

ECONOMY & MARKETS

The Eurobank Research Bulletin

Πυλώνας Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης: Πρόοδος και προκλήσεις για την ενεργειακή ασφάλεια, την ενεργειακή ισότητα και την περιβαλλοντική βιωσιμότητα

Περίληψη Μελέτης

Ο κλάδος της ενέργειας είχε ανέκαθεν κεντρική σημασία για την ανάπτυξη, καθώς το προϊόν του αποτελεί εισροή σε όλες τις παραγωγικές διαδικασίες και βασικό αγαθό για τα νοικοκυριά. Η σημασία του ενισχύθηκε περαιτέρω στο πλαίσιο των διεθνών προσπαθειών για την αποτροπή της κλιματικής αλλαγής και την αντιμετώπιση των επιπτώσεών της. Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal) αποτελεί τον οδικό χάρτη της ΕΕ προκειμένου να καταστεί μέσο-μακροπρόθεσμα η ευρωπαϊκή οικονομία βιώσιμη, επιτυγχάνοντας μια δίκαιη και χωρίς αποκλεισμούς μετάβαση. Σε αυτό το πλαίσιο, αυξάνεται η σημασία του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, τον οποίον η Eurobank ανέδειξε μεταξύ των κλάδων με τις καλύτερες προοπτικές ανάπτυξης και συμβολής στην αναδιαμόρφωση του αναπτυξιακού προτύπου της χώρας.

Η άμεση συμβολή του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στο ΑΕΠ στην Ελλάδα, αυξάνεται σχεδόν συνεχώς από το 2008, όταν ήταν στο 1,04%, φτάνοντας το 3,57% το 2020. Ως αποτέλεσμα, το μερίδιο της προστιθέμενης αξίας της Ελλάδας στο σύνολο του πυλώνα στην ΕΕ αυξήθηκε, από 1,4% το 2011 σε 1,9% το 2020, γεγονός που πιστοποιεί την απόδοση των πραγματοποιημένων μεταρρυθμίσεων, τη δυναμική του πυλώνα εγχωρίως, αλλά και την ανθεκτικότητά του παρά τις δυσμενείς συνθήκες στην περίοδο οικονομικής προσαρμογής 2010-2018. Σημαντική είναι η συμβολή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης και στο δημοσιονομικό ισοζύγιο, καθώς τα συνολικά φορολογικά έσοδα από το ΦΠΑ και τον ΕΦΚ σε ενεργειακά προϊόντα κυμάνθηκαν μεταξύ 3,13%-3,53% του ΑΕΠ στα έτη 2017-2022. Η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα χαρακτηρίζεται από υψηλό βαθμό εξάρτησης από εισαγωγές, λόγω εισαγωγής του μεγαλύτερου τμήματος της πρωτογενούς κατανάλωσης φυσικού αερίου και πετρελαίου και του αυξανόμενου ρόλου του αερίου στην παραγωγή ενέργειας, σε συνδυασμό με τη σταδιακή μείωση της χρήσης λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, που εξορύσσεται εγχωρίως.

Ο πυλώνας Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης βρίσκεται προ σημαντικών προκλήσεων. Προκειμένου να ανταπεξέλθει σε αυτές με τα καλύτερα αποτελέσματα, απαιτούνται μεταρρυθμίσεις και άλλες παρεμβάσεις πολιτικής. Τέτοια μέτρα, σε συνδυασμό με χρηματοδοτικά προγράμματα περιλαμβάνονται σε ένα πλέγμα εθνικών στρατηγικών (Ελλάδα 2.0, ΕΣΠΑ 2021-2027 κ.ά.), με προεξάρχον το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα. Οι κυριότεροι στόχοι στους οποίους εστιάζουν οι στρατηγικές είναι: α) Ταχύρρυθμη ανάπτυξη ΑΠΕ - απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, β) Αναβαθμίσεις δικτύου ηλεκτρισμού και διανομής φυσικού αερίου, γ) Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας κτιρίων κ.ά., δ) Ανάπτυξη συνθετικών, «πράσινων» καυσίμων (RFNBOs), ε) Ενίσχυση δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας και στ) Εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών.

Contributing Authors:

Μιχαήλ Βασιλειάδης
Ερευνητής Οικονομολόγος
mvassileiadis@eurobank.gr

Δρ. Δημήτριος Εξαδάκτυλος
Οικονομικός Αναλυτής
v-dexadaktylos@eurobank.gr

Σιμεώνη-Ελένη Σούρσου
Junior Οικονομική Αναλύτρια
ssoursou@eurobank.gr

Ειδικές ευχαριστίες στο Δρ. Τάσο Αναστασάτο, Eurobank Group Chief Economist, για τα χρήσιμα σχόλια και παρατηρήσεις του

Σε ό,τι αφορά την περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ, θα πρέπει να διερευνηθούν εντονότερα οι δυνατότητες αξιοποίησης και άλλων πηγών, όπως η γεωθερμία, η κυματική ενέργεια, οι μικρές ανεμογεννήτριες. Η αναμενόμενη διεύρυνση χρήσης μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας «πράσινης» ενέργειας από επιχειρήσεις (PPAs), χάρη και στις μεταρρυθμίσεις που προτάθηκαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Μάρτιο του 2023, θα συμβάλει στην προώθηση των ΑΠΕ και την προστασία της βιομηχανίας από διακυμάνσεις στις τιμές ενέργειας. Η αναθεώρηση του Ευρωπαϊκού Προσωρινού Πλαισίου Κρατικών Ενισχύσεων (TCTF), επίσης τον Μάρτιο του 2023, διαμορφώνει νέες δυνατότητες που πρέπει να αξιοποιηθούν για τη μεγαλύτερη στήριξη του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης και της βιομηχανίας.

Κατόπιν του πολέμου στην Ουκρανία, η ανάγκη για ενεργειακή ασφάλεια στην ΕΕ είναι οξυμένη. Η στρατηγική γεωγραφική θέση της Ελλάδας ευνοεί την εξέλιξή της σε κόμβο (hub) για τη διαμετακόμιση ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην Κεντρική Ευρώπη μέσω Ανατολικής Μεσογείου και Βαλκανίων. Οι επενδύσεις σε μονάδες αεριοποίησης – φύλαξης υδροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) εγχωρίως είναι συναφείς με τη διεύρυνση του εφοδιασμού της ΕΕ με ΥΦΑ στο πλαίσιο του RePowerEU και θα αξιοποιηθούν νέους αγωγούς και δυνατότητες διασυνδεσιμότητας. Η διεύρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τις πλέον σύγχρονες, καθαρές τεχνολογίες οι οποίες χρησιμοποιούν μη ανανεώσιμα καύσιμα, όπως η Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), π.χ. σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου με τουρμπίνες (CCGTs), με καύσιμο το φυσικό αέριο, επίσης μπορεί να συμβάλει στην ενεργειακή θωράκιση και εξοικονόμηση που επιδιώκει το RePowerEU.

Η εμβάθυνση της εφαρμογής του Target Model στην Ελλάδα, πέρα από τη μεγαλύτερη ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας εγχωρίως, μπορεί να συμβάλει μέσω των διασυνδέσεων με άλλες αγορές-χώρες (market coupling) στην αύξηση της διαθέσιμης ρευστότητας, τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στη μεγαλύτερη δυνατότητα εξισορρόπησης των θέσεων τους εγγύτερα στον πραγματικό χρόνο, περιορίζοντας τις ανάγκες σε εφεδρείες και το κόστος που αυτές συνεπάγονται. Προκειμένου να αξιοποιηθούν όλες οι δυνατότητες των υφιστάμενων διασυνδέσεων, είναι αρκετά πιθανό να χρειαστούν επενδύσεις σε ενίσχυση της χωρητικότητας των διασυνοριακών δικτύων. Εν γένει, αν και η αναπροσαρμογή των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού και η μετάβαση σε (πιο) «πράσινες» τεχνολογίες παραγωγής ασκούν πιέσεις στις τιμές βραχυπρόθεσμα, ωστόσο μέσο-μακροπρόθεσμα, όταν θα έχει ολοκληρωθεί και θα αρχίσει να αποδίδει ένα σημαντικό τμήμα των επενδύσεων σε «πράσινες» τεχνολογίες οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας θα υποχωρήσουν σε σαφώς χαμηλότερα επίπεδα από τα τρέχοντα.

Οι πρόσφατες εθνικές στρατηγικές που αφορούν στην ενέργεια και το κλίμα δεν εστιάζουν στη δυνητική αξιοποίηση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Στο ΕΣΕΚ του 2019 αναφερόταν πως είχαν παραχωρηθεί σε κοινοπραξίες εταιρειών 13 θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές («οικόπεδα»). Η ολοκλήρωση των διερευνητικών διαδικασιών ανά περιοχή απαιτεί ορισμένα χρόνια, χωρίς να είναι βέβαιο πως θα ευοδωθεί. Ωστόσο, δεδομένου ότι οι εθνικές στρατηγικές που αφορούν την ενέργεια έχουν μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, θα πρέπει να περιλαμβάνουν συγκεκριμένες πρόνοιες και για την αξιοποίηση των υδρογονανθράκων.

Οι κλάδοι του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης έχουν μεγαλύτερο μέγεθος επιχείρησης και υψηλότερη ένταση κεφαλαίου σε σχέση με το μέσο όρο της οικονομίας. Από τη μελέτη προέκυψε ότι παράγουν περισσότερο προϊόν και είναι πιο παραγωγικοί από τους υπόλοιπους κλάδους. Για την περίοδο 2023-2030 βρίσκονται εν εξέλιξη ή είναι σαφώς προγραμματισμένα μεγάλα επενδυτικά έργα στον πυλώνα συνολικής αξίας €10,25 δισ. (με ανοδικό δυναμικό επιπλέον σχεδιαζόμενων έργων), χάρη και στις δυνατότητες που έχει δημιουργήσει το Ταμείο Ανάκαμψης. Η μελέτη εκτιμά ότι η υλοποίηση αυτών των επενδύσεων θα αποφέρει σε ονομαστικούς όρους €19,94 δισ. περισσότερη προστιθέμενη αξία στον πυλώνα, δηλαδή 1,9 φορές την αξία των συγκεκριμένων επενδύσεων. Τέλος, ανάλογα με το βαθμό στον οποίο η ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2030 θα υποκαταστήσει εισαγωγές ενεργειακών πόρων, εκτιμήθηκε βελτίωση του Ισοζυγίου Τρεχουσών Συναλλαγών ετησίως μεταξύ €458,5 εκατ. (εναλλακτικό σενάριο) και €542,9 εκατ. (βασικό σενάριο) σε τιμές 2021, που αντιστοιχεί στο 3,7-4,4% του ελλείμματος του ΙΤΣ στο συγκεκριμένο έτος...

