως απαιτεί η Κοινοτική Οδηγία (ΚΟ) για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα (Energy Efficiency Directive-EED) 2012/27/EU και η τροποποίηση της, 2018/2002. Η πρώτη φάση των ενεργειακών ελέγχων των υπόχρεων εταιρειών ή/και βιομηχανιών, που ξεκίνησε το 2018 και ολοκληρώθηκε το 2021. Το 2022, ξεκίνησε η δεύτερη φάση των ενεργειακών ελέγχων όλων των υπόχρεων εταιρειών/βιομηχανιών, που θα δείξει και την πρόοδο που επιτεύχθηκε στην Ενεργειακή Αποδοτικότητα, με την εφαρμογή των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, που είχαν προταθεί από τον ενεργειακό έλεγχο της πρώτης φάσης.

Βιβλιογραφία

- 1 IEA, «Renewable Energy Market Update - Outlook for 2022 and 2023,» 2022
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>
- 2 OECD, « OECD Economic Outlook, Interim Report - November 2022,» 2022
<https://www.oecd-ilibrary.org/sites/f6da2159-en/index.html?itemId=/content/publication/f6da2159-en>.
- 3 Carbon Brief, «Analysis: Global CO2 emissions from fossil fuels hit record high in 2022,» 2022
<https://www.carbonbrief.org/analysis-global-co2-emissions-from-fossil-fuels-hit-record-high-in-2022/>
- 4 IEA, «World Energy Outlook 2022,» <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7e42db90-d8ea-459d-be1e-1256acd11330/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- 5 BP, «BP Statistical Review of World Energy 2022/ 71st Edition,»
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energyeconomics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
- 6 IEA, «Electricity Market Report January 2022,» 2022
https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf.
- 7 IRENA, «World Energy Transition Outlook: 1.5 oC Pathway,» 2022
<https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- 8 IRENA, «Renewable Energy Statistics 2022,»
<https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>.
- 9 IEA, «Electricity Market Report - July 2022,»
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/660c2410-218c-4145-9348-c782e185dcdf/ElectricityMarketReport-July2022.pdf>.
Resources for the Future, «Global Energy Outlook 2022:Turning Points and Tension in the339
- 10 Energy Transition,» 2022 https://media.rff.org/documents/Report_22-04_v1.pdf.
- 11 Resources for the Future, «Global Energy Outlook 2022: Turning Points and Tension in the Energy Transition,» 2022. https://media.rff.org/documents/Report_22-04_v1.pdf
- 12 IEA, «Gas Market and Russian Supply,» <https://www.iea.org/reports/russian-supplies-to-global-energy-markets/gas-market-andrussian-supply-2>
- 13 IEA, «Electricity Market Analysis,» January 2022
https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf.
- 14 European Commission, «Quarterly Report on European Electricity Markets - 3rd Quarter of 2022,» 2023.
<https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-01/Quarterly%20Report%20on%20European%20Electricity%20markets%20Q3%202022.pdf>
- 15 EMBER, «European Electricity Review 2023,» January 2023
<https://ember-climate.org/app/uploads/2023/01/Report-European-Electricity-Review-2023.pdf>
- 16 ΕΕ, «Μια Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία,»
https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_el
- 17 Ευρωπαϊκή Επιτροπή, «Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία,» 2019
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF.
European Commission, «REPowerEU Plan,» 20221
- 18 https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-05/COM_2022_230_1_EN_ACT_part1_v5.pdf.
- 19 Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, «ΚΥΚΛΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ - ΤΟ ΝΕΟ ΣΧΕΔΙΟ ΔΡΑΣΗΣ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ,» <https://ypen.gov.gr/wpcontent/uploads/2022/03/SXEDIO-DRASHS-KO-8.pdf>.
- 20 Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, «Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα,»2019.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/el_final_necp_main_el_0.pdf.

- 21 Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, «Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050,» 2020. https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/lts_gr_el.pdf.
- 22 E-nomothesia, «Εθνικός Κλιματικός Νόμος,» 2022 <https://www.e-nomothesia.gr/kat-periballon/nomos-4936-2022-phek-105a-27-5-2022.html>.
- 23 Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, «Ενημερωτικό γράφημα - Από πού έρχεται το φυσικό αέριο στην ΕΕ,» 2022. <https://www.consilium.europa.eu/el/infographics/eu-gas-supply/>.
- 24 Eurostat, «EU gas consumption down by 20.1%,» 2022 <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20221220-3?language=el>.
- 25 ΡΑΕ, «ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ Σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010,» 2022 https://www.rae.gr/wpcontent/uploads/2022/09/672_2022-1.pdf.341
- 26 Μαρίκα Καραγιάννη, «Η 2η Φάση του Νοτίου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου της ΕΕ - Ποιος ο Ρόλος του Αζερμπαϊτζάν,» Policy Paper No98, Απρίλιος 2022 <https://www.eliamep.gr/wp-content/uploads/2022/04/Policy-paper-98-Karagianni-EL- 2.pdf>.
- 27 Eurostat, «Energy Balances 2023 Edition,» <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>.
- 28 Eurostat, «Shares summary results 2021,» <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.
- 29 ΣΕΕΠΕ, «Η Ελληνική Αγορά Πετρελαιοειδών,» <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%bb%ce%b1%ce%b9%ce%b5%ce%b9%ce%b4%cf%89%ce%bd/>.
- 30 IEA, «World Energy Balances Highlights,» 2021 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>.
- 31 ΕΔΕΥΕΠ, «Περιοχή παραχώρησης Πρίνου,» https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession_gr.html.
- 32 Offshore Technology, «Prinos Conventional Oil Field, Greece,» 2022. [<https://www.offshore-technology.com/marketdata/prinos-conventional-oilfield-greece/>
- 33 ENERGEAN, «ΠΟΙΟΙ ΕΙΜΑΣΤΕ,»:<https://www.energean.com/el/home/%CF%80%CE%BF%CE%B9%CE%BF%CE%B9-342%CE%B5%CE%B9%CE%BC%CE%B1%CF%83%CF%84%CE%B5/>
- 34 Eurostat, «Imports of oil and petroleum products by partner country,» https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_ti_oil&lang=en.
- 35 Eurostat, «Complete Energy Balances,» <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>.
- 36 ΕΛΣΤΑΤ, «Δελτίο Τύπου: Κατανάλωση Πετρελαιοειδών 2021,» <https://www.statistics.gr/documents/20181/82176682-385c-25e9-8797-f145b749cc72>.
- 37 ΕΛΠΕ, «Ετήσιος Απολογισμός 2021,» https://www.helpe.gr/userfiles/8ea1f0cb-9e62-48e4-b947-a27b00fb14bb/GR_HELPE_AR_2022_PREVIEW.pdf.
- 38 ΕΛΠΕ, «Εξαμηνιαία Οικονομική Έκθεση - Α' Εξάμηνο 2021,» <https://www.helpe.gr/userfiles/8ea1f0cb-9e62-48e4-b947-a27b00fb14bb/%CE%9F%CE%99%CE%9A%CE%9F%CE%9D%CE%9F%CE%9C%CE%99%CE%9A%CE%97%20%CE%95%CE%9A%CE%98%CE%95%CE%A3%CE%97%20A%20%CE%95%CE%9E%CE%91%CE%9C%CE%97%CE%9D%CE%9F%CE%A5%202021.pdf>
- 39 MOTOR OIL, «Ετήσια Οικονομική Έκθεση 2021,» <https://www.moh.gr/enimerosi-ependyton/chrimatoikonomiki-pliroforisi/etisiesikonomikes-ekthesis/>
- 40 ΣΕΕΠΕ, «Κατανόηση τιμών αντλίας,» <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/>.
- 41 Ευρωπαϊκή Επιτροπή, «Weekly Oil Bulletin,» 343 <https://ec.europa.eu/energy/observatory/reports/List-of-WOB.pdf>.

Βιβλιογραφία

- 42 Υπουργείο Ανάπτυξης και Επενδύσεων , «ΕΒΔΟΜΑΔΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗΣ ΤΙΜΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ,» 30 12 2022. <http://www.fuelprices.gr/deltia.view>.
- 43 Υπουργείο Ανάπτυξης και Ανταγωνιστικότητας, «Παρατηρητήριο Τιμών Υγρών Καυσίμων,» <http://www.fuelprices.gr/deltia.view>
- 44 ΙΕΝΕ, «Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα - Ειδική Έκθεση της Επιτροπής Υδρογονανθράκων (Upstream) του ΙΕΝΕ,» 2022. <https://www.iene.gr/articlefiles/ekthesi%20ydogonantrakes.pdf>
- 45 Energypress, «Προ των πυλών οι ανακοινώσεις για εξόρυξη υδρογονανθράκων στην Ελλάδα,» <https://energypress.gr/news/pro-ton-pylon-oianakoinoseis-gia-exoryxi-ydrogonanthrakon-stin-ellada>.
- 46 ΕΔΕΥΕΠ, «Ετήσια Οικονομική Έκθεση 2020,» https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/financialStatements/AnnualReport_2020.pdf
- 47 Newmoney, «Συμφωνία ΕΛΠΕ – Exxon Mobil για τα κοιτάσματα στη νότια Κρήτη,» 2022 <https://www.newmoney.gr/roh/palmoekonomias/epixeiriseis/simfonia-elpe-exxon-mobil-gia-ta-kitasmata-sti-notia-kriti/>
- 48 Newmoney, «ExxonMobil: «Μένει» στην Κρήτη, αλλά πήρε παράταση 2 χρόνια για τις έρευνες,» 2022. <https://www.newmoney.gr/roh/palmoekonomias/energeia/exxonmobil-meni-stin-kriti-alla-pire-paratasi-2-chronia-gia-tiserevnes/>
- 49 ΕΔΕΥΕΠ, «Αξιοποίηση Δυνητικών Εγχώριων Κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου,»344 <https://www.protothema.gr/files/2022-04-12/Parousiasi.pdf>
- 50 ΕΔΕΥΕΠ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ: Ο ρόλος της βιομηχανίας υδρογονανθράκων στην ενεργειακή μετάβαση,» https://www.greekhydrocarbons.gr/news_gr/PR_REL_090621.pdf
- 51 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2021,» <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thnkatanalwsh-fysikoy-aerioyto-2021>.
- 52 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2022,» 2022 <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeiadesfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioyto-2022>
- 53 ΡΑΕ, «ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ,» 2022. www.rae.gr/wpcontent/uploads/2022/08/ΣΠΔ-2022_13082022.pdf
- 54 ΔΕΣΦΑ, «Μελέτη Ανάπτυξης 2021-2030,» 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.
- 55 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2022,» 2022 <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeiadesfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioyto-2022>
- 56 ΡΑΕ, «ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΡΑΕ: ΜΕΣΟΣΤΑΘΜΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ,» 2023. <https://www.rae.gr/genika-nea/62613/>
- 57 Eurostat, «Gas prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards),» <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>
- 58 ΕΔΑ ΘΕΣΣ, «Δελτία Τύπου & Ανακοινώσεις,» <https://www.edathess.gr/articles/istoriko-epiteugma-gia-tin-edathess-2021/>.
- 59 ΡΑΕ, «Έκθεση Πεπραγμένων ΡΑΕ για το 2021,» Ιανουάριος 2023. <https://www.rae.gr/wpcontent/uploads/2023/02/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7-%CE%A0%CE%B5%CF%80%CF%81%CE%B1%CE%B3%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CF%89%CE%BD-2021-%CE%99%CE%B1%CE%BD-2023-%CF%84%CE%B5%CE%BB%CE%B9%CE%BA%CF%8C.pdf>
- 60 ΡΑΕ, «Προμήθεια,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/promitheia-3/>.
- 61 ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία Μεριδίων Αγοράς,» <https://www.desfa.gr/regulated-services/transmission/pliforforisimetaforas-page/ngmarket-data/market-shares-data>.