1. Εισαγωγή

1.1 Διεθνές περιβάλλον και προκλήσεις για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης

1.2 Τάσεις σε βασικά μεγέθη του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην Ελλάδα και διαρθρωτικά χαρακτηριστικά αυτού

1.3 Εκτιμήσεις για το προϊόν και την παραγωγικότητα της εργασίας του πυλώνα εγχωρίως σε σύγκριση με την ΕΕ και τις άμεσες επιδράσεις των επενδύσεων στην περίοδο 2023-2030

1.4 Σημαντικότερες προκλήσεις πολιτικής και αναγκαία μέτρα για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης μεσοπρόθεσμα την Ελλάδα

2. Εξελίξεις και τάσεις στις διεθνείς αγορές ενεργειακών προϊόντων – Επιδράσεις πολέμου στην Ουκρανία

2.1 Χαρακτηριστικά και τάσεις των αγορών αργού πετρελαίου

2.1.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

2.2 Χαρακτηριστικά και τάσεις των αγορών φυσικού αερίου

2.2.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

2.3 Εκτιμήσεις συνεισφοράς επενδυτικών έργων στο ΑΕΠ και την απασχόληση

2.3.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

3. Ο πυλώνας Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην Ελλάδα: Βασικά μεγέθη, χαρακτηριστικά και τάσεις στις σημαντικότερες αγορές και προκλήσεις πολιτικής

3.1 Τάσεις στα βασικά μεγέθη οικονομικής δραστηριότητας και τα έμμεσα φορολογικά έσοδα

3.2 Διαρθρωτικά χαρακτηριστικά και τάσεις ενεργειακού ισοζυγίου

3.2.1 Ενεργειακό Ισοζύγιο, ενεργειακό μείγμα και βασικοί ενεργειακοί δείκτες

3.3 Επιδράσεις ανοίγματος οικονομίας μετά την πανδημία και πολέμου Ρωσίας-Ουκρανίας στις τιμές και το διεθνές εμπορικό ισοζύγιο ενέργειας της Ελλάδας

3.4 Διάρθρωση και χαρακτηριστικά αγοράς πετρελαιοειδών

3.4.1 Διάρθρωση της αγοράς πετρελαιοειδών και τάσεις στο ισοζύγιο

3.4.2 Διάρθρωση και εξέλιξη των τιμών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα

3.4.3 Μέτρα στήριξης της αγοράς πετρελαιοειδών στην Ελλάδα κατά την ενεργειακή κρίση

3.5 Η Αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

3.5.1 Ανάλυση κύριων μεγεθών & τάσεων της εγχώριας αγοράς

3.5.2 Η απελευθέρωση της αγοράς Φυσικού Αερίου

3.5.3 Η χονδρική αγορά – Η εισαγωγή του Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου

3.5.4 Η διάρθρωση των τιμών φυσικού αερίου στην Ελλάδα

3.6. Διάρθρωση και τάσεις στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.6.1 Τάσεις στα βασικά μεγέθη της παραγωγής και της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

- 3.6.2 Από την απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στη λειτουργία του Target Model
- 3.6.3 Η εφαρμογή του Target Model & οι επικείμενες μεταρρυθμίσεις
- 3.6.4 Η Αγορά ΑΠΕ
 - 3.6.4.1 Το θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ
 - 3.6.4.2 Παρουσίαση βασικών μεγεθών της εγχώριας αγοράς ΑΠΕ
- 3.6.5 Διαμόρφωση τιμών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας
 - 3.6.5.1 Εξελίξεις στις τιμές χονδρικής στην Ελλάδα
 - 3.6.5.2 Εξελίξεις στις τιμές λιανικής στην Ελλάδα
- 3.6.6 Στρατηγικά έργα για τον κλάδο ηλεκτρικής ενέργειας
- 4. Πολιτικές και χρηματοδοτικά προγράμματα για την Ενέργεια-Πράσινη Μετάβαση
 - 4.1. Μεταρρυθμίσεις Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής
 - 4.2 Οι βασικές στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια διαχρονικά
 - 4.3 Οι στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια την τρέχουσα περίοδο
 - 4.3.1 Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal)
 - 4.4 Στρατηγικές και πολιτικές στην Ελλάδα για την ενέργεια την τρέχουσα περίοδο
 - 4.4.1 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα
 - 4.4.2 ΕΣΠΑ 2021-2027
 - 4.4.3 Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ελλάδας (Ελλάδα 2.0)
 - 4.4.4 Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΕΠΑ) 2021-2025
 - 4.4.5 Σύνοψη - συμπεράσματα στρατηγικών και πολιτικών για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης μετάβασης στην Ελλάδα
- 5. Ποσοτικές εκτιμήσεις και προσεγγίσεις επιδράσεων στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης - προβλέψεις για την οικονομική δραστηριότητα
 - 5.1 Σύγκριση προϊόντος και παραγωγικότητας εργασίας με τους υπόλοιπους κλάδους της ελληνικής οικονομίας
 - 5.2 Επίδραση των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής στον πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης
 - 5.3 Προβλέψεις για την επίδραση στην οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης των αναμενόμενων επενδύσεων
 - 5.4 Προσέγγιση επίδρασης μεσοπρόθεσμων μεταβολών στο ενεργειακό μείγμα της κατανάλωσης και την ηλεκτροπαραγωγή με ΑΠΕ στο Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών
- 6. Προκλήσεις και προτεινόμενες πολιτικές για τον Πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης
 - 6.1 Επιδόσεις, στόχοι και πολιτικές για την ενεργειακή ασφάλεια και την περιβαλλοντική βιωσιμότητα στην ΕΕ
 - 6.2 Σημαντικότερες προκλήσεις πολιτικής και αναγκαία μέτρα για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης μεσοπρόθεσμα την Ελλάδα
 - 6.3 Οικονομετρικές εκτιμήσεις για το προϊόν και την παραγωγικότητα της εργασίας του πυλώνα εγχωρίως σε σύγκριση με την ΕΕ και τις άμεσες επιδράσεις (στον πυλώνα) των επενδύσεων την περίοδο 2023-2030

1. Εισαγωγή

1.1 Διεθνές περιβάλλον και προκλήσεις για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης

Με βασική αφετηρία την Πράσινη Βίβλο της Επιτροπής (2006), η Ευρώπη διανύει μια μακρά περίοδο μετασχηματισμού του ενεργειακού της μείγματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, καθώς και τις μετακινήσεις – μεταφορές, με βασικό γνώμονα τη σταδιακή μετατόπιση από τα ορυκτά καύσιμα (λιγνίτη, πετρέλαιο και προϊόντα αυτού) και την πυρηνική θερμότητα, αρχικά στο φυσικό αέριο, και τελικά στις ανανεώσιμες πηγές.

Ο κλάδος της ενέργειας είχε ανέκαθεν κεντρική σημασία για την ανάπτυξη, καθώς το προϊόν του αποτελεί εισροή σε όλες τις παραγωγικές διαδικασίες, με διαφορές μεταξύ τους ως προς την ένταση χρήσης, ενώ αποτελεί βασικό αγαθό για τα νοικοκυριά. Κατά συνέπεια, η ζήτησή του είναι ιδιαίτερα ανελαστική από όλες τις βασικές κατηγορίες καταναλωτών (νοικοκυριά, ιδιωτικές επιχειρήσεις, δημόσιος τομέας). Η σημασία του κλάδου ενισχύθηκε περαιτέρω στο πλαίσιο των διεθνών προσπαθειών για την αποτροπή της κλιματικής αλλαγής και την αντιμετώπιση των συνεπειών της. Στην ΕΕ, η Στρατηγική για την Ενεργειακή Ένωση αποτελεί από το 2015 τη βασική στρατηγική για την ενέργεια. Για την υλοποίησή της, η ΕΕ παρουσίασε τον Δεκέμβριο του 2019 την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal), έναν οδικό χάρτη προκειμένου να καταστεί μέσο-μακροπρόθεσμα η ευρωπαϊκή οικονομία βιώσιμη, εξασφαλίζοντας παράλληλα μια δίκαιη και χωρίς αποκλεισμούς μετάβαση. Έτσι, αναδείχθηκε η σημασία του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης συνολικά, ο οποίος συγκαταλέγεται στους πέντε πυλώνες δραστηριοτήτων στην ελληνική οικονομία οι οποίοι παρουσιάζουν για τη Eurobank τις καλύτερες προοπτικές ανάπτυξης και τις ισχυρότερες δυνατότητες συμβολής στην αναδιαμόρφωση του αναπτυξιακού προτύπου της χώρας στα προσεχή έτη. Αυτές οι στρατηγικές έχουν κινητροδοτήσει μαζικές επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, συστήματα μεταφοράς και αποθήκευσης ενέργειας, λύσεις για την εξοικονόμηση ενέργειας, τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας των μονάδων που χρησιμοποιούν θερμικές πηγές ενέργειας κ.ά.

Η πανδημία COVID-19 προκάλεσε διαταραχές στην παγκόσμια οικονομία, τόσο στην πλευρά της ζήτησης, εξαιτίας των περιοριστικών μέτρων, όσο και στην πλευρά της προσφοράς, στις εφοδιαστικές αλυσίδες. Αυτές οι επιπτώσεις, σε συνδυασμό με τα εκκρεμή διαρθρωτικά ζητήματα ενεργειακής αυτάρκειας, πρωτίστως στην Ευρώπη, αλλά και σε άλλες οικονομικές περιφέρειες, οδήγησαν σε έντονη άνοδο των τιμών βασικών ενεργειακών αγαθών και των παραγόμενων με αυτά προϊόντων (π.χ. ηλεκτρική ενέργεια, καύσιμα) όταν ξεκίνησε η σταδιακή άρση των μέτρων προστασίας το δεύτερο τρίμηνο του 2021. Η εισβολή της Ρωσίας, κύριου προμηθευτή της Ευρώπης σε φυσικό αέριο και δεύτερου μεγαλύτερου παραγωγού και εξαγωγέα αργού πετρελαίου παγκοσμίως, στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022, προκάλεσε την πιο σφοδρή παγκόσμια ενεργειακή κρίση από το εμπόργκο πετρελαίου των χωρών του ΟΠΕΚ το 1973, ενώ από ορισμένους ερευνητές θεωρείται στην πραγματικότητα η πρώτη παγκόσμια ενεργειακή κρίση.