- 62 ΕΛΣΤΑΤ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ: Μεταφορές μέσω αγωγών φυσικού αερίου έτους 2021,» 2022. <https://www.statistics.gr/documents/20181/5a7804be-58ba-2b23-32fe-91ecf45a6689>
- 63 ΔΕΣΦΑ, «ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΣΦΑ 2021-2030,» <https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%CE%A6%CE%95%CE%9A%20%CE%92%201392%20%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%A6%CE%91%CE%A3%CE%97%20116-2021.pdf>
- 64 ΡΑΕ, «Έκθεση Πεπραγμένων ΡΑΕ 2020,» https://www.rae.gr/wpcontent/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
- 65 ΡΑΕ, «ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 666/2022 - Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) για την περίοδο 2022-2031,» https://www.rae.gr/wpcontent/uploads/2022/08/%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%A6%CE%91%CE%A3%CE%97-666_2022-%CE%A0%CE%91-%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-2022-2031.pdf
- 66 ΔΕΣΦΑ, «Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2022-2031,» <https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/211116-%CE%A3%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%BF-%CE%A0%CE%91-%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-2022-2031.pdf>
- 67 ΔΑ Αττικής, «Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Διανομής 2021-2025,» <https://media.edaattikis.gr/company/network/network-development/edaadistribution-network-developmen-plan-2021-2025-fek5754-281220>
- 68 ΔΕΣΦΑ, «Εγκατάσταση ΥΦΑ,» <https://www.desfa.gr/nationalnatural-gas-system/lng-facility>
- 69 Capital, «Αλεξανδρούπολη: Την αδειοδότηση για έναν ακόμη FSRU στη Θράκη εξασφάλισε από τη ΡΑΕ η Gastrade,» <https://www.capital.gr/epixeiriseis/3631570/alexandroupoli-tin-adeiodotisi-gia-enanakomifsrusthi-thraki-exasfalise-apo-ti-rae-i-gastrade>
- 70 Υπουργείο Περιβάλλοντος, «Υπουργική Απόφαση παραχώρησης υπόγειου κοιτάσματος Νότια Καβάλα για αποθήκευση φυσικού αερίου,» <https://diavgeia.gov.gr/doc/%CE%A9%CE%99%CE%93%CE%A74653%CE%A08-6%CE%95%CE%A5?inline=true>
- 71 ΤΑΙΠΕΔ, «Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου Νότιας Καβάλας,» <https://hradf.com/ypogeia-apothiki-fysikoy-aerioy-notia-2/>
- 72 Prospero, «Europe's Underground Gas Storage Sites,» <https://www.prosperevents.com/europes-underground-gas-storage-sites-2/>
- 73 TAP, «TAP Introduces First Natural Gas into the Greek Section of the Pipeline as part of its Testing Phase,» 2019. <https://www.tap-ag.com/news/newsstories/tap-introduces-first-natural-gas-into-the-greek-section-of-the-pipeline-as-part-ofits-testing-phase>
- 74 Trans Adriatic Pipeline, «Ιστορικό του έργου TAP,» <https://www.tap-ag.gr/ypodomhe-leitoyrghia/chronodihagramma-ylopoiheses-toyhergoy-tap#period-7852>
- 75 ΔΕΣΦΑ - ICGB, «Έκθεση αξιολόγησης της ζήτησης,» 2021. [https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-ICGB%20DAR%202021%20\(Greek\).pdf](https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-ICGB%20DAR%202021%20(Greek).pdf)
- 76 ΔΕΠΑ, «Δρ. Κ. Καραγιαννάκος στο 26ο Συνέδριο Economist: Ολοκληρώθηκαν οι εργασίες κατασκευής του Διασυνδετήριου Αγωγού Ελλάδας Βουλγαρίας IGB,» <https://www.depa.gr/dr-k-karagiannakos-sto-26o-synedrio-economist-oloklirwthikan-oi-ergasies-kataskevis-tou-diasyndetiriu-agogou-elladas-voulgarias-igb/>
- 77 ΔΕΣΦΑ, «Δοκιμή Αγοράς για τη δέσμευση δυναμικότητας στην Ελληνική πλευρά του Σημείου Διασύνδεσης Ευζώνων-Γευγελής (Διασύνδεση Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας),» 2022. <https://www.desfa.gr/announcements/nngs-usersinformation/dokimh-agoras-gia-th-desmeysh-dynamikothtas-sthn-ellhnikh-pleyra-toyshmeioy-diasyndeshs-eyzwnwn-geygelhs-diasyndesh-elladas-boreias-makedonias>
- 78 Energy Community, <https://energycommunity.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas16.html>
- 79 ΝΑΥΤΕΜΠΟΡΙΚΗ, «Παιχνίδια της Gazprom με τον TurkStream,» 2022 <https://m.naftemporiki.gr/story/1874761/paixnidia-tis-gazprom-me-tonturkstream>
- 80 IGI POSEIDON, «Εγγραφα ΜΠΚΕ - Ελλάδα,» 2022. <https://igi348poseidon.com/esia-documents/>
- 81 Energypress, «Energypress,» <https://energypress.gr/news/depadiethnon-ergon-i-dnv-epivevaionei-tiskopimotita-kai-tin-orimotita-toy-eastmed>

Βιβλιογραφία

- 82 Energypress, «Προχωρά η ωρίμανση του αγωγού φυσικού αερίου EastMed - Διαγωνισμός 250 εκατ. για τμήμα του εξοπλισμού,» 2022. <https://energypress.gr/news/prohora-i-orimansi-toy-agogoy-fysikoy-aerioy-eastmeddiagonismos-250-ekat-gia-tmima-toy>
- 83 Dioriga Gas, «Το έργο,» <https://dioriga.gr/el/to-ergo/>
- 84 ΗΜΕΡΗΣΙΑ, «LNG: Τα market test θα κρίνουν πόσοι τερματικοί σταθμοί θα υλοποιηθούν,» https://www.imerisia.gr/oikonomia/40853_ingta-market-test-tha-krinoyn-posoi-termatikoi-stathmoi-tha-ylopoiithoyn
- 85 ΔΕΣΦΑ, «Σχέδιο Προγράμματος ΕΣΦΑ 2022-2031,» <https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/211116-%CE%A3%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%F-%CE%A0%CE%91-%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-2022-2031.pdf>
- 86 NGVA, «Stations Map,» 2022 <https://www.ngva.eu/stationsmap/>.
- 87 CNG Europe, <https://cngeurope.com/countries/greece/>.
- 88 IENE, ««Μελέτη Κόστους – Οφέλους για την Επέκταση του Δικτύου Μεταφοράς ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα (Περιφέρεια Ηπείρου και Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας),» Οκτώβριος 2021 <https://www.iene.gr/articlefiles/meleti%20iene%20fa%20rae%2030%2010%202021.pdf>.
- 89 Business daily, «Poseidon Med II: Βιώσιμη εφοδιαστική αλυσίδα LNG στην Ανατολική Μεσόγειο,» https://www.businessdaily.gr/oikonomia/54384_poseidon-med-ii-biosimi-efodiastikialysida-Ing-stin-anatoliki-mesogeio.
- 90 ΑΔΜΗΕ, «Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος,» <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrafi>.
- 91 ΑΔΜΗΕ, «Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας,» Δεκέμβριος 2022. https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/typefile/2023/02/Energy_Report_202212_v2_gr_2.pdf.
- 92 ΑΔΜΗΕ, «ΜΗΝΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2022,»https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/typefile/2023/01/Energy_Report_202212_v1_gr.pdf.
- 93 ΔΑΠΕΕΠ, «ΔΕΛΤΙΟ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Οκτώβριος - Νοέμβριος - Δεκέμβριος_2022» https://www.dapeep.gr/wpcontent/uploads/2023/03/06_OCT_NOV_DEC_2022_DELTIO_ELAPE_v3.3_13.03.2023.pdf?t=1680190419
- 94 ΑΔΜΗΕ, «Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031,» <https://www.admie.gr/systima/anaptyxi/dekaetes-programmaanaptyxis>.
- 95 ΑΔΜΗΕ, «Αγορά - Περιγραφή,» <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrafi>
- 96 ΔΕΗ, «Ετήσιος Απολογισμός,» 2021 <https://www.dei.gr/media/pv2fftu/financialreport-2021-gr-28062022.pdf>
- 97 ΑΔΜΗΕ, «Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα,» <https://www.admie.gr/agora/enimerotikadeltia/mesostathmiki-timi-agoras>.
- 98 Eurostat, «Electricity price statistics,» https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Electricity_price_statistics&oldid=575810
- 99 ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Νοέμβριο 2022,»<https://deddie.gr/media/29171/11%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-2022-%CE%BD%CE%BF%CE%B5%CE%BC%CE%B2%CF%81%CE%B9%CE%BF%CF%83.pdf>
- 100 ΑΔΜΗΕ, «Ενδιάμεσες Οικονομικές Καταστάσεις 2021,»<https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2021/09/IPTOendiameses-oik-katastaseis-2021-final.pdf>
- 101 ΑΔΜΗΕ, «Ετήσια Χρηματοοικονομική Έκθεση 2021,» https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/typefile/2022/04/etisia_xrimatooikonomiki_ekthesi_2021.pdf.
- 102 ΑΔΜΗΕ, «Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο,» <https://www.admie.gr/erga/erga-diasyndeseis/diasyndesi-tis-kritis-me-tin-peloponniso>

- 103 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. https://ypen.gov.gr/wpcontent/uploads/2021/07/Eisigisi_ODE_Apothikeysis-xwris-FEK-kai-praktika.pdf
- 104 ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ, <https://ppcr.gr/el/hybrid-systems>
- 105 ΔΕΔΔΗΕ, «Στοιχεία Αδειοδοτικής Κατάστασης Υβριδικών Σταθμών στα ΜΔΝ (Δεκέμβριος 2021),» <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-midiasundedemenwn-nisiwnn/ape-sta-mdn/sundeseis-stathmw-n-ananewsimwn-pigwnenergeias/stoixeia-adeiodotika-yvridikon-stathmon-december2021/>
- 106 ACEA, «Fuel types of new cars,» <https://www.acea.auto/fuelpc/fuel-types-of-new-cars-battery-electric-9-1-hybrid-19-6-and-petrol-40-0-market-sharefull-year-2021/>
- 107 European Alternative Fuels Observatory (EAFO), «Vehicles and Fleet,» <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>
- 108 European Commission, «European Alternative Fuels Observatory,» 2022 <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transportmode/road/greece>
- 109 ΔΕΔΔΗΕ, «Το νέο τοπίο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ο ρόλος του Διαχειριστή Δικτύου Διανομής (ΔΕΔΔΗΕ),» <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%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%CE>
- 110 ΔΕΔΔΗΕ, «Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου 2021 - 2025.» https://deddie.gr/media/7847/%CF%83%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%BF-%CE%B1%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7%CF%82-%CE%B4%CE%B9%CE%BA%CF%84%CF%8D%CE%BF%CF%85-2021_2025-networkdevelopment-plan-2021-2025.pdf
- 111 EURACOAL, «Market Report 2022 no.1,» April 2022. https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Market-Reports/EURACOALMarket-Report-2022-1_v03-rlw.pdf
- 112 EUROCOAL, «EURACOAL Market Report 2022 no.2,» 2022. https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Market-Reports/EURACOALMarket-Report-2022-2_v02-ytr
- 113 ΑΔΜΗΕ, «ΜΗΝΙΑΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2022,» ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2023. https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/typefile/2023/01/Energy_Report_202212_v1_gr.pdf
- 114 ΔΕΗ, «Συμβατική Παραγωγή,» <https://www.dei.gr/el/deiomilos/i-dei/tomeis-drastiriotitas/symvatiki-paragogi/>
- 115 ΔΑΠΕΕΠ, «Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ,» Μάιος 2022. <https://www.dapeep.gr/wpcontent/uploads/2022/06/%CE%95%CE%BD%CE%B7%CE%BC%CE%B5%CF%81%CF%89%CF%84%CE%B9%CE%BA%CF%8C%20%CE%94%CE%B5%CE%BB%CF%84%CE%AF%CE%B7%20%CE%9C%CE%AC%CE%B9%CE%BF%CF%82%202022.pdf?t=1656580542>
- 116 ΔΑΠΕΕΠ, «ΔΕΛΤΙΟ ΕΙΔΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Οκτώβριος - Νοέμβριος - Δεκέμβριος_2022,» Μάρτιος 2023. https://www.dapeep.gr/wpcontent/uploads/2023/03/06_OCT_NOV_DEC_2022_DELTIO_ELAPE_v3.3_13.03.2023.pdf?t=1680190419
- 117 ΕΛΕΤΑΕΝ, «Δελτίο Τύπου: Η Στατιστική της Αιολικής Ενέργειας για το 2021,» <https://eletaen.gr/dt-eletaen-statistiki-b-examino-2021/>
- 118 ΕΛΕΤΑΕΝ, «HWEA Wind Energy Statistics – 2022,» [https://eletaen.gr/deltio-typou-statistiki-aiologicis-energeias-2022/](https://eletaen.gr/deltio-typou-statistiki-aiolikis-energeias-2022/)
- 119 ΡΑΕ, «Δεδομένα Αιολικού Δυναμικού,» http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae_status:Aiolikos_h80
- 120 ΣΕΦ, «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2021,» https://helapco.gr/wp-content/uploads/pv-stats_greece_2021_3May2022.pdf
- 121 ΣΕΦ, «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2020,» https://helapco.gr/wp-content/uploads/pv-stats_greece_2020_18May2021.pdf
- 122 Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, «Μια “ακτινογραφία” της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών 2010-2022,» Νοέμβριος 2022. https://helapco.gr/wp354content/uploads/Greek_PV_Market_Snapshot_HELAPCO_23Nov2022-1.pdf