Για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων της πανδημίας η ΕΕ διαμόρφωσε από τα πρώιμα στάδιά της ένα σχέδιο ανάκαμψης, το NextGenerationEU, με προϋπολογισμό €806,9 δις (τρέχ. τιμές), εκ των οποίων τουλάχιστον το

30% προορίζεται για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την υποστήριξη «πράσινων» έργων. Ο Μηχανισμός Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (Recovery and Resilience Facility) είναι κύριος χρηματοδοτικός μηχανισμός του NextGenerationEU, με προϋπολογισμό €723,8 δις, τα οποία έχουν κατανεμηθεί σε έξι πυλώνες, με τον πυλώνα της Πράσινης Μετάβασης να κατέχει τη «μερίδα του λέοντος» σε αυτήν την κατανομή (37%). Προκειμένου η Ευρώπη να αντιμετωπίσει τις δυσχέρειες εξαιτίας του πολέμου στην Ουκρανία στον ενεργειακό εφοδιασμό της από την Ρωσία, αλλά και ευρύτερα, τις διαταραχές που αυτός προκάλεσε στις παγκόσμιες εφοδιαστικές αλυσίδες, καθώς και για να επιταχύνει την Πράσινη Μετάβαση, η Ευρ. Επιτροπή παρουσίασε τον Μάιο του 2022 το σχέδιο REPowerEU. Στην περίοδο 2022-2027 η Επιτροπή έχει εκτιμήσει πως απαιτούνται συνολικά πρόσθετες επενδύσεις ύψους €210 δις για τη σταδιακή κατάργηση των εισαγωγών ρωσικών ορυκτών καυσίμων. Συνεπώς, υπό τις έκτακτες συνθήκες διεθνώς οι οποίες έχουν διαμορφωθεί στα προηγούμενα έτη, η ανάπτυξη και ο μετασχηματισμός του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης αποτελεί προτεραιότητα αιχμής για τις πολιτικές της ΕΕ μεσοπρόθεσμα.

1.2 Τάσεις σε βασικά μεγέθη του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην Ελλάδα και διαρθρωτικά χαρακτηριστικά αυτού

Ο πυλώνας Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης περιλαμβάνει τους κλάδους εξόρυξης–άντλησης πρώτων υλών για την παραγωγή ενέργειας, κατασκευής και διαχείρισης δικτύων μεταφοράς τους, κατασκευής μηχανημάτων–εξοπλισμού παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμους πόρους, παραγωγής και παροχής ηλεκτρικού ρεύματος–φυσικού αερίου.

Η άμεση συμβολή του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στο ΑΕΠ, χωρίς δηλαδή να περιλαμβάνεται η προκαλούμενη συμβολή μέσω των προμηθευτών του, παρουσιάζει μια σχεδόν συνεχή ανοδική τάση από το 2008, με αποτέλεσμα την αύξηση του σχετικού ποσοστού από 1,04% το 2008 σε 3,57% το 2020. Η ανθεκτικότητα και η δυναμική του πυλώνα ακόμα και σε μη ευνοϊκές συνθήκες, όπως στη διάρκεια των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής, αλλά και η απόδοση των μεταρρυθμίσεων που έχουν πραγματοποιηθεί διαχρονικά, αναδεικνύονται από το γεγονός ότι το μερίδιο της προστιθέμενης αξίας του στο σύνολο του ίδιου μεγέθους του πυλώνα σε επίπεδο ΕΕ αυξήθηκε από 1,4% το 2011 σε 1,9% το 2020. Οι επενδύσεις από δραστηριότητες του Πυλώνα στην Ελλάδα το 2020 αποτελούσαν το 1,3% του συνόλου των αντίστοιχων επενδύσεων στην ΕΕ, ποσοστό οριακά χαμηλότερο από ό,τι 2011 (1,4%), παρά τα προσκόμματα στη χρηματοδότηση τα οποία προέκυψαν κατά την περίοδο οικονομικής προσαρμογής και τους αναπτυξιακούς περιορισμούς από το μικρότερο μέσο μέγεθος επιχείρησης στην Ελλάδα σε σύγκριση με την ΕΕ.

Σημαντική είναι η συμβολή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης και στο δημοσιονομικό ισοζύγιο, με τα έσοδα από ΦΠΑ στα πετρελαιοειδή και στα παράγωγα αυτών την περίοδο 2017-2022 να κυμαίνονται μεταξύ 9,5%-12,4% των συνολικών εσόδων ΦΠΑ, ενώ οι ειδικοί φόροι κατανάλωσης (ΕΦΚ) σε ενεργειακά προϊόντα αποτελούσαν την ίδια περίοδο την κύρια πηγή εσόδων από ΕΦΚ, με ποσοστό 59,2%-60,6% του συνόλου. Σε όρους ΑΕΠ, τα συνολικά φορολογικά έσοδα από το ΦΠΑ και τον ΕΦΚ σε ενεργειακά προϊόντα κυμάνθηκαν στα έτη 2017-2022 μεταξύ 3,13%-3,53%.

Η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα χαρακτηρίζεται από υψηλό βαθμό εξάρτησης από εισαγωγές, λόγω της εισαγωγής του μεγαλύτερου τμήματος της πρωτογενούς κατανάλωσης φυσικού αερίου και πετρελαίου και του αυξανόμενου ρόλου του πρώτου καυσίμου στην παραγωγή ενέργειας, σε συνδυασμό με τη σταδιακή μείωση της χρήσης λιγνίτη, ο οποίος αντλούταν εγχωρίως, στην ηλεκτροπαραγωγή.

Το 2021, ο δείκτης εξάρτησης από τις εισαγωγές διαμορφώθηκε στο 80%, που είναι το τρίτο υψηλότερο επίπεδο του από το 1990.

Ο κλάδος των μεταφορών πραγματοποιεί το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης ενέργειας διαχρονικά, με μέσο μερίδιο άνω του 35%, ενώ ακολουθούν τα νοικοκυριά από τα τέλη της δεκαετίας του 1990, με μερίδιο μεταξύ 25-30%, ξεπερνώντας τον κλάδο της βιομηχανίας, περιλαμβανομένης της παραγωγής ενέργειας. Η κατανάλωση ενέργειας στη βιομηχανία υποχώρησε συνεχώς στην εικοσαετία 1990 - 2009, παρουσιάζοντας τη μεγαλύτερη πτώση μεταξύ των βασικών τομέων της χώρας, από 28,8% στην αρχή της εξεταζόμενης περιόδου σε 17,7% στο τέλος της, αντανακλώντας την αποβιομηχάνιση της χώρας. Στον αντίποδα, τη μεγαλύτερη αύξηση μεριδίου τα τελευταία τριάντα χρόνια παρουσιάζουν οι υπηρεσίες, με σταθεροποίηση από το 2017 στην περιοχή του 13-14%, έναντι μόλις 5% το 1990. Η γεωργία – αλιεία και οι λοιποί κλάδοι συνολικά συμπορεύονται στην τελευταία θέση, με μερίδιο στην περιοχή 2-3%.

Σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Ενέργειας, η Ελλάδα ήταν το 2020 μεταξύ των 10 χωρών της ΕΕ οι οποίες πέτυχαν εμπρόθεσμα τους στόχους της στρατηγικής «Ενέργεια 2020», δηλαδή τους Στόχους 20-20-20¹ καθώς και το στόχο σχετικά με το μερίδιο χρήσης ανανεώσιμης ενέργειας στον τομέα των μεταφορών. Βάσει των πλέον πρόσφατων στοιχείων από την ίδια πηγή για το 2021, η Ελλάδα είχε πετύχει μεταξύ των χωρών της ΕΕ τη μεγαλύτερη μείωση τελικής συνολικής κατανάλωσης ενέργειας σε σύγκριση με το 2005 (-30,9%) και ταυτόχρονα τη μεγαλύτερη υπέρβαση του σχετικού εθνικού στόχου στη στρατηγική «Ενέργεια 2020» για το 2020 (+18,4π.μ.). Επίσης, το μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας το 2021 (21,9%) παρέμενε υψηλότερο του σχετικού στόχου για το 2020 (18%), με την εγχώρια επίδοση να υπολείπεται οριακά του μέσου όρου στην ΕΕ-27 (22,2%). Συνεπώς, η υλοποίηση της στρατηγικής «Ενέργεια 2020» εγχωρίως ήταν επιτυχημένη. Ωστόσο, καθώς αυτή η επιτυχία οφείλεται εν μέρει στις πρωτοφανείς συνθήκες παγκοσμίως το 2020 οι οποίες προέκυψαν από την πανδημία, θα απαιτηθεί ιδιαίτερη προσοχή κατά την έξοδο από τον πόλεμο στην Ουκρανία και τη συνακόλουθη οικονομική ανάκαμψη, προκειμένου να μην χαθεί η πρόοδος η οποία συντελέστηκε ή έστω ένα σημαντικό τμήμα αυτής. Ειδικά σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η χρήση ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, εξακολουθεί να κατέχει το υψηλότερο μερίδιο, αγγίζοντας το 42% το 2021. Συνεπώς, η πρόοδος στη διείσδυση των ΑΠΕ, βάσει των Στόχων 20-20-20, δεν πρέπει να οδηγήσει σε εφησυχασμό, αλλά να αποτελέσει εφαλτήριο για περαιτέρω ισχυρή, συστηματική προσπάθεια για την εξάπλωσή τους, αξιοποιώντας όλα τα διαθέσιμα, τακτικά και έκτακτα χρηματοδοτικά μέσα. Βάσει των projects τα οποία έχουν περιληφθεί στα Εθνικά Σχέδια Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (ΕΣΑΑ) 22 χωρών, η Ελλάδα βρίσκεται στην τρίτη θέση ως προς το απόλυτο ύψος των επενδύσεων για την παραγωγή και διανομή καθαρής ενέργειας, με €3,64 δις, ήτοι 13,6% του συνολικού προϋπολογισμού στα 22 ΕΣΑΑ (€26,7 δις).

Οι τιμές στην αγορά χονδρικής για την ηλεκτρική ενέργεια εγχωρίως είναι ελαφρώς -ή περισσότερο- κατά περιόδους, π.χ. της πανδημίας- υψηλότερες του μέσου όρου στην ΕΕ, φαινόμενο το οποίο μπορεί να αποδοθεί σε μια σειρά από λόγους και ιδιομορφίες της ελληνικής αγοράς. Σε αυτούς συμπεριλαμβάνονται: πρώτον, το σχετικά μικρό μέγεθος της αγοράς και η περιορισμένη ρευστότητα, σε συνδυασμό με την υποχώρηση της εγχώριας προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας κατά τα πρόσφατα έτη και τη μεγαλύτερη εξάρτηση από εισαγωγές για την κάλυψη της ζήτησης. Δεύτερον, το μέχρι προ λίγων ετών υψηλό μερίδιο στερεών καυσίμων (λιγνίτης) στο ενεργειακό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής τα οποία αντικαταστάθηκαν από το φυσικό αέριο, επίσης

¹ Οι στόχοι είναι οι εξής: α) περιορισμός κατά 20% στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (από τα επίπεδα του 1990), β) παραγωγή του 20% της ενέργειας της ΕΕ από ανανεώσιμες πηγές και γ) βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%, σε σύγκριση με τα προβλεπόμενα επίπεδα.

με ισχυρό περιβαλλοντικό αποτύπωμα, συντηρώντας για τους παραγωγούς εγχωρίως κόστος για δικαιώματα ρύπων (EU-ETS). Τρίτον, η εν εξελίξει, μη ολοκληρωμένη εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου της ΕΕ η οποία μπορεί να ενισχυθεί προς διάφορες κατευθύνσεις (π.χ., περισσότερες διασυνδέσεις με περιφερειακές αγορές, αύξηση χρήσης μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας, και για ΑΠΕ). Τέταρτον, η καθυστέρηση στην απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς ενέργειας και ο όχι υψηλός βαθμός ανταγωνισμού στο σκέλος της παραγωγής (σε αντίθεση με την προμήθεια), καθώς σημαντικοί νέοι παίκτες δραστηριοποιήθηκαν στα σχετικά πρόσφατα έτη. Η απελευθέρωση μπορεί να επιταχυνθεί με τη στήριξη επενδυτικών εγχειρημάτων μεγάλης κλίμακας στην παραγωγή, με τους έκτακτους πόρους του Μηχανισμού Ανάκαμψης και του REPowerEU.

Η κατακόρυφη άνοδος των τιμών χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας ειδικά από το δεύτερο μισό του 2021 συνδέεται στενά με τη σύσταση του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο η συμμετοχή του φυσικού αερίου κυμαίνεται κοντά στο 40%. Η έντονη επίδραση του πολέμου στην τιμή του αερίου ανέδειξε τη σημασία της διαφοροποίησης των πηγών για τη σταθερότητα των τιμών. Η περαιτέρω αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ θα μπορεί να παράσχει ένα δίκτυο ασφαλείας έναντι σοβαρών διακυμάνσεων στις αγορές ενέργειας, περιορίζοντας παράλληλα τις ανάγκες σε δικαιώματα ρύπων. Από την άλλη πλευρά, τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ υπόκεινται σε φυσικούς περιορισμούς λόγω της στοχαστικότητας και της μεταβλητότητας που τις χαρακτηρίζουν, η επίδραση των οποίων ήταν εντονότερη κατά τα προηγούμενα έτη, εξαιτίας της έλλειψης τεχνολογιών αποθήκευσης και δικτύων διασύνδεσης ή του κόστους αυτών, που δημιουργούσαν προσκόμματα στην αξιοποίηση των ΑΠΕ.

Παρά τις υψηλότερες τιμές χονδρικής, οι τιμές λιανικής στην Ελλάδα, για νοικοκυριά και μη οικιακούς καταναλωτές, κυμαίνονται διαχρονικά χαμηλότερα από το μέσο όρο στην ΕΕ. Ένας βασικός λόγος είναι το συγκριτικά μικρότερο ποσοστό φόρων και τελών επί της τελικής τιμής έναντι της ΕΕ. Η βελτίωση του ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών επίσης έχει συμβάλει στη διατήρηση των τιμών χαμηλότερα από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Ενδεικτικά, το μερίδιο στην αγορά του μεγαλύτερου προμηθευτή το 2020 βρισκόταν στο διάμεσο επίπεδο μεταξύ των αντίστοιχων επιπέδων στις χώρες της ΕΕ, αντανακλώντας τις θετικές επιδράσεις των μεταρρυθμίσεων οι οποίες αφορούν στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης.

Όσο παραμένει εν εξελίξει η αναπροσαρμογή των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού της Ελλάδας και ευρύτερα της ΕΕ για τον περιορισμό της εξάρτησης από τις εισαγωγές από τη Ρωσία, καθώς και ο μετασχηματισμός της παραγωγής του πυλώνα πανευρωπαϊκά, για τη μετάβασή του σε (πιο) «πράσινες» τεχνολογίες παραγωγής, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας πιθανότατα θα είναι κατά περιόδους υψηλότερες του αντίστοιχου επιπέδου τους προ της ενεργειακής κρίσης. Ωστόσο μέσο-μακροπρόθεσμα, όταν θα έχει ολοκληρωθεί και θα αρχίσει να αποδίδει ένα σημαντικό τμήμα των επενδύσεων σε «πράσινες» τεχνολογίες, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας θα υποχωρήσουν σε σαφώς χαμηλότερα επίπεδα από τα τρέχοντα, συμβατά κυρίως με την ένταση της ζήτησης και επηρεαζόμενα σε σαφώς μικρότερο βαθμό από τις συνθήκες προσφοράς, οι οποίες επικυριαρχούν στη διαμόρφωση των τιμών την τρέχουσα περίοδο.

1.3 Εκτιμήσεις για το προϊόν και την παραγωγικότητα της εργασίας του πυλώνα εγχωρίως σε σύγκριση με την ΕΕ και τις άμεσες επιδράσεις των επενδύσεων στην περίοδο 2023-2030

Οι χώρες με το υψηλότερο μερίδιο της προστιθέμενης αξίας (ΠΑ) του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στο ΑΕΠ στην Ευρωζώνη την περίοδο 2008-2020 ήταν η Σλοβακία (3,44%), η Εσθονία (3,40%) και η Γερμανία (3,14%), ενώ η Ελλάδα βρισκόταν στη 8η θέση ανάμεσα σε 18 χώρες της Ευρωζώνης, με μέσο μερίδιο

2,46%. Από εκτιμήσεις με τη χρήση υποδείγματος difference-in-differences (DiD) για τον έλεγχο των επιδράσεων του πρώτου Προγράμματος Οικονομικής Προσαρμογής, προέκυψε υστέρηση του πυλώνα σε όρους ΠΑ και παραγωγικότητας εργασίας έναντι της υπόλοιπης Ευρωζώνης κατά 22,7% και 21,8% αντίστοιχα στην περίοδο 2011-2019. Επομένως, προκύπτει ότι η έντονη δημοσιονομική προσαρμογή επέφερε σημαντικές επιπτώσεις στο προϊόν και την παραγωγικότητα του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, παρά τις διαρθρωτικές αλλαγές που έγιναν ταυτόχρονα στους σχετικούς κλάδους και δραστηριότητες και την ελληνική οικονομία ευρύτερα.

Οι κλάδοι του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης έχουν μεγαλύτερο μέγεθος επιχείρησης και υψηλότερη ένταση κεφαλαίου σε σχέση με το μέσο όρο της οικονομίας. Από εκτιμήσεις της μελέτης προέκυψε ότι παράγουν περισσότερο προϊόν και είναι πιο παραγωγικοί από τους υπόλοιπους κλάδους. Για την περίοδο 2023-2030 βρίσκονται εν εξελίξει ή είναι σαφώς προγραμματισμένα μεγάλα επενδυτικά έργα στον πυλώνα συνολικής αξίας €10,25 δις, χάρη και στις δυνατότητες που έχει δημιουργήσει το Ταμείο Ανάκαμψης, αλλά και λόγω των νέων δεδομένων και προτεραιοτήτων εξαιτίας της ενεργειακής κρίσης. Η υλοποίησή τους εκτιμήθηκε από τη μελέτη πως θα αποφέρει σε ονομαστικούς όρους €19,94δις περισσότερη προστιθέμενη αξία στον πυλώνα και την ελληνική οικονομία, δηλαδή 1,9 φορές την αξία των συγκεκριμένων επενδύσεων. Επομένως, τα επενδυτικά έργα θα έχουν μια αξιοσημείωτη συνεισφορά στην παραγωγή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης.

1.4 Σημαντικότερες προκλήσεις πολιτικής και αναγκαία μέτρα για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης μεσοπρόθεσμα την Ελλάδα

Στην Ελλάδα, οι μεταρρυθμίσεις οι οποίες χρειάζονται για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, καθώς και χρηματοδοτικά προγράμματα περιλαμβάνονται σε ένα πλέγμα εθνικών στρατηγικών (Ελλάδα 2.0, ΕΣΠΑ 2021-2027, ΕΠΑ 2021-2025 κ.ά.), με προεξάρχον το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, το οποίο παρουσιάστηκε στο τέλος του 2019 και βρίσκεται σε φάση αναθεώρησης. Αυτές οι στρατηγικές εστιάζουν κυρίως στους εξής στόχους:

- Ταχύρρυθμη ανάπτυξη ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά συστήματα, αιολικά πάρκα -χερσαία και υπεράκτια-, υδροηλεκτρικές μονάδες) - απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα
- Αναβαθμίσεις δικτύου ηλεκτρισμού και διανομής φυσικού αερίου (για διασύνδεση νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο, για τη διακίνηση της σταδιακά αυξανόμενης παραγωγής από ΑΠΕ κ.ά.)
- Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας (αναβάθμιση κτιρίων, smart διαχείριση κατανάλωσης κ.ά.)
- Ανάπτυξη συνθετικών, «πράσινων» καυσίμων (RFNBOs), «πράσινου» υδρογόνου, για χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και στην ηλεκτροπαραγωγή (για το «πράσινο» υδρογόνο)
- Ενίσχυση δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας (π.χ. σε μπαταρίες, αντλησιοταμίευση) για εξισορρόπηση - σταθεροποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και ενίσχυση ενεργειακής αυτάρκειας
- Εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών (προώθηση ηλεκτροκίνησης, ανάπτυξη υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο, δημιουργία συστήματος ανακύκλωσης μπαταριών)

Σε ό,τι αφορά την περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ, πέρα από τις βασικές πηγές τους και τεχνολογίες που αναφέρθηκαν παραπάνω, θα πρέπει να διερευνηθούν εντονότερα οι δυνατότητες αξιοποίησης και άλλων πηγών ΑΠΕ οι οποίες ευνοούνται από το κλίμα, το θαλάσσιο και νησιωτικό χαρακτήρα, το ανάγλυφο της ηπειρωτικής

χώρας, τα χαρακτηριστικά του εδάφους κ.λπ., όπως η γεωθερμία, η κυματική ενέργεια, οι μικρές ανεμογεννήτριες. Ο ρόλος τους μπορεί να είναι ιδιαίτερα σημαντικός μεταξύ άλλων για την ουσιαστική ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας των νησιών, οι ανάγκες των οποίων σε ηλεκτρική ενέργεια έχουν αυξηθεί και αναμένεται να κλιμακωθούν περαιτέρω μεσοπρόθεσμα, με έντονες εποχικές διακυμάνσεις, υπό τις συνθήκες που διαμορφώνει η τάση ισχυρής διεύρυνσης του τουρισμού. Ειδικά για τη γεωθερμία, επισημαίνεται το πλεονέκτημα του συγκριτικά χαμηλότερου και πιο σταθερού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με άλλες ΑΠΕ καθώς είναι διαθέσιμη διαρκώς. Στην Ελλάδα, η αξιοποίησή της παραμένει περιορισμένη και πραγματοποιείται κυρίως από τον πρωτογενή τομέα.