Βιβλιογραφία

- 123 ThinkGeoEnergy, «ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2021 – installed power generation capacity (MWe),» 2022 <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2021-installed-power-generation-capacity-mwe/>
- 124 Energypress, «Γεωθερμία: Ο μεγάλος «απών» της κλιματικής αλλαγής - Τι συμβαίνει στην Ελλάδα και ποιοί όμιλοι επενδύουν,» <https://energypress.gr/news/geothermia-o-megalos-apon-tis-klimatikis-allagis-tisymvainei-stin-ellada-kai-poiioi-omiloi>
- 125 EY, «Renewable Energy Country Attractiveness Index- 59th edition,» https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_gl/topics/power-andutilities/ey-recai-59-edition-full-report-may-2022.pdf.
- 126 IENE, «Επιανασχεδίαση της Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και Αποσύνδεση των Τιμών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου,» Μάρτιος 2023 <https://www.iene.gr/articlefiles/eidiki%20ekthesi%20agoras%20ilektrismou.pdf>
- 127 Σιούφας και Συνεργάτες, «Το νέο θεσμικό πλαίσιο για τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα,» <https://www.sioufaslaw.gr/to-neo-thesmiko-plaisio-gia-tayperaktia-aiolika-parka/>
- 128 ΕΔΕΥΕΠ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ: Διεύρυνση του σκοπού της ΕΔΕΥ: Έργα Αποθήκευσης Διοξειδίου του Άνθρακα,» 4 Μάιος 2022. https://www.greekhydrocarbons.gr/news_gr/PR_REL_040522.pdf
- 129 ΕΔΕΥΕΠ, «ΕΤΗΣΙΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ 2021,» Αύγουστος 2022 https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/financialStatements/AnnualReport_2021.pdf
- 130 IENE, «SEE OUTLOOK 2021/2022,» 2022 <https://www.iene.gr/page.asp?pid=1350&lng=1>
- 131 IENE, «SE Europe Energy Outlook 2021/2022,» <https://www.iene.eu/en/congress/47/iene-study-see-energy-outlook-2021-2022>
- 132 ΔΕΣΦΑ, «Το σχέδιο European Hydrogen Backbone επεκτείνεται στα 40.000 χλμ., καλύπτοντας 11 νέες χώρες,» 2021 <https://www.desfa.gr/presscenter/press-releases/to-sxedio-european-hydrogen-backbone-epekteinetai-sta-40-000-xlm-kalyptontas-11-nees-xwres>
- 133 ΕΔΕΥΕΠ, «Υπόγεια Γεωλογική Αποθήκευση CO2 και Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα,» Ιούνιος 2020 https://www.greekhydrocarbons.gr/news_files/Technical_report_CCS_June_2020.pdf.
- 134 Παπαθανασίου Σ., ««Ανάγκες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας του ΕΔΣ σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα», Παρουσίαση ΕΠΙΣΕΥ/ΕΜΠ σε Διαδικτυακή Ημερίδα της ΡΑΕ για την Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας,» 2020.
- 135 IENE, «“Electricity Storage and Grid Management for Maximum RES Penetration”,» 2022. <https://www.iene.eu/en/congress/49/iene-workshop-electricitystorage-and-grid-management-for-maximum-res-penetration> .
- 136 IENE, « «Η Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου», Μελέτη IENE (M45),» 2019. <https://www.iene.gr/articlefiles/meleth%20final%20.pdf>
- 137 Κ. Ν. Σταμπολής, Πετρέλαιο, η Μοιραία Εξάρτηση, Εκδόσεις Αίολος, 2019.
- 138 ΔΕΣΦΑ, «Εκθεση Λειτουργίας του ΕΣΦΑ για το έτος 2020,» <https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DDRA/analitiki-ektesi-gia-ti-leitourgia-tou-esfa-giatio-etos-2020.pdf>
- 139 ΔΕΣΦΑ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ: Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το α' ενιάμηνο του 2021,» <https://www.desfa.gr/press-center/pressreleases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-eniamhno-toy-2021>
- 140 ΔΕΣΦΑ, «Επικυρωμένες Ημερήσιες Παραδόσεις/Παραλαβές Φ.Α.,» <https://www.desfa.gr/regulated-services/transmission/pliforisimetaforaspage/historical-data/deliveries-offtakes>
- 141 ΡΑΕ, «Προμήθεια,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/promitheia-3/>.
- 142 IEA, «Share of renewables, low-carbon sources and fossil fuels in power generation, Greece 1990-2020,» <https://www.iea.org/regions/europe>
- 143 Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, «Δελτίο Τύπου - Επιτυχής έναρξη λειτουργίας του Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου,» https://www.enexgroup.gr/documents/20126/649569/Successful+launch_GR.pdf/4

- 144 Gastrade, «Σήμα εκκίνησης για το FSRU Αλεξανδρούπολης από τους Πρωθυπουργούς Ελλάδας και Βουλγαρίας.» 2022. http://www.gastrade.gr/%CE%B7-%CE%B5%CF%84%CE%B1%CE%B9%CF%81%CE%B5%CE%B9%CE%B1/%CE%BD%CE%AD%CE%B1-a%CE%BD%CE%B1%CE%BA%CE%BF%CE%B9%CE%BD%CF%8E%CF%83%CE%B5%CE%B9%CF%82/kick_off_for_the_alexandroupolis_fsr-gr.aspx
- 145 Eurostat, «Gas prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards),»2022. <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do>
- 146 FLEET NEWS, «Οι πωλήσεις των BEV και PHEV στην Ελλάδα.» <https://fleetnews.gr/oi-poliseis-ton-bev-kai-phev-stin-ellada/>
- 147 IENE, 2022.Energypress, «Πως διαμορφώνονται τα μερίδια στην λιανική του φυσικού αερίου ανά κατηγορία πελατών για το 2021 - Διατηρείται η κινητικότητα πελατών,»
- 148 <https://energypress.gr/news/pos-diamorfonontai-ta-meridia-stin-lianiki-toyfysikoy-aerioy-ana-kategoria-pelaton-gia-2021>
- 149 IOBE, «Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση – 3ο Τρίμηνο 2022,» http://iobe.gr/docs/economy/ECO_Q3_2022_REP_GR.pdf
- 150 IEA, «Electricity Market Reprot - July 2022 Update,» <https://iea.blob.core.windows.net/assets/660c2410-218c-4145-9348-c782e185dcdf/ElectricityMarketReport-July2022.pdf>
- 151 OECD, «OECD Economic Outlook, Interim Report - September 2022,» <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/ae8c39ecen/index.html?itemId=/content/publication/ae8c39ec-en>

Παραρτήματα

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

Σχέσεις μεταξύ ενεργειακών μεγεθών στο ισοζύγιο της ενέργειας					
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_MAPPE_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_EHGAPH_E	Autoproducer heat only
				TI_EHG_EDHP	Electrically driven heat pumps
				TI_EHG_EB	Electric boilers

Σχέσεις μεταξύ ενεργειακών μεγεθών στο ισοζύγιο της ενέργειας

			+	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
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_RO	Refinery output
			+	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

Σχέσεις μεταξύ ενεργειακών μεγεθών στο ισοζύγιο της ενέργειας

			+	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	FC_NE	=	+	TI_NRG_FC_IND_NE	Non-energy use industry/transformation/energy
			+	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 sector
			+	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
			+	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

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

1.Ισοζύγιο Ενέργειας της Ελλάδας για το 2021, κτοε (προσωρινά στοιχεία)

Ktoe	2021 preliminary	Total	Solid fossil fuels	Oil and petroleum products	Natural gas	Renewables and biofuels	Hydro	Tide, wave, ocean	Wind	Solar photovoltaic	Solar thermal	Geothermal
+ Primary production		5,193.0	1,439.1	39.4	4.1	3,682.5	507.6	0.0	901.4	451.5	303.9	4.3
+ Recovered & recycled products		13.7	0.0	13.7	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Imports		38,757.8	164.2	32,315.7	5,429.8	196.2	2	2	2	2	0.0	0.0
- Exports		21,542.1	0.0	21,146.2	13.4	47.5	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Change in stock		899.0	107.6	756.4	28.2	6.9	2	2	2	2	2	2
- Gross available energy		29,321.4	1,710.9	11,999.1	5,448.7	3,838.0	507.6	0.0	901.4	451.5	303.9	4.3
- International maritime bunkers		1,810.8	0.0	1,810.8	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2
- Gross inland consumption		21,510.6	1,710.9	10,188.3	5,448.7	3,838.0	507.6	0.0	901.4	451.5	303.9	4.3
- International aviation		696.5	2	696.3	2	0.0	2	2	2	2	2	2
- Total energy supply		20,814.1	1,710.9	9,491.9	5,448.7	3,838.0	507.6	0.0	901.4	451.5	303.9	4.3
Gross inland consumption (Europe 2020-2030)		21,070.9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Primary energy consumption (Europe 2020-2030)		20,334.2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Fossil energy consumption (Europe 2020-2030)		16,146.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Transformation input		42,806.8	1,328.1	35,285.0	3,728.8	2,208.8	507.6	0.0	901.4	451.5	0.0	0.0
+ Electricity & heat generation		8,572.1	1,528.1	1,122.5	3,728.8	1,977.8	507.6	0.0	901.4	451.5	0.0	0.0
+ Main activity producer electricity only		6,886.9	686.8	948.5	3,406.1	1,879.5	507.6	0.0	901.4	451.5	0.0	0.0
+ Main activity producer CHP		910.2	872.4	0.0	0.0	57.8	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Main activity producer heat only		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Autoproducer electricity only		7.7	0.0	0.5	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer CHP		560.2	0.0	176.3	322.7	53.3	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Autoproducer heat only		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Electrically driven heat pumps		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Electric boilers		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Electricity for pumped storage		7.1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Derived heat for electricity production		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Coke ovens		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Blast furnaces		0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Gas works		0.4	0.0	0.4	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Refineries & petrochemical industry		34,139.9	2	34,199.9	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Refinery intake		30,729.7	2	30,729.7	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Backflows from petrochemical industry		0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Products transferred		2,117.4	2	2,117.4	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Interproduct transfers		1,312.7	2	1,312.7	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Direct use		0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Petrochemical industry intake		0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Patent fuel plants		0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ BtB & PtB plants		0.0	0.0	2	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Coal liquefaction plants		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ For blended natural gas		0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Liquid biofuels blended		270.2	2	2	2	270.2	2	2	2	2	2	2
+ Charcoal production plants		1.8	2	2	2	1.8	2	2	2	2	2	2
+ Gas-to-liquids plants		0.0	2	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2
+ Not elsewhere specified		0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
Transformation output		39,258.1	0.0	34,261.3	0.0	245.1	2	2	2	2	2	2
+ Electricity & heat generation		4,751.7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Main activity producer electricity only		4,200.8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Main activity producer CHP		296.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Main activity producer heat only		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Autoproducer electricity only		3.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Autoproducer CHP		244.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Autoproducer heat only		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Electrically driven heat pumps		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Electric boilers		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Pumped hydro		5.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Other sources		0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Coke ovens		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Blast furnaces		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Gas works		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Refineries & petrochemical industry		34,261.3	2	34,261.3	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Refinery output		30,796.1	2	30,796.1	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Backflows		0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Products transferred		2,154.1	2	2,154.1	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Interproduct transfers		1,311.0	2	1,311.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Primary product receipts		0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Petrochemical industry returns		0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Patent fuel plants		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ BtB & PtB plants		0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Coal liquefaction plants		0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Blended in natural gas		0.0	2	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2
+ Liquid biofuels blended		244.7	2	2	2	244.7	2	2	2	2	2	2
+ Charcoal production plants		0.4	2	2	2	0.4	2	2	2	2	2	2
+ Gas-to-liquids plants		0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2
+ Not elsewhere specified		0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2	2	2