Η αναμενόμενη διεύρυνση χρήσης των συμβάσεων μακροχρόνιων προμήθειας «πράσινης» ενέργειας από επιχειρήσεις (PPAs), στη βάση των μεταρρυθμίσεων οι οποίες προτάθηκαν από την Ευρ. Επιτροπή τον Μάρτιο του 2023² θα συμβάλει στην προώθηση των ΑΠΕ, την προστασία της βιομηχανίας από διακυμάνσεις στις τιμές ενέργειας, ιδίως κλάδων της υψηλής ενεργειακής έντασης, αλλά και τη συγκράτηση των τιμών των προϊόντων σε περιόδους κλυδωνισμών στις αγορές ενέργειας. Στην Ελλάδα αξιοποιείται ήδη αυτή η δυνατότητα, για προμήθεια ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα, ενώ σχετικά πρόσφατα νομοθετήθηκαν τα PPAs για τις ενεργοβόρες βιομηχανίες, ωστόσο ορισμένα επιμέρους ζητήματα ενδεχομένως χρίζουν περαιτέρω ρύθμισης (π.χ. επιβολή πλαφόν και στα συμβόλαια με φυσική παράδοση).

Όπως ήδη αναφέρθηκε, κατόπιν του πολέμου της Ρωσίας στην Ουκρανία, η ανάγκη για ενεργειακή ασφάλεια στην ΕΕ είναι οξυμένη. Η στρατηγική γεωγραφική θέση της χώρας ευνοεί την εξέλιξή της σε κόμβο (hub) για τη διαμετακόμιση ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην Κεντρική Ευρώπη μέσω Ανατολικής Μεσογείου και Βαλκανίων, που μπορούν να αποτελέσουν εναλλακτικές της Ρωσίας διόδους ενεργειακού εφοδιασμού. Οι επενδύσεις σε μονάδες αεριοποίησης – φύλαξης υγροποιημένου φυσικού αερίου εγχωρίως είναι συναφείς με τις ενέργειες διεύρυνσης του εφοδιασμού της ΕΕ με ΥΦΑ στο πλαίσιο του RePowerEU και θα αξιοποιήσουν νέους αγωγούς και δυνατότες διασυνδεσιμότητας, όπως στην περίπτωση του FSRU Αλεξανδρούπολης του IGB που συνδέει με την Βουλγαρία και των διασυνδετήριων αγωγών σε Σερβία, Ρουμανία και Βόρεια Μακεδονία.

Η διεύρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τις πλέον σύγχρονες, καθαρές τεχνολογίες οι οποίες χρησιμοποιούν μη ανανεώσιμα καύσιμα, όπως η Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), π.χ. σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου με τουρμπίνες (combined cycle gas turbine - CCGT) και καύσιμο το φυσικό αέριο, επίσης μπορεί να συμβάλει σημαντικά στους στόχους της ενεργειακής θωράκισης και εξοικονόμησης που επιδιώκει το RePowerEU, ενώ συνιστά πιο καθαρή ενέργεια σε σχέση με τις παλαιότερες τεχνολογίες παραγωγής. Οι μεγαλύτερες τρέχουσες και προσεχείς επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ενέργειας με αυτά τα χαρακτηριστικά στην Ελλάδα περιλαμβάνονται σε αυτές για τις οποίες η παρούσα μελέτη εκτίμησε ορισμένες άμεσες μακροοικονομικές επιδράσεις τους σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα.

Μέχρι τον Φεβρουάριο του 2023 δεν είχε αξιοποιηθεί στην Ελλάδα το Ευρωπαϊκό Προσωρινό Πλαίσιο Κρατικών Ενισχύσεων (Temporary Crisis and Transition Framework - TCTF) για τη στήριξη της οικονομίας, όμως στο τέλος Φεβρουαρίου ανακοινώθηκε από το ΥΠΕΝ σχέδιο επιδότησης της ενέργειας με 50 €/MWh έως το τέλος του 2023 σε κλάδους οι οποίοι θεωρούνται ιδιαίτερα εκτεθειμένοι σε απώλεια ανταγωνιστικότητας λόγω της ενεργειακής κρίσης (χάλυβας, τσιμέντο, αλουμίνιο). Το TCTF αναθεωρήθηκε στις αρχές Μαρτίου, με έμφαση στη δυνατότητα παράτασης από τα κράτη μέλη έως το τέλος του 2025 έκτακτων μέτρων για τη

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591

μετάβαση προς μια βιομηχανία μηδενικών ρύπων ή κλιματικά ουδέτερη, τα οποία αφορούν στην επιτάχυνση ανάπτυξης ΑΠΕ και αποθήκευσης ενέργειας, συστημάτων για απαλλαγή από ανθρακούχες διαδικασίες βιομηχανικής παραγωγής κ.ά. Η εξέλιξη αυτή διαμορφώνει νέες δυνατότητες οι οποίες πρέπει να αξιοποιηθούν για τη μεγαλύτερη στήριξη του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης και της βιομηχανίας.³

Η εμβάθυνση εφαρμογής του Target Model στην Ελλάδα, πέρα από τη μεγαλύτερη ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας εγχωρίως, μπορεί να συμβάλει μέσω των διασυνδέσεων με άλλες αγορές-χώρες (market coupling) στην αύξηση της διαθέσιμης ρευστότητας, τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στη μεγαλύτερη δυνατότητα εξισορρόπησης των θέσεων τους εγγύτερα στον πραγματικό χρόνο, περιορίζοντας τις ανάγκες σε εφεδρείες και το κόστος που αυτές συνεπάγονται. Η προώθηση και ενίσχυση του market coupling θα περιορίσει και τις διακυμάνσεις στις τιμές για τους τελικούς καταναλωτές. Προκειμένου να αξιοποιηθούν όλες οι δυνατότητες των υφιστάμενων διασυνδέσεων (με Ιταλία, Βουλγαρία και Σλοβενία), είναι πιθανό να χρειαστούν στα προσεχή έτη επενδύσεις σε ενίσχυση της χωρητικότητας των διασυνοριακών δικτύων.

Οι πρόσφατες εθνικές στρατηγικές οι οποίες αφορούν (και) στην ενέργεια και το κλίμα δεν περιλαμβάνουν κάποια αναφορά ή σχεδιασμό σχετικά με τη δυνητική αξιοποίηση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Στο αρχικό ΕΣΕΚ, του 2019, αναφερόταν πως είχαν παραχωρηθεί έως το τέλος εκείνου του έτους σε κοινοπραξίες εταιρειών 13 θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές («οικόπεδα»), συμπεριλαμβανομένης αυτής του Πρίνου, με τις περισσότερες εξ' αυτών (8) να βρίσκονται στο Ιόνιο Πέλαγος και νοτιοδυτικά της Κρήτης, και τέσσερις στη Δυτική Ελλάδα. Οι πρώτες γεωτρήσεις αναμένονταν το 2020 στον Πατραϊκό Κόλπο και το Κατάκολο, με σκοπό να προχωρήσουν στη συνέχεια σταδιακά από το βορρά προς το νότο, με αφετηρία περιοχές της Δυτικής Ελλάδας, προς περιοχές νοτιοδυτικά της Κρήτης. Έκτοτε, οι σχετικές εξελίξεις είναι περιορισμένες. Τον Φεβρουάριο του 2022 ολοκληρώθηκαν γεωφυσικές (σεισμικές) έρευνες σε «οικόπεδο» του Νότιου Ιονίου και τον Μάρτιο σε περιοχή του Βόρειου Ιονίου. Τον Νοέμβριο του 2022 ανακοινώθηκαν σεισμικές έρευνες στα δύο «οικόπεδα» που βρίσκονται νοτιοδυτικά της Κρήτης, καθώς και τρισδιάστατες γεωφυσικές έρευνες σε νέο οικόπεδο στο Βόρειο Ιόνιο (Block 2). Η ολοκλήρωση κάθε διερευνητικής διαδικασίας απαιτεί ορισμένα χρόνια ενώ δεν είναι και βέβαιο πως θα ευοδωθεί ή ότι οι τυχόν πόροι που θα ευρεθούν θα είναι οικονομικά αξιοποιήσιμοι. Ωστόσο, δεδομένου ότι οι εθνικές στρατηγικές που αφορούν την ενέργεια έχουν μέσο-μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, θα πρέπει να περιλαμβάνουν συγκεκριμένες πρόνοιες για υποδομές άντλησης των υδρογονανθράκων, τη δυνατότητα ενσωμάτωσής τους σε υφιστάμενα και μελλοντικά συστήματα αγωγών κ.λπ. Η εκμετάλλευση ενδεχόμενων σημαντικών και αξιοποιήσιμων κοιτασμάτων θα μπορούσε να συμβάλει, σύμφωνα και με το ΕΣΕΚ του 2019, στη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού σε επίπεδο ΕΕ, όχι μόνο εγχωρίως, στόχος ο οποίος υπό τις συνθήκες και τα δεδομένα που διαμορφώθηκαν από τον πόλεμο στην Ουκρανία, αποτελεί πλέον ύψιστη προτεραιότητα πανευρωπαϊκά.

Το ισοζύγιο ενεργειακών προϊόντων έχει μεγάλη συμβολή διαχρονικά στο έλλειμμα του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών (ΙΤΣ). Η μελέτη προσέγγισε τη συνδυασμένη επίδραση στο ΙΤΣ της μεταβολής του ενεργειακού μείγματος για την κάλυψη της εγχώριας τελικής κατανάλωσης το 2030 που θα προκύψει από την πρόταση του ΥΠΕΝ για την επικαιροποίηση ΕΣΕΚ 2023, σε συνδυασμό με τους στόχους για τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή και το τμήμα της το οποίο θα καλύπτεται από ΑΠΕ. Ανάλογα με το βαθμό στον οποίο η σημαντική

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1563

ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2030 θα υποκαταστήσει εισαγωγές ενεργειακών πόρων, εκτιμήθηκε βελτίωση του Ισοζυγίου Τρεχουσών Συναλλαγών ετησίως μεταξύ €458,5 εκατ. (εναλλακτικό σενάριο) και €542,9 εκατ. (βασικό σενάριο) σε τιμές 2021, που αντιστοιχεί στο 3,7-4,4% του ελλείμματος του ΙΤΣ στο συγκεκριμένο έτος.