Primary solid biofuels	Charcoal	Biogas	Renewable municipal	Pure biogasoline	Blended biogasoline	Pure biodiesels	Blended biodiesels	Pure biojet kerosen	Blended biojet kerosene	Other liquid biofuels	Ambient heat (heat)	Non-renewable waste	Industrial waste	Non-renewable	Electricity	Fossil energy	Bioenergy
786.9	2	127.2	0.0	13.9	2	146.1	2	0.0	2	0.0	439.6	7.9	7.9	0.0	2	1,510.3	1,074.1
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	13.7	0.0
33.4	39.2	0.0	0.0	83.2	0.8	39.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	651.8	38,297.2	202.1
4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	20.0	14.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	355.1	21,358.7	50.6
0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	-0.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	892.2	6.9
815.6	39.2	127.2	0.0	102.2	-8.6	168.0	-14.0	0.0	0.0	0.0	439.6	7.9	7.9	0.0	316.8	19,354.8	1,232.6
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	1,810.8	0.0
815.6	39.2	127.2	0.0	102.2	-8.6	168.0	-14.0	0.0	0.0	0.0	439.6	7.9	7.9	0.0	316.8	17,544.0	1,232.6
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	696.5	0.0
815.6	39.2	127.2	0.0	102.2	-8.6	168.0	-14.0	0.0	0.0	0.0	439.6	7.9	7.9	0.0	316.8	16,847.6	1,232.6
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
27.0	0.0	92.1	0.0	102.2	0.0	168.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	7.9	0.0	7.1	80,352.1	588.4
25.2	0.0	92.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	7.9	0.0	7.1	8,591.6	117.4
9.8	2	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	5,007.4	19.0
0.0	2	57.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	872.4	37.8
0.0	2	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	2	0.0	0.0
0.0	2	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.5	7.2
15.4	2	37.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	7.9	7.9	0.0	2	506.9	53.3
0.0	2	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	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	7.1	4.2	0.1
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.1	0.0
2	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.4	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	24,130.9	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	30,729.7	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2,117.4	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	1,312.7	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
0.0	0.0	2	0.0	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	102.2	2	168.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	0.0	270.2
1.8	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	0.0	1.8
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.2	0.0
0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	284.9	1,676.6	4.9
0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	142.7	99.9	3.6
0.0	0.0	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	25.5	15.1	0.2
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	77.0	1,523.0	0.7
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	99.7	24.4	0.4
0.0	0.0	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	482.5	325.8	4.4
788.7	39.6	32.9	0.0	0.0	68.1	0.0	153.9	0.0	0.0	0.0	439.6	0.0	0.0	0.0	4,246.9	11,406.7	1,121.9
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	736.8	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	710.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	5.6	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	81.8	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	682.7	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	13.3	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	9.4	0.0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

1.Ισοζύγιο Ενέργειας της Ελλάδας για το 2021, κτοε (προσωρινά στοιχεία)

Final energy consumption	14,953.9	184.0	7,559.0	1,177.3	1,764.6	2	2	2	2	303.0	4.3
Industry sector	2,565.7	179.3	700.4	507.4	132.0	2	2	2	2	1.7	0.1
+ Iron & steel	145.6	0.0	11.8	37.0	0.1	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Chemical & petrochemical	98.5	0.0	25.9	30.4	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Non-ferrous metals	613.1	0.0	7.2	281.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Non-metallic minerals	639.5	132.6	348.1	36.8	17.9	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Transport equipment	5.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Machinery	89.5	0.0	27.0	9.2	0.5	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Mining & quarrying	104.3	46.7	36.8	0.3	0.6	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Food, beverages & tobacco	462.5	0.0	153.6	66.2	84.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Paper, pulp & printing	71.3	0.0	15.7	15.6	3.1	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Wood & wood products	34.0	0.0	1.9	0.3	22.3	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Construction	115.8	0.0	55.1	8.1	1.7	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Textile & leather	46.3	0.0	6.1	19.3	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Not elsewhere specified (industry)	139.7	0.0	10.1	3.3	1.9	2	2	2	2	1.7	0.1
Transport sector	3,566.2	0.0	3,380.6	21.0	148.7	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Rail	15.1	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Road	4,830.4	2	4,690.3	21.0	148.3	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Domestic aviation	151.4	2	151.4	2	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Domestic navigation	568.5	0.0	568.1	2	0.4	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Pipeline transport	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	2
+ Not elsewhere specified (transport)	0.8	0.0	0.8	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
Other sectors	6,811.9	4.6	1,478.0	648.8	1,483.8	2	2	2	2	302.2	4.2
+ Commercial & public services	2,045.5	0.0	99.3	142.7	380.5	2	2	2	2	11.1	2.4
+ Households	4,244.1	3.2	1,106.8	499.3	1,075.4	2	2	2	2	291.2	0.0
+ Agriculture & forestry	298.0	0.6	43.0	4.4	27.1	2	2	2	2	0.0	1.8
+ Fishing	12.0	0.0	10.7	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Not elsewhere specified (other)	222.4	0.8	218.2	2.4	1.0	2	2	2	2	0.0	0.0
Statistical differences	-730.2	-1.2	-819.8	10.5	66.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ktoe	Total	Solid fossil	Oil and	Natural	Renewables	Hydro	Tide	Wind	Solar	Solar	Geother
Gross electricity production	4,704.7	457.2	401.8	1,933.6	1,908.4	512.6	0.0	901.4	451.5	0.0	0.0
+ Main activity producer electricity only	4,205.8	209.2	359.3	1,766.5	1,870.8	512.6	0.0	901.4	451.5	0.0	0.0
+ Main activity producer CHP	258.5	248.1	0.0	0.0	10.4	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Autoproducer electricity only	3.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer CHP	237.4	0.0	41.5	167.1	24.2	2	2	2	2	0.0	0.0
Gross heat production	47.1	46.0	0.0	7.1	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Main activity producer CHP	46.0	46.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Main activity producer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Autoproducer CHP	7.1	0.0	0.0	7.1	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0
+ Autoproducer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	0.0	0.0

Πηγή: Eurostat

788.7	39.6	34.5	0.0	0.0	0.0	0.0	155.9	0.0	0.0	0.0	439.6	0.0	0.0	0.0	4,235.3	11,472.1	1,055.3
104.4	0.0	21.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,046.5	2,009.2	139.8
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	96.7	106.2	1.0
0.0	0.0	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	42.1	81.4	0.4
0.0	0.0	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	325.0	481.5	3.0
17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	104.2	379.4	18.8
0.0	0.0	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	4.3	3.8	0.1
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	52.8	67.6	1.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	19.9	95.6	0.8
61.7	0.0	21.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	158.6	314.2	55.4
3.0	0.0	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	37.0	53.2	3.4
22.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	9.5	7.9	22.4
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	50.9	93.5	2.1
0.0	0.0	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	20.9	37.8	0.2
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	124.4	87.3	1.3
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	148.7	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	16.0	5,411.1	148.8
0.0	0.0	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	15.1	9.0	0.1
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	148.3	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.9	4,681.8	148.3
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	151.4	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	568.1	0.4
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	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	0.0	0.8	0.0
684.3	39.6	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	439.6	0.0	0.0	0.0	3,170.9	4,051.9	766.7
13.4	0.0	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	340.8	0.0	0.0	0.0	1,423.0	1,087.8	39.2
645.7	39.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	98.9	0.0	0.0	0.0	1,525.6	2,550.7	699.2
25.2	0.0	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	223.0	180.5	27.3
0.0	0.0	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	1.3	11.5	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	221.4	1.0
0.0	0.0	-1.6	0.0	0.0	68.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	2	2
Primary	Charcoal	Biogase	Renewabl	Pure	Blended	Pure	Blended	Pure bio	Blended	Other	Ambien	Non-	Industri	Non-	Electricity	Fossil	Bioenergy
3.6	2	39.3	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	2	3.6	3.6	0.0	2	2,796.3	42.9
1.4	2	4.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	2,335.0	5.4
0.0	2	10.4	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	248.1	10.4
0.0	2	3.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	3.0
2.2	2	22.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	2	3.6	3.6	0.0	2	213.2	24.2
0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.1	0.0
0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0
0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	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	2	0.0	2	2	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0
0.0	2	0.0	0.0	0.0	2	0.0	2	2	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