2 Εξελίξεις και τάσεις στις διεθνείς αγορές ενεργειακών προϊόντων – Επιδράσεις πολέμου στην Ουκρανία

2.1 Χαρακτηριστικά και τάσεις των αγορών αργού πετρελαίου

Το πετρέλαιο υπήρξε για δεκαετίες το σημαντικότερο καύσιμο στο οποίο στηρίχθηκε η βιομηχανική επανάσταση, μετά τον άνθρακα, και παραμένει κεντρικός παράγοντας για την λειτουργία της παγκόσμιας οικονομίας. Σύμφωνα με την Καναδική Ένωση Καυσίμων, υπάρχουν περισσότερα από 150 διαφορετικά είδη αργού πετρελαίου στον κόσμο. Κάθε τύπος πετρελαίου έχει διαφορετικά, ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που το καθιστούν επιθυμητό για ορισμένες χρήσεις. Ο αριθμός βαρύτητας του Αμερικανικού Ινστιτούτου Πετρελαίου (API) είναι ένα πρότυπο που χρησιμοποιεί ο κλάδος πετρελαιοειδών προκειμένου να εκφράσει την πυκνότητα (γνωστή ως ειδικό βάρος) του αργού πετρελαίου. Η βαρύτητα κατά API μπορεί να διαφέρει σημαντικά μεταξύ των ειδών αργού πετρελαίου. Όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός βαρύτητας API, τόσο πιο ελαφρύ και πιο ρευστό είναι το πετρέλαιο. Το μεγαλύτερο τμήμα της παραγωγής αργού πετρελαίου εμπίπτει στην περιοχική τιμών API από 20 έως 45.

Ένας άλλος παράγοντας που χρησιμοποιείται για τη διαφοροποίηση των τύπων αργού πετρελαίου είναι η περιεκτικότητα σε θείο. Το πετρέλαιο με υψηλή περιεκτικότητα φυσικού θείου (0,5% ή περισσότερο) αποκαλείται «ξινό», ενώ το πετρέλαιο με χαμηλότερη περιεκτικότητα σε θείο είναι γνωστό ως «γλυκό». Το ξινό αργό πρέπει να υποβληθεί σε πρόσθετη επεξεργασία για την απομάκρυνση του θείου, το οποίο στη συνέχεια γίνεται υποπροϊόν που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως συστατικό για λιπάσματα ή άλλα βιομηχανικά προϊόντα.

Το βαρύ αργό έχει δείκτη βαρύτητας API μικρότερο από 22,3, λόγω της υψηλότερης αναλογίας μακρών αλυσίδων μορίων άνθρακα και υδρογόνου. Είναι λιγότερο ακριβό να αγοραστεί από ένα διυλιστήριο σε σχέση με το ελαφρύ αργό, όμως η διύλισή του έχει μεγαλύτερο κόστος, λόγω των υψηλότερων εισροών ενέργειας που απαιτεί, καθώς και της πρόσθετης επεξεργασίας για την κάλυψη των περιβαλλοντικών απαιτήσεων. Το βαρύ αργό διυλίζεται για την παραγωγή καυσίμων μεταφορών, καθώς και προκειμένου να αποτελέσει πρώτη ύλη για πλαστικά, πετροχημικά, άλλα καύσιμα και οδοστρώματα.

Το ελαφρύ αργό έχει δείκτη βαρύτητας API υψηλότερο από 31. Το αργό πετρέλαιο West Texas Intermediate (WTI), το οποίο έχει API περίπου 40, αποτελεί το σημείο αναφοράς στη Βόρεια Αμερική για την τιμολόγηση του ελαφρού αργού πετρελαίου. Επίσης έχει περιεκτικότητα θείου περίπου 0,24%, επομένως κατατάσσεται στην κατηγορία του γλυκού, ελαφριού αργού. Το αργό πετρέλαιο Brent αρχικά εξαγόταν από το ομώνυμο κοίτασμα πετρελαίου Brent στη Βόρεια Θάλασσα, ανοικτά των ακτών του Ηνωμένου Βασιλείου, και πλέον καλύπτει τέσσερις διαφορετικές ποικιλίες αργού πετρελαίου, από αντίστοιχες περιοχές πετρελαιοπηγών στη Βόρεια Θάλασσα (Brent (BA Σκωτία), Forties (BA Σκωτία), Osberg (Νορβηγία), Ekofisk (Νορβηγία), μαζί γνωστά και ως BFOE). Το Brent έχει δείκτη βαρύτητας API περίπου 38 και περιεκτικότητα σε θείο γύρω στο 0,40%. Συνεπώς, είναι και αυτό γλυκό, ελαφρύ αργό. Το αργό πετρέλαιο Bonny Light, το οποίο αντλείται στο δέλτα του ποταμού Νίγηρα στη Νιγηρία, έχει δείκτη βαρύτητας API περίπου 32,9, δηλαδή είναι πιο βαρύ από το πετρέλαιο WTI και Brent, και περιεκτικότητα σε θείο γύρω στο 0,16%, με το δεύτερο χαρακτηριστικό του να αποτελεί την κύρια αιτία της υψηλής ζήτησής του. Το ελαφρύ αργό διυλίζεται κυρίως για την παραγωγή βενζίνης, ντίζελ και καυσίμων αεροσκαφών.

Το αργό πετρέλαιο του Ντουμπάι (Fateh) είναι μέτριας βαρύτητας κατά API (31), με υψηλή περιεκτικότητα σε θείο (2%), επομένως θεωρείται ξινό. Προκειμένου να περιορίσουν το κόστος επεξεργασίας του, οι παραγωγοί ξινού αργού συχνά επιδιώκουν να το διυλίσουν σε προϊόντα βαρέως πετρελαίου όπως το ντίζελ και το μαζούτ.

Στις αγορές spot αργού πετρελαίου και διυλισμένων προϊόντων πετρελαίου πραγματοποιείται ένα όχι μεγάλο τμήμα των συνολικών συναλλαγών τους, ωστόσο ο ρόλος τους είναι κρίσιμος στον καθορισμό των τιμών για τις περισσότερες υπόλοιπες συναλλαγές. Ενώ οι περισσότερες αγοραπωλησίες αργού πετρελαίου και παράγωγων προϊόντων αυτού γίνονται με συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures), τα περισσότερα εξ' αυτών βασίζονται στην τιμολόγηση στις αγορές spot για την τιμολόγησή τους. Οι συναλλαγές spot αφορούν στην ανταλλαγή φυσικών ποσοτήτων σε συγκεκριμένη τοποθεσία, συνήθως σε μεγάλο κόμβο διύλισης ή μεταφοράς. Τα σημαντικότερα σημεία τέτοιων ανταλλαγών είναι η ακτή του Κόλπου των ΗΠΑ, γύρω από το κέντρο διύλισης του Χιούστον, τα λιμάνια του Άμστερνταμ, του Ρότερνταμ και της Αμβέρσας στην Ολλανδία (συνολικά αποκαλούνται ARA), η Σιγκαπούρη, τα λιμάνια της Νέας Υόρκης και του Νιου Τζέρσεϋ και στη Μεσόγειο, τα λιμάνια της Γένοβας και της Λαβέρα (Μασσαλία).

Τα κυριότερα χρηματιστήρια διαπραγμάτευσης futures αργού πετρελαίου είναι το Χρηματιστήριο Εμπορευμάτων της Νέας Υόρκης (NYMEX) και το Διηπειρωτικό Χρηματιστήριο (ICE), στα οποία διαπραγματεύονται το WTI και το Brent. Στην αγορά Multi Commodity Exchange of India Limited (MCX) επίσης διαπραγματεύονται futures αργού WTI, σε τιμές βάσει των futures του NYMEX WTI. Η διαπραγμάτευση των futures του πετρελαίου του Ντουμπάι, αλλά και του Ομάν, γίνεται κυρίως στο Dubai Mercantile Exchange Limited (DME). Η συγκεκριμένη αγορά είναι το μοναδικό σημείο αναφοράς για τις επίσημες τιμές πώλησης αργού πετρελαίου του Ομάν και του Ντουμπάι στις χώρες της Ασίας. Η διαπραγμάτευση των futures αργού πετρελαίου της Ρωσίας (Urals) πραγματοποιείται στο χρηματιστήριο της Μόσχας. Το μεγαλύτερο μέρος της δραστηριότητας στις προθεσμιακές αγορές πετρελαίου συγκεντρώνουν τα συμβόλαια παράδοσης ύστερα από τρεις μήνες.

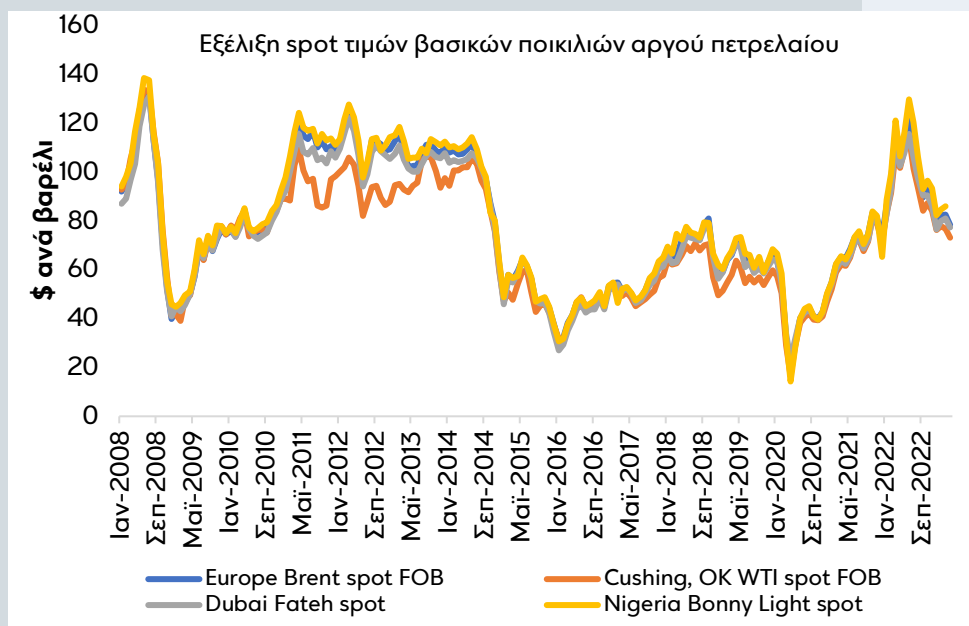
Οι παράγοντες οι οποίοι έχουν αναδειχθεί διαχρονικά ως οι πλέον προσδιοριστικοί των τιμών του αργού πετρελαίου είναι οι γεωπολιτικές εντάσεις, κυρίως στην περιοχή της Μέσης Ανατολής, η οποία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο στην παγκόσμια παραγωγή του, διακυμάνσεις στην παγκόσμια οικονομική δραστηριότητα, οι αποφάσεις του OPEC, που είναι ο μεγαλύτερος σύνδεσμος παραγωγών-εξαγωγέων πετρελαίου παγκοσμίως, διαταραχές στις εποχές (π.χ. παρατεταμένος, δριμύς χειμώνας) και διαταραχές της παγκόσμιας προσφοράς και ζήτησης λόγω έκτακτων γεγονότων όπως η πανδημική κρίση η οποία ξεκίνησε τον Ιανουάριο του 2020. Μικρότερης διάρκειας διακυμάνσεις των τιμών προκαλούνται από καιρικές διαταραχές σε περιοχές εξόρυξης του πετρελαίου (π.χ. τυφώνες στον Κόλπο του Μεξικού).

Οι μεγαλύτερες διακυμάνσεις στις τιμές του πετρελαίου την τελευταία δεκαετία παρουσιάστηκαν στις εξής περιπτώσεις: Πρώτον, η έντονη πτώση των τιμών στο δεύτερο εξάμηνο του 2008 και το πρώτο τρίμηνο του 2009. Αυτή οφειλόταν στην παγκόσμια χρηματοπιστωτική κρίση η οποία ξεκίνησε τον Αύγουστο του 2008, αλλά και στο ότι η Σαουδική Αραβία δεν εφάρμοσε τις νέες ποσοστώσεις που επέβαλλαν στην παραγωγή τα μέλη του OPEC οι οποίες αποφασίστηκαν τον Σεπτέμβριο του 2008, συνεχίζοντας να καλύπτει πλήρως τη ζήτηση προς αυτή. Η τιμή του πετρελαίου ξεκίνησε να ανέρχεται με τη σταδιακή ανάκαμψη της παγκόσμιας οικονομίας από το δεύτερο εξάμηνο του 2009 και υπερέβη τα \$100/βαρέλι λόγω του πρώτου Λιβυκού εμφύλιου πολέμου το 2011.

Δεύτερον, στη διετία 2014–2015, τα μέλη του OPEC υπερέβαιναν σταθερά το ανώτατο όριο παραγωγής τους, ενώ ταυτόχρονα η Κίνα παρουσίασε επιβράδυνση της οικονομικής ανάπτυξής της. Επιπλέον, η παραγωγή πετρελαίου των ΗΠΑ είχε σχεδόν διπλασιαστεί από τα επίπεδα του 2008, λόγω της εξάπλωσης της τεχνολογίας οριστολιθικού πετρελαίου «fracking», προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι παρατεταμένα υψηλές τιμές κατά τα

προηγούμενα έτη. Αυτές οι εξελίξεις οδήγησαν σε κατακόρυφη υποχώρηση της ζήτησης των ΗΠΑ για εισαγωγές πετρελαίου, σε συσσώρευση όγκου-ρεκόρ παγκόσμιων αποθεμάτων και σε κατάρρευση των τιμών έως τις αρχές του 2016, οι οποίες διαμορφώθηκαν χαμηλότερα από το επίπεδο κατά την έξαρση της παγκόσμιας χρηματοπιστωτικής κρίσης επτά έτη νωρίτερα.

Διάγραμμα 2.1



Πηγή: US Energy Information Administration, Central Bank of Nigeria, Eurobank Research

Τρίτον, κατά την πλέον πρόσφατη περίοδο διακυμάνσεων στις τιμές του πετρελαίου, η οποία ξεκίνησε με την εξάπλωση της πανδημίας COVID-19. Λόγω του lockdown στις περισσότερες χώρες παγκοσμίως από τον Φεβρουάριο του 2020, η ζήτηση αργού πετρελαίου κατάρρευσε, με τις τιμές να υποχωρούν τον Απρίλιο χαμηλότερα από τα \$20/βαρέλι (με εξαίρεση το πετρέλαιο προέλευσης Ντουμπάι), σε επίπεδα που ήταν τα χαμηλότερα των τελευταίων περίπου 20,5 ετών. Στις 12 Απριλίου 2020, οι χώρες του OPEC και η Ρωσία συμφώνησαν να μειώσουν την παραγωγή τους κατά περίπου 10 εκατ. βαρέλια ημερησίως προκειμένου να ανασχέσουν την πτώση των τιμών και να επαναφέρουν σταδιακά τις παραγόμενες ποσότητες στα προ των περικοπών επίπεδα έως τον Απρίλιο του 2022. Η συγκεκριμένη στρατηγική από τις χώρες του OPEC, οι διαταραχές στις εφοδιαστικές αλυσίδες εξαιτίας των διαδοχικών lockdowns και η ισχυρότερη της αναμενόμενης ανάκαμψη της παγκόσμιας οικονομίας το 2021, που ξεκίνησε από το δεύτερο τρίμηνό της, επανέφεραν τις τιμές του αργού πετρελαίου σε προ της πανδημίας επίπεδα ήδη από τον Απρίλιο του 2021. Τον Ιανουάριο του 2022, πριν το ξέσπασμα του ρωσικού πολέμου στην Ουκρανία, οι τιμές του αργού πετρελαίου από τις κύριες χώρες παραγωγούς, κυμαίνονταν στα μέγιστα επίπεδα των προηγούμενων επτά ετών.

2.1.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

Μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, οι τιμές της ενέργειας, καθώς και άλλων εμπορευμάτων εκτινάχθηκαν, υπό το φόβο της διακοπής εξαγωγών από αμφότερες τις χώρες, καθώς η Ρωσία παρήγαγε περίπου το 11% και το 17% της παγκόσμιας κατανάλωσης πετρελαίου και φυσικού αερίου αντίστοιχα, ενώ Ρωσία και

Ουκρανία κατείχαν μεγάλα μερίδια στις παγκόσμιες εξαγωγές μετάλλων όπως το παλλάδιο (19%), η πλατίνα (13%), το νικέλιο (14%) και το αλουμίνιο (6%). Ένας άλλος λόγος για την απότομη αύξηση των τιμών ήταν η άμεση επιβολή κυρώσεων στις εξαγωγές ενεργειακών προϊόντων της Ρωσίας, με τον Καναδά να απαγορεύει τις εισαγωγές πετρελαίου λίγες μέρες ύστερα από την έναρξη του πολέμου, τις ΗΠΑ να ακολουθούν στις αρχές Μαρτίου και το Ηνωμένο Βασίλειο να αποφασίζει την ίδια περίοδο τη σταδιακή απαγόρευση των εισαγωγών ρωσικών προϊόντων πετρελαίου έως το τέλος του 2022. Ως αποτέλεσμα των παραπάνω εξελίξεων, οι τιμές του αργού πετρελαίου ανήλθαν τον Μάρτιο του 2022 στο μέγιστο επίπεδο των τελευταίων 14,5 ετών, κατά μέσο όρο στα \$115/βαρέλι.

Πρόσθετοι παράγοντες οι οποίοι ευνόησαν την έντονη αύξηση των τιμών του πετρελαίου ήταν οι εξής: α) ο σταδιακός περιορισμός των εξαγωγών ρωσικού φυσικού αερίου προς την Ευρώπη, που την ώθησε στη χρήση άλλων ενεργειακών πόρων για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος και τη θέρμανση. Τα πλέον δραστικά βήματα προς αυτή την κατεύθυνση ήταν η μείωση τον Ιούλιο των ροών μέσω του Nord Stream 1 από 40% σε 20% της δυναμικότητας μεταφοράς που έχει και η πλήρης αναστολή προμήθειας φυσικού αερίου μέσω του ίδιου αγωγού από την 1^η Σεπτεμβρίου του 2022, β) το γεγονός ότι, παρά τις εκκλήσεις της διεθνούς κοινότητας, οι χώρες του OPEC δεν προχώρησαν σε διεύρυνση της ημερήσιας παραγωγής τους, αντιθέτως, ανακοίνωσαν τον Οκτώβριο του 2022 σχέδιο περιορισμού της κατά 2 εκατ. βαρέλια ημερησίως έως το τέλος του 2023, η υλοποίηση του οποίου έως τον Φεβρουάριο του 2023 είχε μειώσει την παραγωγή κατά 634 χιλ. βαρέλια,⁴ γ) την άρση, ύστερα από παλινωδίες, του αυστηρού lockdown στην Κίνα (πολιτική zero-Covid) τον Δεκέμβριο του 2022, εξέλιξη η οποία βελτίωσε σημαντικά τις προοπτικές ανάπτυξης της οικονομίας της χώρας στο επόμενο έτος και δ) τις πρόσθετες κυρώσεις στις εξαγωγές αργού πετρελαίου (πλαφόν \$60/βαρέλι από τις αρχές Δεκεμβρίου 2022 από την ΕΕ) και προϊόντων πετρελαίου της Ρωσίας (πλαφόν \$45/βαρέλι στα χαμηλής διύλισης προϊόντα (π.χ. μαζούτ) και \$100/βαρέλι στα υψηλότερης ποιότητας προϊόντα (π.χ. ντίζελ, κηροζίνη) από τις αρχές Φεβρουαρίου 2023 στην ΕΕ, τις χώρες της G7 και την Αυστραλία).

Παρά ταύτα, η συνέχιση των ενεργειακών εξαγωγών από την Ρωσία κατόπιν της έναρξης του πολέμου, σε συνδυασμό με τις σχετικά γρήγορες αντιδράσεις πολιτικής διεθνώς για την εξοικονόμηση ενέργειας και τη διαφοροποίηση των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού, οι οποίες σε επίπεδο ΕΕ έλαβαν μέσω του σχεδίου RePowerEU χαρακτηριστικά στρατηγικής, οδήγησαν σε σταδιακή αποκλιμάκωση των τιμών πετρελαίου και ενέργειας γενικότερα από τον Απρίλιο του 2022. Η σχεδόν συνεχής υποχώρηση των τιμών πετρελαίου από αυτόν τον μήνα, που δεν ανακόπηκε κατά τους χειμερινούς μήνες, θεωρείται πως σχετίζεται επίσης με τον ιδιαίτερα ήπιο χειμώνα του 2023 στο βόρειο ημισφαίριο και στην εθελοντική εξοικονόμηση της κατανάλωσης ενέργειας από το φθινόπωρο του 2022. Υπό αυτές τις επιδράσεις, οι τιμές του αργού πετρελαίου για τις βασικές ποικιλίες του κυμαίνονται χαμηλότερα σε σύγκριση με την περίοδο πριν τον πόλεμο στην Ουκρανία (\$83-89/βαρέλι τον Ιανουάριο του 2022) ήδη από τον Δεκέμβριο του 2022.