2.Ισοζύγιο Ενέργειας της Ελλάδας για το 2010, κτοε

ktoe 2010		Total	Solid fossil fuels	Oil and petroleum products	Natural gas	Renewable s and hydro	Tide wave ocean	Wind	Solar photovoltaic	Solar thermal	Geothermal	Primary solid biofuels	
+	Primary production	9489.7	7,915.4	104.8	7.6	2,033.8	642.7	0.0	233.4	13.6	241.4	16.0	724.5
+	Recovered & recycled products	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Imports	31,130.6	400.7	26,612.9	3,230.7	166.9	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	130.0
-	Exports	9,633.7	0.0	9,591.9	0.0	0.1	2.2	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.1
±	Change in stock	263.0	146.9	119.9	-0.8	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.0
=	Gross available energy	31,066.5	7,863.0	17,346.7	3,234.5	2,190.6	642.7	0.0	233.4	13.6	241.4	16.0	824.9
-	International maritime bunkers	2,710.1	0.0	2,710.1	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
=	Gross inland consumption	28,346.5	7,863.0	14,536.7	3,234.5	2,190.6	642.7	0.0	233.4	13.6	241.4	16.0	824.9
-	International aviation	682.0	2.2	682.0	2.1	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
=	Total energy supply	27,664.5	7,863.0	13,853.7	3,234.5	2,190.6	642.7	0.0	233.4	13.6	241.4	16.0	824.9
-	Gross inland consumption (Europe 2020-2030)	28,346.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
-	Primary energy consumption (Europe 2020-2030)	27,238.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
-	Final energy consumption (Europe 2020-2030)	19,056.8	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Transformation input		35,283.6	7,866.8	24,394.7	2,968.5	1,066.7	642.7	0.0	233.4	13.6	0.0	0.0	1.9
+	Electricity & heat generation	12,083.4	7,566.5	1,484.3	2,360.5	936.9	642.7	0.0	233.4	13.6	0.0	0.0	0.0
+	Main activity producer electricity only	9,544.3	5,488.2	1,228.6	1,997.3	930.1	642.7	0.0	233.4	13.6	0.0	0.0	0.0
+	Main activity producer CHP	2,364.6	2,078.3	16.3	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
+	Main activity producer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
+	Autoproducer electricity only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
+	Autoproducer CHP	441.4	0.0	239.8	163.2	6.8	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
+	Autoproducer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
+	Electrically driven heat pumps	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Electric boilers	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Electricity for pumped storage	3.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Derived heat for electricity production	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Coke ovens	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Blaze furnaces	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Gas works	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Refineries & petrochemical industry	23,070.4	2.2	20,070.4	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Refinery intake	21,889.0	2.2	21,889.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Backflows from petrochemical industry	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Products transferred	750.5	2.2	750.5	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Interproduct transfers	430.9	2.2	430.9	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Direct use	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Petrochemical industry intake	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Pulver fuel plants	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	BKB & PB plants	0.0	0.0	2.2	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.0
+	Coal liquefaction plants	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	For blended natural gas	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Liquid biofuels blended	127.9	2.2	2.2	2.2	127.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Charcoal production plants	1.9	2.2	2.2	2.2	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	1.9
+	Gas-to-liquids plants	0.0	2.2	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Not elsewhere specified	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Transformation output		28,769.4	0.0	24,991.8	0.0	128.8	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Electricity & heat generation	6,822.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Main activity producer electricity only	3,993.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Main activity producer CHP	768.7	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Main activity producer heat only	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Autoproducer electricity only	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Autoproducer CHP	214.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Autoproducer heat only	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Electrically driven heat pumps	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Electric boilers	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Pumped hydro	2.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Other sources	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Coke ovens	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Blaze furnaces	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Gas works	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Refineries & petrochemical industry	23,651.6	2.2	23,651.6	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Refinery output	22,494.1	2.2	22,494.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Backflows	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Products transferred	766.6	2.2	766.6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Interproduct transfers	430.9	2.2	430.9	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Primary product returns	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Petrochemical industry returns	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Pulver fuel plants	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	BKB & PB plants	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Coal liquefaction plants	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Blended in natural gas	0.0	2.2	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Liquid biofuels blended	124.6	2.2	2.2	2.2	124.6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Charcoal production plants	0.7	2.2	2.2	2.2	0.7	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.7
+	Gas-to-liquids plants	0.0	2.2	2.2	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
+	Not elsewhere specified	0.0	0.0	0.0	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

Charcoal	Renewable				Pur biogas	Biodiesel	Pur biogas	Biodiesel	Pur biogas	Biodiesel	Other liquid	Ambient heat (heat pumps)	Non-renewable waste	Industrial waste (non-renewable)	Non-renewable municipal waste	Electricity	Fossil energy	Bioenergy
	Biogas	municipal waste	biogas	biogas														
2	483	0.0	0.0	2	127.9	2	0.0	2	0.0	2	0.0	32.0	32.0	0.0	2	7,459.9	886.7	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0	0.0	0.0
41.5	0.0	0.0	0.0	0.0	154	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	732.3	30,841.9	159.3	
0.0	0.0	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	241.7	9,769.2	0.9	
0.0	0.0	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	2	263.0	0.0	
41.5	483	0.0	0.0	0.0	127.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	0.0	486.6	28,775.6	1,045.2	
2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2,710.1	0.0
41.5	483	0.0	0.0	0.0	127.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	0.0	486.6	26,965.5	1,045.2	
2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	682.0	0.0
41.5	483	0.0	0.0	0.0	127.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	0.0	486.6	25,383.6	1,045.2	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
0.0	47.3	0.0	0.0	0.0	127.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	0.0	3.1	34,216.3	177.1	
0.0	47.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	0.0	0	11,145.9	47.3	
2	40.5	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	2	6,614.2	40.5	
2	0.0	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	2	2,094.6	0.0	
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	
2	0.0	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	2	0.0	0.0	
2	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	32.0	32.0	0.0	2	434.6	6.8	
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3.1	2.9	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
0.0	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20,070.4	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	21,889.1	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	750.5	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	430.9	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
0.0	2	0.0	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	0.0	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	0.0	127.9	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	1.9	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	0.0	0.0	
0.7	0.0	2	2	0.0	2	104.6	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	4,936.3	27,729.1	141.7
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4,925.3	4,071.3	16.3
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3,999.4	3,259.6	13.2
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	720.4	634.2	2.4
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	216.3	174.9	0.7
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2.1	1.6	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	0.0	2	0.0	2	0.0	2	2	2	2	2	2	10,601.6	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22,484.1	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	786.8	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	430.9	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
0.7	0.0	2	2	0.0	2	104.6	2	0.0	2	2	2	2	2	2	2	0.0	104.6	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0.0	0.0	0.0

2.Ισοζύγιο Ενέργειας της Ελλάδας για το 2010, κτοε

Energy sector	1,633.4	0.0	1,984.2	16.5	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Own use in electricity & heat generation	368.7	0.0	23.4	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Coal mines	82.4	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Oil & natural gas extraction plants	22.0	Z	0.0	15.5	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Patent fuel plants	0.0	0.0	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Coke ovens	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ BKB & PE plants	0.0	0.0	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Gas works	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Blast furnaces	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Petroleum refineries (oil refineries)	1,160.0	0.0	1,260.8	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Nuclear industry	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Coal liquefaction plants	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Liquefaction & regasification plants (LNG)	0.0	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Gasification plants for bio gas	0.0	Z	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Gas-to-liquids (GTL) plants	0.0	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Charcoal production plants	0.0	Z	Z	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Not elsewhere specified (energy)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
Distribution losses	342.7	0.0	0.0	17.5	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
Available for final consumption	19,164.2	296.0	11,896.6	1,137.9	1,246.3	0.0	0.0	0.0	0.0	241.4	16.0	823.0
Final non-energy consumption	1,199.2	0.0	754.3	353.9	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use industry/transformation/energy	1,073.1	0.0	719.2	383.9	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use in transformation sector	0.0	Z	0.0	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use in energy sector	0.0	Z	0.0	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use in industry sector	1,073.1	Z	719.2	383.9	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use in transport sector	33.1	0.0	33.1	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Non-energy use in other sectors	2.0	0.0	2.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Final energy consumption	15,373.5	301.0	11,427.6	781.6	1,246.3	Z	Z	Z	Z	241.4	16.0	823.0
+ Industry sector	3,472.9	296.2	1,386.4	370.9	245.8	Z	Z	Z	Z	1.2	0.0	244.8
+ Iron & steel	177.1	0.0	3.9	61.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Chemical & petrochemical	194.3	0.0	104.2	44.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Non-ferrous metals	764.9	122.1	114.5	63.9	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Non-metallic minerals	968.9	170.9	589.1	60.2	1.5	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	1.5
+ Transport equipment	25.8	0.0	16.3	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Machinery	16.8	0.0	3.8	3.1	3.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Mining & quarrying	58.4	0.0	45.9	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Food, beverages & tobacco	580.5	0.0	95.8	81.8	217.6	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	216.9
+ Paper, pulp & printing	121.5	0.0	35.2	31.1	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Wood & wood products	48.2	0.0	1.9	0.9	26.3	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	26.3
+ Construction	128.0	0.0	108.2	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Textile & leather	88.9	0.0	21.2	16.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Not elsewhere specified (industry)	296.7	0.1	176.3	11.6	1.3	Z	Z	Z	Z	1.2	0.0	0.0
+ Transport sector	7,476.9	0.0	7,022.1	14.5	124.6	Z	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0
+ Rail	24.0	0.0	20.4	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0
+ Road	6,498.1	Z	6,347.4	14.1	184.6	Z	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0
+ Domestic aviation	237.2	Z	237.2	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Domestic navigation	717.1	0.0	717.1	Z	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0
+ Pipeline transport	0.3	Z	0.0	0.3	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+ Not elsewhere specified (transport)	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0
+ Other sectors	7,424.1	3.4	2,767.1	393.6	877.9	Z	Z	Z	Z	240.1	16.0	579.2
+ Commercial & public services	1,957.4	0.0	254.6	138.9	16.2	Z	Z	Z	Z	8.9	5.9	0.0
+ Household	4,666.5	3.4	1,966.4	254.6	836.9	Z	Z	Z	Z	231.2	0.2	569.3
+ Agriculture & forestry	798.4	0.0	546.2	0.0	23.1	Z	Z	Z	Z	0.0	8.2	14.9
+ Fishing	1.8	0.0	0.0	0.0	1.8	Z	Z	Z	Z	0.0	1.8	0.0
+ Not elsewhere specified (other)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
Statistical difference	-317.8	-5.0	-316.3	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Use	Total	Solid fossil	Oil and	Natural gas	Renewable	Hydro	Tide wave	Wind	Solar	Solar	Geothermal	Primary solid
+ Gross electricity production	4,935.9	2,648.1	523.6	845.2	908.0	644.7	0.0	233.4	13.6	0.0	0.0	0.0
+ Main activity producer electricity only	4,001.3	1,932.9	450.0	712.9	905.5	644.7	0.0	233.4	13.6	0.0	0.0	0.0
+ Main activity producer CHP	720.4	715.2	5.2	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer electricity only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer CHP	214.3	0.0	68.4	132.3	2.5	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Gross heat production	46.4	45.5	0.9	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Main activity producer CHP	46.4	45.5	0.9	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Main activity producer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer CHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0
+ Autoproducer heat only	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Z	Z	Z	Z	0.0	0.0	0.0

Πηγή: Eurostat

2. Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο της Ελλάδας, 2020-2030

ktoe	2020	2022	2025	2027	2030
Πρωτογενής Παραγωγή Ενέργειας	5799	5468	6031	6696	7021
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2180	1140	960	940	1
Πετρελαϊκά Προϊόντα	281	332	408	459	536
Φ. Αέριο	21	28	48	48	64
ΑΠΕ	3317	3969	4615	5249	6420
Καθαρές Εισαγωγές	19985	19272	18440	17740	17406
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	158	161	137	140	152
Πετρελαϊκά Προϊόντα	13774	13292	12742	12403	11612
Φ. Αέριο	5230	5074	4784	4426	4800
Ηλεκτρισμός	533	444	425	409	394
Βιοενέργεια	290	301	351	362	448
Ποντοπόρος Ναυτιλία	1931	2003	2111	2162	2237
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση	23853	22737	22360	22274	22190
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2339	1301	1097	1080	153
Πετρελαϊκά Προϊόντα	12124	11620	11039	10701	9912
Φ. Αέριο	5250	5101	4832	4474	4864
Ηλεκτρισμός	533	444	425	409	394
ΑΠΕ	3608	4270	4966	5611	6868
Κατανάλωση Καυσίμων στην Ηλεκτροπαραγωγή	6605	5066	4331	4055	3671
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2178	1139	959	938	0
Πετρελαϊκά Προϊόντα (συμπ. Διυλιστήρια)	746	534	431	360	140
Φ. Αέριο	3608	3309	2816	2375	2666
Βιοενέργεια	72	85	125	164	322
Θερμότητα Γεωθερμίας	0	0	0	217	542
Καθαρή Κατανάλωση Διυλιστηρίων	236	235	232	229	226
Κατανάλωση Διυλιστηρίων	31696	31540	31072	30760	30291
Παραγωγή Διυλιστηρίων	31460	31305	30840	30530	30065
Κατανάλωση Ενεργειακού Κλάδου	1602	1593	1583	1578	1574
Πετρελαϊκά Προϊόντα	1443	1435	1414	1400	1379
Ηλεκτρισμός	100	94	100	101	103
Βιοενέργεια	59	63	69	78	92
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή από Θερμικούς Σταθμούς	3018	2610	2295	2054	1835
Λιγνίτης	698	447	390	390	0
Πετρελαϊκά Προϊόντα (συμπ. Διυλιστήρια)	309	234	190	163	71
Φ. Αέριο	1974	1883	1648	1395	1574
Βιομάζα - Βιοαέριο	37	46	66	84	135
Γεωθερμία	0	0	0	22	54
Απώλειες Δικτύου και Ιδιοκατανάλωση Ηλεκτρισμού	498	458	433	420	419
Μη Ενεργειακές Χρήσεις	765	765	765	765	765
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	17336	17357	17406	17357	17384
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Χωρίς Θερμότητα Περιβάλλοντος	16926	16789	16714	16590	16508
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Χωρίς Διεθνείς Αερομεταφορές	16291	16286	16297	16230	16232
ανά τομέα					
Βιομηχανία	3011	2984	2943	2928	2879
Οικιακός	4691	4556	4480	4430	4465
Τριτογενής	2177	2239	2331	2376	2451
Μεταφορές	6997	7108	7163	7121	7066
Αγροτικός	459	471	487	502	523
ανά τομέα (Χωρίς Θερμότητα Περιβάλλοντος)					
Βιομηχανία	3011	2984	2943	2928	2879
Οικιακός	4572	4321	4211	4133	4130
Τριτογενής	1887	1907	1909	1907	1910
Μεταφορές	6997	7108	7163	7121	7066
Αγροτικός	459	471	487	502	523
ανά καύσιμο					
Στερεά Καύσιμα	160	162	139	141	153
Πετρελαϊκά Καύσιμα	9287	9004	8551	8299	7750
Φ. Αέριο	1244	1386	1597	1672	1759
Ηλεκτρισμός	4612	4571	4680	4712	4852
Τηλεθέρμανση	43	43	41	40	39
ΑΠΕ (Άμεση Χρήση)	1580	1622	1705	1725	1955
Θερμότητα Περιβάλλοντος	410	568	692	766	876

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

3. Ηλεκτρική Ενέργεια στην Ελλάδα

1. Ζήτηση (MWh), 2021 - 2022

2021										
ΜΗΝΑΣ	Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΙΣΤΗ	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΙΑΝ	3.327,40	410,06	367,95	28,31	23,48	13,43	114,37		4.425,08	4.075,02
ΦΕΒ	2.888,72	461,75	518,36	26,62	25,56	6,38	102,67		4.031,16	3.589,41
ΜΑΡ	2.966,64	658,62	543,54	30,16	23,10	0,49	98,08		4.218,83	3.659,01
ΑΠΡ	2.529,44	590,44	542,25	27,29	21,61	1,89	88,62		3.801,84	3.211,20
ΜΑΙ	2.966,90	600,78	572,30	23,55	23,06	10,47	89,14		3.786,29	3.085,51
ΙΟΥΝ	2.909,49	641,23	562,92	23,29	21,00	0,57	90,09		4.200,47	3.619,29
ΙΟΥΛ	4.111,94	716,56	586,72	20,38	14,63	1,10	141,81	43,03	5.641,22	4.924,66
ΑΥΓ	3.878,86	689,50	517,25	21,11	13,43	3,81	130,87	64,62	5.370,31	4.630,64
ΣΕΠ	2.700,29	607,05	576,18	22,45	23,61	4,39	122,42	65,25	4.112,11	3.520,06
ΟΚΤ	2.670,10	611,00	600,79	22,04	19,92	10,19	129,10	50,07	3.800,90	3.499,09
ΝΟΒ	2.912,07	402,21	579,80	22,02	19,43	7,92	121,51	13,01	4.050,57	3.676,26
ΔΕΚ	3.434,16	483,61	572,13	28,51	17,65	14,66	137,47	15,23	4.791,41	4.217,81
	30.039,90	6.741,49	6.740,73	295,51	246,49	82,81	1.382,44	201,87	52.410,92	49.069,03

2022										
ΜΗΝΑΣ	Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΙΣΤΗ	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΙΑΝ	3.522,91	544,04	597,00	26,37	17,63	8,70	135,59	30,71	4.881,14	4.337,10
ΦΕΒ	2.931,62	532,00	520,81	23,27	19,55	13,97	113,46	22,43	4.176,51	3.643,91
ΜΑΡ	3.217,68	670,82	593,67	27,03	16,13	12,17	132,89	21,88	4.691,75	4.021,23
ΑΠΡ	2.167,97	798,85	580,26	23,30	16,07	28,70	97,44	38,49	3.687,66	3.030,34
ΜΑΙ	2.264,01	831,88	677,75	23,28	23,58	18,46	93,17	68,73	3.900,86	3.080,38
ΙΟΥΝ	2.739,80	812,17	548,12	21,37	19,85	18,83	112,87	58,24	4.326,88	3.518,80
ΙΟΥΛ	3.332,68	904,07	564,93	22,30	14,21	13,21	144,30	19,79	5.007,74	4.401,73
ΑΥΓ										
ΣΕΠ										
ΟΚΤ										
ΝΟΒ										
ΔΕΚ										
	20.166,76	5.064,06	3.952,33	167,55	136,26	109,82	829,62	258,27	30.684,66	25.620,59

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

2. Εξέλιξη Μείγματος Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh)

2021										
ΜΗΝΑΣ	ΑΙΓΙΟΠΗΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟ Φ. ΑΕΡΙΟ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟ ΑΛΛΑ ΚΑΥΣΙΜΑ	ΑΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ (ΑΙΟ)	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ (ΑΙΟ)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟ ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΙΑΝ	582,28	1.832,00	749,33	1,54	1.198,58	410,08	0,00	2.862,38	4.154,54	4.584,80
ΦΕΒ	517,47	850,84	864,26	1,12	894,19	461,75	0,00	2.242,79	3.137,80	3.589,73
ΜΑΡ	644,07	1.341,46	275,24	1,18	858,81	556,62	0,00	2.261,95	3.126,76	3.677,30
ΑΠΡ	471,78	1.074,38	271,81	1,53	176,22	560,44	0,00	2.285,31	3.002,83	3.010,97
ΜΑΙ	583,37	1.225,89	327,66	1,57	713,41	650,79	0,00	1.915,45	2.824,59	3.107,87
ΙΟΥΝ	253,90	1.947,38	390,87	1,88	400,32	641,23	0,00	2.570,84	2.970,75	3.611,80
ΙΟΥΛ	458,78	2.408,90	499,77	1,81	838,71	716,96	0,00	3.367,24	4.172,56	4.380,51
ΑΥΓ	622,30	2.354,44	458,00	1,69	711,88	839,35	0,00	3.337,25	4.048,31	4.734,30
ΣΕΠ	507,92	1.861,02	240,46	2,13	019,11	597,05	0,00	2.581,47	3.410,30	4.007,05
ΟΚΤ	581,53	1.897,87	253,76	3,08	1.065,13	511,80	0,00	2.534,94	3.562,80	4.064,49
ΝΟΒ	290,69	1.818,20	233,62	2,13	931,95	402,21	0,02	2.300,45	3.396,32	3.730,50
ΔΕΚ	470,92	1.887,55	814,27	2,25	1.225,63	483,61	2,25	3.174,80	4.402,74	4.506,35
	5.340,79	20.873,30	5.294,02	20,28	10.451,13	6.741,49	6,15	31.526,39	41.985,67	48.727,15

2022										
ΜΗΝΑΣ	ΑΙΓΙΟΠΗΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟ Φ. ΑΕΡΙΟ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟ ΑΛΛΑ ΚΑΥΣΙΜΑ	ΑΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ (ΑΙΟ)	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ (ΑΙΟ)	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΙΑΝ	310,60	1.546,01	882,87	2,20	936,03	544,04	2,31	2.760,20	3.795,21	4.304,36
ΦΕΒ	412,88	1.485,14	706,77	2,05	874,82	637,85	1,47	2.703,55	2.879,89	3.317,49
ΜΑΡ	471,61	2.079,20	327,88	2,05	1.016,52	670,82	1,20	3.081,89	4.099,39	4.709,36
ΑΠΡ	178,19	807,70	298,32	1,90	607,06	789,85	2,02	1.251,67	2.137,84	2.840,40
ΜΑΙ	222,43	1.184,08	312,37	2,21	687,77	831,88	0,38	1.721,39	2.409,54	2.241,41
ΙΟΥΝ	405,10	1.827,53	378,16	2,34	881,03	812,17	0,43	2.477,75	3.388,48	4.170,86
ΙΟΥΛ	739,39	2.248,06	447,85	2,42	1.171,80	936,81	1,11	3.439,20	4.672,54	5.010,24
ΑΥΓ										
ΣΕΠ										
ΟΚΤ										
ΝΟΒ										
ΔΕΚ										
	2.990,71	11.008,00	2.398,78	19,79	6.320,79	5.084,00	9,00	16.817,28	28.647,07	28.411,13

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

3. Παραγωγή Καταμεμημένων Μονάδων στο Σύστημα της Ελλάδας, 2022

ΜΟΝΑΔΑ	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΚΑΥΣΙΜΟ/ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (GWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ(%)
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Β	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	274,00	44,90	22,03%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Γ	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	283,00	115,70	54,95%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Δ	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	283,00	145,44	69,07%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ε	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	342,00	148,51	58,37%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΣΤ	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	274,00	51,21	25,12%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Γ	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	255,00	0,00	0,00%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Δ	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	256,00	137,31	72,09%
ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	ΔΕΗ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	289,00	96,31	44,79%
ΥΗΣ ΑΓΡΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	50,00	1,57	4,22%
ΥΗΣ ΑΣΠΙΝΑΡΩΝ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	108,00	23,86	29,69%
ΥΗΣ ΒΕΣΣΑΙΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	19,00	1,04	7,36%
ΥΗΣ ΦΗΛΑΥΡΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	384,00	46,46	16,26%
ΥΗΣ ΙΑΡΙΩΝΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	153,00	12,48	10,96%
ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	320,00	45,58	19,14%
ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	437,20	69,32	21,31%
ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	70,00	9,65	18,53%
ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	129,90	56,66	61,73%
ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΠΟΪ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	210,00	13,95	8,83%
ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΦΥΤΗΣ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	116,00	21,93	25,41%
ΥΗΣ ΠΟΔΥΦΥΤΟΥ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	375,00	77,39	27,74%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	300,00	12,37	5,54%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	33,60	1,29	5,17%
ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ Ι	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	150,00	13,96	12,51%
ΥΗΣ ΣΦΗΝΙΑΣ	ΔΕΗ	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	315,00	37,35	15,94%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΣΡΙΔΕΤΡΩΜΑΔΕ	49,25	0,19	0,53%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΣΡΙΔΕΤΡΩΜΑΔΕ	49,25	0,22	0,59%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	ΗΡΩΝ	Φ.Α. ΑΣΡΙΔΕΤΡΩΜΑΔΕ	49,25	0,18	0,49%
ELPEDISON 01H	ELPEDISON	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	410,00	144,72	47,44%
KORINTHOS POWER	KORINTHOS POWER	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	433,46	228,20	71,07%
PROTERGIA_CC	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	432,70	235,32	74,34%
ΑΗΣ ΑΛΜΕΡΙΟΥ Σ	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	417,00	249,30	80,35%
ΑΗΣ ΒΟΜΟΥΣΙΝΗΣ Ι	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	476,30	227,98	64,34%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΟΥ Δ	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	550,20	188,16	45,97%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΟΥ Ε	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	377,66	211,27	75,19%
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	334,00	140,67	56,61%
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	ELPEDISON	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	400,18	212,26	71,29%
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	422,14	230,39	73,35%
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ V	ΔΕΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	811,00	274,20	45,44%
ΣΥΝΟΛΟ			10.639,11	1.533,30	44,66%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

4. Ανάλυση Προμήθειας Εκπροσώπων Φορτίου, 2022

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	2022-01	2022-02	2022-03	2022-04	2022-05	2022-06	2022-07	ΣΥΝΟΛΟ
ΔΕΗ	3.022,3	2.584,2	2.908,7	2.258,9	2.366,8	2.607,1	3.076,3	18.824,4
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	322,8	282,0	316,4	255,3	275,6	317,0	352,1	2.121,3
ΗΡΩΝ	298,6	267,4	293,2	237,1	254,0	289,3	324,6	1.964,2
ELPEDISON	276,7	233,8	266,6	234,9	236,4	257,2	295,3	1.800,9
NRG	200,8	171,5	194,1	150,2	163,3	188,7	214,5	1.283,2
WATT AND VOLT	117,0	93,8	101,9	72,7	73,8	86,8	108,5	654,5
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	98,5	83,1	91,3	73,2	79,2	91,1	100,2	616,6
VOLTERRA	87,1	83,3	90,8	74,9	81,6	91,0	93,0	601,6
ZENIO	92,8	75,7	85,8	62,1	63,2	74,7	95,6	549,9
VOLTON	73,8	59,3	68,1	49,6	49,2	55,4	67,3	422,8
ΔΕΗ_ΓΚΥ	41,2	33,3	37,3	26,1	25,7	29,4	34,7	227,8
KEN	33,8	29,2	36,1	29,7	29,5	31,2	37,9	227,4
ΕΛΤΑ	12,7	10,8	11,2	8,0	8,1	10,1	11,8	72,8
ΕΛΙΝΟΙΑ	9,5	8,8	9,3	8,0	8,4	8,7	9,0	61,8
BIENER	8,5	8,5	8,6	6,8	7,7	8,8	7,5	56,4
EUNICE TRAD	3,7	3,3	3,9	3,2	3,8	4,6	4,8	27,3
OTE	2,6	2,2	2,4	2,0	2,0	1,2	1,8	14,1
ΛΙΓ. ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ	2,9	2,2	2,3	2,7	3,3	0,4		13,8
ΛΙΓ. ΜΕΛΙΤΗ	1,9	2,1	2,6	3,0	3,0	0,3		12,9
SOLAR ENERGY	1,1	1,0	1,3	1,0	1,1	1,2	1,6	8,3
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ_ΓΚΥ	1,3	1,1	1,2	0,9	0,8	1,0	1,9	8,3
ΗΡΩΝ_ΓΚΥ	1,2	1,0	1,1	0,8	0,8	0,9	1,5	7,4
ELPEDISON_ΓΚΥ	1,1	0,9	1,0	0,7	0,7	0,8	1,9	7,0
NRG_ΓΚΥ	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	1,1	3,2
ΜΑΡΚΟΥ	0,6	0,7	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	2,7
KORINTHOS POWER	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	0,2	0,1	2,2
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	0,5	0,3	0,0	0,6	0,3	0,2	0,1	2,0
ΒΙΟΛΑΡ	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1
GREEN	0,3	0,2	0,2					0,7
ΠΤΚ	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2
ΣΥΝΟΛΟ	4.714,8	4.040,6	4.537,2	3.563,8	3.739,0	4.158,0	4.843,4	29.596,8

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

5. Μερίδιο Εκπροσώπων Φορτίου ανά Επίπεδο Τάσης

ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	ΥΤ(GWh)	ΥΤ(%)	ΜΤ(GWh)	ΜΤ(%)	ΧΤ(GWh)	ΧΤ(%)	ΣΥΝΟΛΟ(GWh)	ΣΥΝΟΛΟ(%)
ΔΕΗ	526,20	87,02%	409,17	41,18%	2.140,89	65,98%	3.076,25	63,51%
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	0,54	0,09%	151,93	15,29%	199,61	6,15%	352,08	7,27%
ΗΡΩΝ	3,94	0,65%	133,31	13,42%	187,33	5,77%	324,59	6,70%
ELPEDISON	73,59	12,17%	70,87	7,13%	150,83	4,65%	295,29	6,10%
NRG	0,09	0,02%	83,05	8,36%	131,39	4,05%	214,54	4,43%
WATT AND VOLT	0,00	0,00%	9,30	0,94%	99,22	3,06%	108,52	2,24%
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	0,00	0,00%	38,66	3,89%	61,50	1,90%	100,16	2,07%
ΣΕΠΙΘ	0,00	0,00%	4,70	0,47%	90,90	2,80%	95,60	1,97%
VOLTERRA	0,15	0,02%	62,00	6,24%	30,82	0,95%	92,97	1,92%
VOLTON	0,00	0,00%	5,44	0,55%	61,91	1,91%	67,35	1,39%
ΚΕΗ	0,00	0,00%	3,37	0,34%	34,54	1,06%	37,91	0,78%
ΔΕΗ_ΠΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	34,75	1,07%	34,75	0,72%
ΕΛΤΑ	0,00	0,00%	4,71	0,47%	7,11	0,22%	11,82	0,24%
ΕΛΙΝΟΙΑ	0,00	0,00%	6,04	0,61%	2,99	0,09%	9,03	0,19%
ΒΙΕΝΕΡ	0,00	0,00%	7,53	0,76%	0,01	0,00%	7,54	0,16%
EUNICE TRAD	0,01	0,00%	2,27	0,23%	2,55	0,08%	4,82	0,10%
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ_ΠΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,94	0,06%	1,94	0,04%
ELPEDISON_ΠΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,86	0,06%	1,86	0,04%
ΟΤΕ	0,00	0,00%	0,55	0,06%	1,26	0,04%	1,81	0,04%
SOLAR ENERGY	0,00	0,00%	0,68	0,07%	0,94	0,03%	1,62	0,03%
ΗΡΩΝ_ΠΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,54	0,05%	1,54	0,03%
NRG_ΠΚΥ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	1,08	0,03%	1,08	0,02%
ΗΡΩΝ II ΦΩΤΙΩΤΙΑΣ	0,09	0,01%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,09	0,00%
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	0,08	0,01%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,08	0,00%
ΒΙΟΛΑΡ	0,00	0,00%	0,06	0,01%	0,01	0,00%	0,07	0,00%
ΜΑΡΚΟΥ	0,00	0,00%	0,06	0,01%	0,00	0,00%	0,06	0,00%
ΤΤΚ	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,02	0,00%	0,02	0,00%
ΣΥΝΟΛΟ	604,68	100,00%	993,69	100,00%	3.245,00	100,00%	4.843,37	100,00%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV

Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2022-2031

A. Ηλεκτροπαραγωγή

Φυσικού αερίου (CCPs)

€400 εκατ. (για μονάδες ισχύος 800 MW)

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 μηχανή φυσικού αερίου: €600.000 - €1.200.000/MWe, με τυπικό κόστος €755.000/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
€800.000/MW
- (ii) Μπαταρίες (Σύστημα 4-hr lithium-ion)
€1.269.600/MW

Γ. Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας¹

i) Εναέριες γραμμές

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής κυκλώματος (χλμ.), βάσει συνολικού κόστους περιουσιακών στοιχείων, εξαιρουμένων των εξόδων χρηματοδότησης:

- a. 380-400 kV, διπλού κυκλώματος: €700.000
- b. 380-400 kV, απλού κυκλώματος: €500.000
- c. 150 kV, διπλού κυκλώματος: €250.000
- d. 150 kV, απλού κυκλώματος: €180.000

(ii) Υπόγεια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.)

- a. 380-400 kV, διπλού κυκλώματος: €5.600.000
- b. 150 kV, διπλού κυκλώματος: €1.800.000
- c. 150 kV, απλού κυκλώματος: €900.000

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): €1.700.000
- b. DC καλώδια (250-500 kV): €900.000

⁶⁵ 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 ²

i) Αιολικά
Χερσαία: €1,0-€1,1 εκατ./εγκατεστημένο MW
Υπεράκτια: €2,0 εκατ./εγκατεστημένο MW (για τα πρώτα 1,5 GW) και €3,7-€4,0 εκατ./εγκατεστημένο MW (για τα υπόλοιπα 1,2 GW)
(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
- πάρκο: €650.000/εγκατεστημένο MW
- στέγες: €700.000/εγκατεστημένο MW (για 400-500 kW)
(iv) Βιομάζα
€2,2 – 3,0 εκατ./εγκατεστημένο MW
(v) Υδροηλεκτρικά
(α) Μεγάλα υδροηλεκτρικά
€2,0 εκατ./εγκατεστημένο MW (χωρίς απαλλοτριώσεις)
(β) Μικρά υδροηλεκτρικά (μέχρι 15 MW)
€2,5 εκατ./εγκατεστημένο MW
(vi) Γεωθερμία (υψηλής ενθαλπίας)
€4,0 – 4,5 εκατ./εγκατεστημένο MW
(vii) Πράσινο υδρογόνο
(α) Αλκαλικοί ηλεκτρολύτες (AEL)
€460.000-€920.000/MW
(β) Ηλεκτρόλυση τύπου PEM (Polymer Electrolyte Membrane ή Proton Exchange Membrane)
€644.000-€1.564.000/MW
(viii) Βιοαέριο
€0,665/kWh (για 110.000 τόνους εισερχόμενης βιομάζας)
€0,570/kWh (για 320.000 τόνους εισερχόμενης βιομάζας)
€0,530/kWh (για 500.000 τόνους εισερχόμενης βιομάζας)

Ε. Φυσικό αέριο

Εύρος τιμών μονάδας των επενδύσεων:

Κατηγορία παγίου εξοπλισμού	ευρώ/m	Τεμάχιο	Περιγραφή
Χαλύβδινα δίκτυα Μέσης Πίεσης	230 έως 370		Εξαρτάται από τη διάμετρο σωλήνα και πλήθος εξαρτημάτων
Δίκτυα Χαμηλής Πίεσης PE	73 έως 100		Εξαρτάται από τη διάμετρο σωλήνα και πλήθος εξαρτημάτων
Παροχτευτικοί αγωγοί	1.049 έως 1.610		Εξαρτάται από το περιεχόμενο που κάθε Διαχειριστής αποδίδει στον όρο παροχής
Μετρητές αστικοί		178 έως 360	Εξαρτάται από την κατηγορία και το μέγεθος των μετρητών
Σταθμοί Τοιμέως 19/4		50.000 έως 73.329	Εξαρτάται από τον μηχανολογικό και ηλεκτρονικό εξοπλισμό που περιλαμβάνει
Εγκατάσταση CNG		344.000 έως 795.000	Εξαρτάται από το περιεχόμενο που κάθε Διαχειριστής περιλαμβάνει στον σταθμό
Εγκατάσταση LNG		Σοβαρές αποκλίσεις	Εξαρτάται από το περιεχόμενο που κάθε Διαχειριστής περιλαμβάνει στον σταθμό

ΣΤ. Εκτιμώμενο CAPEX για έρευνες υδρογονανθράκων

(i) Χερσαίες βαθιές γεωτρήσεις (Onshore deep drilling)
€35 - €40 εκατ. ανά γεώτρηση για βάθη μέχρι 3.000 μ.
€60 εκατ. ανά γεώτρηση για βάθη μεταξύ 3.000 μ. και 6.000 μ.
(ii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (ρηχά νερά)
€30 εκατ. ανά γεώτρηση
(iii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (βαθιά νερά)
€50 - €100 εκατ. ανά γεώτρηση, για βάθη μέχρι 2.000 μ.
€150 - €200 εκατ. ανά γεώτρηση για εξαιρετικά βαθιά νερά (πάνω από 3.000 μ.)
(iv) Οριζόντια διάτρηση (Horizontal drilling)
€25 εκατ. ανά γεώτρηση

² Οι παραδοχές βασίζονται στην υπόθεση ότι οι επενδύσεις των ΑΠΕ υλοποιούνται γραμμικά μέσα στο χρόνο, ικανοποιώντας τους επιμέρους μεσοπρόθεσμους στόχους του ΕΣΕΚ.



Κωστής Ν. Σταμπολής

Αρχιτέκτων - Ενεργειολόγος, Εκτελεστικός Διευθυντής IENE

Ο Κωστής Σταμπολής είναι ο Εκτελεστικός Διευθυντής και ο τρέχον Πρόεδρος του Ινστιτούτου Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE) του οποίου είναι ιδρυτικό μέλος. Υπήρξε εκδότης και διευθυντής του περιοδικού «Ενέργεια» (1994-2002), ενώ από το 2001 μέχρι σήμερα διευθύνει τον εξειδικευμένο διαδικτυακό χώρο www.energia.gr. Από το 2018 είναι μέλος του Εθνικού Συμβουλίου για την Ενέργεια και τα Κλίμα (ΕΣΕΚ). Είναι ο εισηγητής και συντονιστής της εισαγωγής στο ΧΑ του χρηματιστηριακού δείκτη FTSE/ASE 20 (σήμερα FTSE/ASE 25) η οποία έγινε τον Ιούνιο του 1997, όταν ο Κ.Ν. Σταμπολής εκπροσώπησε σε Ελλάδα-Κύπρο το Financial Times Group (1988-2008). Το βιβλίο του με τίτλο «Πετρέλαιο, η Μοιραία Εξάρτηση» κυκλοφορεί από τις Εκδόσεις «Αίολος» (2019). Τον Μάρτιο του 2022 το IENE εξέδωσε τη Μεγάλη μελέτη αναφοράς (1250 σελίδες) το SE Europe Energy Outlook 2021/2022 με Editor τον Κ. Ν. Σταμπολή. Έχει διδάξει ως επισκέπτης καθηγητής σε Πανεπιστήμια και εκπαιδευτικούς οργανισμούς σε Ελλάδα, ΗΠΑ, Ευρώπη και Ασία. Έχει διατελέσει σύμβουλος σε διεθνείς οργανισμούς, μεγάλες εταιρείες και κυβερνήσεις πάνω σε θέματα ενεργειακών υποδομών, αγορών και ενεργειακής πολιτικής, ενώ έχει ασχοληθεί ιδιαίτερα με θέματα καινοτομίας και εφαρμογών ΑΠΕ. Κατέχει δίπλωμα Αρχιτεκτονικής από το Royal Institute of British Architects (RIBA) και από το Architectural Association του Λονδίνου (AADip) και Masters σε “Strategy and Innovation” από το Said Business School, University of Oxford.



Ειρήνη Τερζίδου

Χημικός – Μηχανικός, Επιστημονική Συνεργάτης IENE

Η Ειρήνη Τερζίδου εντάχθηκε στο δυναμικό του IENE το 2021. Είναι απόφοιτος του τμήματος Χημικών Μηχανικών του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης και είναι κάτοχος μεταπτυχιακού τίτλου (MSc) στην Τεχνολογία Περιβάλλοντος από το Πανεπιστήμιο του Μάντσεστερ Ινστιτούτο Επιστήμης και Τεχνολογίας (UMIST), καθώς και μεταπτυχιακό στη Διοίκηση Επιχειρήσεων (MBA) από το Ευρωπαϊκό Πανεπιστήμιο Κύπρου. Η Ειρήνη έχει ισχυρό υπόβαθρο που σχετίζεται με τον τομέα του περιβάλλοντος και της ενέργειας. Το 2013 προσλήφθηκε από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) για να συμμετάσχει στη διαδικασία αδειοδότησης έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) (έκδοση άδειας παραγωγής /εγκατάστασης /λειτουργίας) για το Τμήμα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής. Ήταν επίσης υπεύθυνη για την παροχή πληροφοριών στους επενδυτές σχετικά με το θεσμικό, νομοθετικό, φορολογικό και χρηματοδοτικό πλαίσιο που ήταν απαραίτητο για τις διαδικασίες αδειοδότησης επενδύσεων ΑΠΕ. Επιπλέον, η Ειρήνη Τερζίδου έχει εργαστεί στον τομέα των συστημάτων διαχείρισης και ειδικότερα στο σχεδιασμό και την εφαρμογή συστημάτων διαχείρισης ποιότητας και περιβαλλοντικής διαχείρισης (ISO 9001 /ISO 14001) σε διάφορες εταιρείες. Η Ειρήνη επίσης έχει εκπονήσει κλαδικές μελέτες στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, της διαχείρισης αποβλήτων και της ανακύκλωσης.



Δημήτριος Μεζαρτάσογλου

Οικονομολόγος, Επιστημονικός Συνεργάτης IENE

Ο Δημήτριος Μεζαρτάσογλου ξεκίνησε τη συνεργασία του με το IENE το 2015 ως Επιστημονικός Συνεργάτης. Έχει σπουδάσει οικονομικά, ενώ είναι κάτοχος δύο μεταπτυχιακών, για τη Παγκόσμια Διαχείριση Ενέργειας από το Πανεπιστήμιο Strathclyde και Χρηματοοικονομικά και Τραπεζικά από το Πανεπιστήμιο Exeter. Κατά τη θητεία του στο IENE ο Δημήτρης έχει συμβάλει σε πολλά ερευνητικά έργα και μεγάλες μελέτες, περιλαμβανομένων της «South East Europe Energy Outlook 2016-2017» και το «South East Europe Energy Outlook 2021-2022» των Ετησίων Εκθέσεων για την Ενέργεια στην Ελλάδα το 2019, το 2020 και το 2023, και της μελέτης «Προοπτικές για την εδραίωση Κόμβων Εμπορίας Φυσικού Αερίου στη ΝΑ Ευρώπη». Επίσης έχει συμβάλει ως βοηθός έκδοσης στα δελτία του Ινστιτούτου «Market Fundamentals and Prices» και «Monthly Analysis».



Κώστας Θεοφύλακτος
Μηχανολόγος – Μηχανικός, Γεν. Γραμματέας IENE

Ο Κώστας Θεοφύλακτος έχει σπουδάσει Μηχανολόγος Μηχανικός στις ΗΠΑ, κατέχοντας πτυχίο και μεταπτυχιακό δίπλωμα από το Πανεπιστήμιο Evansville, Indiana. Έχει εμπειρία 33 ετών στον τομέα ενέργειας και στη μελέτη, τον σχεδιασμό και την επίβλεψη συστημάτων ενεργειακής αποδοτικότητας για όλα τα είδη κτιρίων και τη βιομηχανία. Οι βασικοί τομείς ενδιαφέροντός του περιλαμβάνουν την Ενεργειακή Πολιτική, την Ενεργειακή Αποδοτικότητα, τις ΑΠΕ και τη Συμπααραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας. Σήμερα είναι Πρόεδρος του Ελληνικού Συνδέσμου Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΕΣΣΗΘ). Έχει υπηρετήσει ως Πρόεδρος και Γενικός Διευθυντής του Κέντρου

Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) και έχει εκτενή εμπειρία σε επιδοτούμενα από την ΕΕ και την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης ενεργειακά έργα στη ΝΑ Ευρώπη, την Ασία και τη Ρωσία. Ο Κ. Θεοφύλακτος είναι εταίρος του IENE, Γεν. Γραμματέας του Ινστιτούτου και Πρόεδρος της Επιστημονικής Επιτροπής Ενέργειας του IENE. Συμμετέχει ενεργά στο ερευνητικό και μελετητικό έργο του Ινστιτούτου ως Ανώτερος Ερευνητής.



Γιάννης Γρηγορίου
Μηχανικός Μεταλλείων – Γεωφυσικός, Εταίρος IENE

Ο Γιάννης Γρηγορίου, Αντιπρόεδρος Continental Europe Energy Council (CEEC) και εταίρος του IENE. Μηχανικός Μεταλλείων (ΕΜΠ) και Γεωφυσικός ((MSc Applied Geophysics, University of Leeds) με 42 έτη εμπειρία στην πετρελαϊκή βιομηχανία. Η επαγγελματική του καριέρα ξεκίνησε στη ΔΕΠ Α.Ε. το 1979 ως γεωφυσικός και εξελίχθηκε επιστημονικά στην έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων. Από το 1998 εργάστηκε στην ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ, όπου συμμετείχε στην ανάπτυξη του Ομίλου στην ΝΑ Ευρώπη και Β. Αφρική. Παράλληλα το διάστημα 1997 – 2003 διετέλεσε σύμβουλος της Επιτροπής της Ε.Ε. σε θέματα ενεργειακής στρατηγικής. Έχοντας αναλάβει ως Γεν.

Διευθυντής και Διευθύνων Σύμβουλος την διοίκηση της ΕΛΠΕ Upstream (2012 – 2020) εστίασε στην ανάπτυξη του τομέα Έρευνας και Παραγωγής Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, όπου η ΕΛΠΕ δημιούργησε ένα πολλά υποσχόμενο χαρτοφυλάκιο 10 περιοχών στη Δ. Ελλάδα, ως Operator και ως εταίρος διεθνών κοινοπρακτικών σχημάτων (με Total, ExxonMobil, Repsol, Edison and Energean) και στο ΤΕΕ. Είναι εκλεγμένος αντιπρόεδρος του Διοικητικού Συμβουλίου του Continental Europe Energy Council (CEEC), στο οποίο είναι μέλη 76 πετρελαϊκές εταιρείες που δραστηριοποιούνται σε έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων στην περιοχή και είναι εταίρος στο IENE και μέλος στο AIPN και ΤΕΕ.



Ευγενία Τζαννίνη
Δικηγόρος, Εταίρος IENE

Η Ευγενία Τζαννίνη, Επίκουρη Καθηγήτρια στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, είναι επίσης Δικηγόρος Παρ' Αρείω Πάγω και μέλος του ΔΣΑ από το 1991 και από το 2018 εταίρος του IENE. Επιπλέον, είναι μέλος της Association des Juristes de Droit Public Compare (Paris) από το 1990, καθώς και του Chartered Institute of Arbitrators (London). Είναι απόφοιτος της Νομικής Σχολής Αθηνών, ολοκλήρωσε ευδοκίμως την Άσκηση ενώπιον του Συμβουλίου Επικρατείας (1990) και μετεκπαιδεύτηκε στο Paris I – Pantheon Sorbonne στο Συγκριτικό Δημόσιο Δίκαιο των Ευρωπαϊκών Χωρών. Έχει πιστοποιηθεί στην Διαμεσολάβηση από το Chartered Institute of Arbitrators και από το

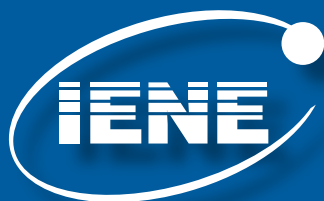
Harvard Negotiation Institute. Από το 2021 είναι Καθηγήτρια γ' βαθμίδας στον Τομέα Ανθρωπιστικών Κοινωνικών Επιστημών και Δικαίου του ΕΜΠ, διδάσκοντας «Τεχνικό Δίκαιο» και θέματα σχετικά με το Δίκαιο Ενέργειας, στις σχολές Μηχανολόγων Μηχανικών, Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, Σχολή Εφαρμοσμένων Μαθηματικών και Φυσικών Επιστημών, Χημικών Μηχανικών, Αγρονόμων και Τοπογράφων Μηχανικών, Μηχανικών Μεταλλείων και Μεταλλουργών και Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών. Παράλληλα, είναι εγγεγραμμένη στον κατάλογο των διαπιστευμένων διαμεσολαβητών του Υπουργείου Δικαιοσύνης, της Ρυθμιστής Αρχής Ενέργειας καθώς και στον κατάλογο του Εμπορικού και Βιομηχανικού Επιμελητηρίου Αθηνών.



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