Ως προς τις αναμενόμενες εξελίξεις στις αγορές αργού πετρελαίου και πετρελαιοειδών μεσοπρόθεσμα, υφίστανται παράγοντες η επίδραση των οποίων δύναται να οδηγήσει σε περαιτέρω υποχώρηση των τιμών, ωστόσο υπάρχουν και ορισμένοι οι οποίοι θα μπορούσαν να προκαλέσουν μια αντιστροφή της τρέχουσας πτωτικής τάσης. Στην πρώτη κατηγορία παραγόντων κατατάσσεται το ότι, ενώ σύμφωνα με τα έως τώρα διαθέσιμα στοιχεία, φαίνεται ως πλέον πιθανό να αποφευχθεί μια ύφεση στις αναπτυγμένες οικονομίες κατά το

⁴ OPEC Monthly Oil Market Report, Μάρτιος 2023 και Ιανουάριος 2023

πρώτο εξάμηνο φέτος, εντούτοις θα σημειωθεί σημαντική επιβράδυνση του ρυθμού ανάπτυξής τους, με αρνητικό αντίκτυπο στη ζήτηση ενεργειακών προϊόντων. Επιπλέον, η πιθανότητα του ενδεχόμενου ύφεσης στο δεύτερο εξάμηνο του 2023 παραμένει υψηλή, υπό την επίδραση και των εφαρμοζόμενων συσταλτικών νομισματικών πολιτικών από τις μεγαλύτερες Κεντρικές Τράπεζες (ECB, FED, BoE), αλλά και αρκετές περιφερειακές, αποτρέποντας μια σημαντική ενίσχυση της ζήτησης πετρελαιοειδών. Στη συγκράτηση των τιμών του πετρελαίου γύρω από τα επίπεδα του Μαρτίου του 2023 μπορεί να συμβάλει η ενίσχυση των αποθεμάτων στις χώρες του ΟΟΣΑ (στα 2,8 δις βαρέλια τον Μάρτιο 2023, 195 εκατ. βαρέλια υψηλότερα έναντι του ίδιου μήνα πέρυσι και μόλις 34 εκατ. βαρέλια χαμηλότερα από το μέσο όρο της περιόδου 2015-2019, προ πανδημίας), αν και στις ΗΠΑ κυμαίνονταν στο τέλος Απριλίου του 2023 πλησίον του ελάχιστου επιπέδου των τελευταίων 19 ετών, στα 1,6 δις βαρέλια, περίπου 100 εκατ. βαρέλια χαμηλότερα σε σύγκριση με ένα έτος πριν.

Στον αντίποδα, η μη αναμενόμενη απόφαση του OPEC στις αρχές Απριλίου του 2023 για άμεσο περιορισμό της παραγωγής του κατά 1,66 εκατ. βαρέλια ημερησίως έως το τέλος του έτους, επιπλέον της περικοπής που εφάρμοσε με την αντίστοιχη απόφασή του τον Οκτώβριο, επέφερε αύξηση των τιμών κατά την επόμενη εβδομάδα στην περιοχή του 6,0-6,5%. Επιπλέον παράγοντες οι οποίοι μπορούν να αποτρέψουν την περαιτέρω υποχώρηση των τιμών πετρελαίου και να οδηγήσουν σε άνοδό τους περιλαμβάνουν την επιτάχυνση του ρυθμού μεγέθυνσης της οικονομίας της Κίνας κατά το τρέχον έτος σε σύγκριση με το 2022 λόγω της εξόδου από τη zero-Covid πολιτική (σε 5,3% σύμφωνα με την πλέον πρόσφατη έκθεση του ΟΟΣΑ από 3,0% το 2022⁵) και γενικότερα την εκτιμώμενη διεύρυνση της παγκόσμιας ζήτησης πετρελαίου το 2023 έναντι του προηγούμενου έτους, κατά περίπου 2,3% σύμφωνα με τις πλέον πρόσφατες εκτιμήσεις (σε συνέχεια 2,6% πέρυσι), στα 101,9 εκατ. βαρέλια ημερησίως⁶.

Βάσει των πλέον πρόσφατων στοιχείων από τις αγορές futures, ενδεικτικά, οι τιμές αργού πετρελαίου WTI και Brent για παράδοση τον Δεκέμβριο του 2023 κυμαίνονταν κατά την τρίτη εβδομάδα του Μαΐου φέτος ελαφρώς υψηλότερα από τα τρέχοντα επίπεδα των \$70-73/βαρέλι, στα \$72,3-76,5/βαρέλι.

2.2 Χαρακτηριστικά και τάσεις των αγορών φυσικού αερίου

Η σημασία του φυσικού αερίου για τις παγκόσμιες αγορές ενέργειας μεγεθύνεται τα τελευταία έτη στα πλαίσια της μετάβασης σε ένα ενεργειακό μίγμα που μειώνει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Αυτό συμβαίνει διότι το φυσικό αέριο, εκτός από σχετικά πιο οικονομικά αποτελεσματικό καύσιμο, έχει και μικρότερο αποτύπωμα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με άλλα ορυκτά καύσιμα. Ως εκ τούτου, επιλέγεται (μεταξύ άλλων και στην ΕΕ) ως καύσιμο βάσης στα ενεργειακά συστήματα για την εξισορρόπηση της στοχαστικότητας των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Το φυσικό αέριο το οποίο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ενέργειας για διάφορες χρήσεις είναι ένα άοσμο, αέριο μείγμα υδρογονανθράκων, το οποίο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο (CH₄). Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (ΥΦΑ-LNG) δημιουργείται από την ψύξη του φυσικού αερίου στους -160°C, από την οποία προκύπτει ένα διαυγές, άχρωμο και μη τοξικό υγρό, 600 φορές μικρότερο σε όγκο από το φυσικό αέριο. Επομένως, η υγροποίηση του φυσικού αερίου διευκολύνει τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων του σε μεγάλες αποστάσεις, προκειμένου όταν φτάσει στον προορισμό του να επαναεριοποιηθεί σε κατάλληλες εγκαταστάσεις. Η μεταφορά του φυσικού αερίου γίνεται με αγωγούς για λόγους ασφαλείας, καθώς είναι ιδιαίτερα εύφλεκτο, ενώ και η αποθήκευσή του επί μακρόν είναι επικίνδυνη, για

⁵ OECD (2023)

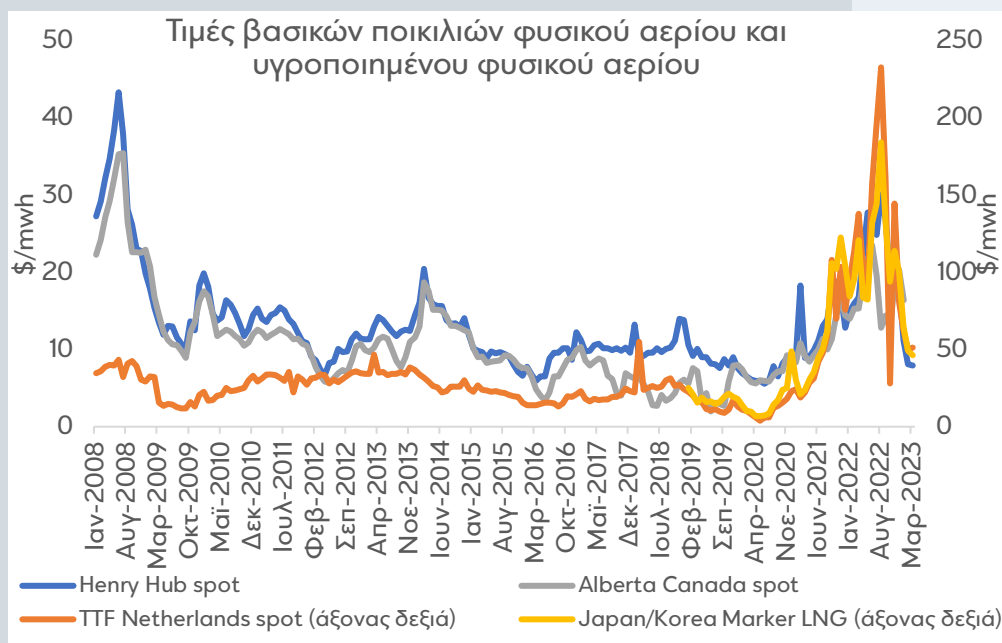
⁶ OPEC Monthly Oil Market Report, Μάρτιος 2023

αυτό οι αγωγοί λειτουργούν και ως αποθηκευτικοί χώροι. Ως προς τη διαχείριση του LNG, υπάρχουν στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο είκοσι οκτώ σταθμοί υγροποιημένου φυσικού αερίου. Στην Ελλάδα, ο μοναδικός σταθμός μέχρις στιγμής για την υποδοχή δεξαμενοπλοίων ΥΦΑ, την αποθήκευση και την αεριοποίησή του, προκειμένου να διοχετευθεί εν συνεχεία ως φυσικό αέριο (ΦΑ) στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς ΦΑ (ΕΣΜΦΑ), είναι ο σταθμός της Ρεβυθούσας, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στο ομώνυμο νησί του κόλπου Πάχης Μεγάρων. Σε φάση ολοκλήρωσης βρίσκεται ο σταθμός της Αλεξανδρούπολης, ενώ η απόφαση για την κατασκευή ενός σταθμού στην περιοχή των Αγίων Θεοδώρων στον Κορινθιακό Κόλπο αναμένεται εντός του 2023.

Ωστόσο, πέρα από το φυσικό αέριο και την υγροποιημένη μορφή του, για χρήση ως καύσιμο οχημάτων, έχει παρασκευαστεί το ανανεώσιμο φυσικό αέριο (RNG), γνωστό και ως βιομεθάνιο. Παράγεται από τον καθαρισμό του βιοαερίου, το οποίο παράγεται είτε μέσω αναερόβιας χώνευσης οργανικών υλικών, π.χ. αποβλήτων από χωματερές, ζώα, είτε μέσω θερμοχημικών διεργασιών, όπως η αεριοποίηση.

Η spot και για συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) αγορά φυσικού αερίου στις ΗΠΑ είναι ο κόμβος φυσικού αερίου Henry Hub (HH) στη Λουιζιάνα, ενώ στην Ευρώπη η διαπραγμάτευση (spot – συμβολαίων) πραγματοποιείται κυρίως σε εικονικούς κόμβους, όπως το National Balancing Point (NBP) στο Ηνωμένο Βασίλειο και το Title Transfer Facility (TTF) στην Ολλανδία, με το δεύτερο κόμβο να είναι ο κύριος στην Ευρώπη, αφού μέσω αυτού πραγματοποιούνται παραπάνω από τα δύο τρίτα των συναλλαγών στην ήπειρο. Τέλος, ο εικονικός κόμβος φυσικού αερίου για την Ιαπωνία και τη Νότιο Κορέα, είναι το Japan Korea Marker, ο οποίος αφορά και το υγροποιημένο φυσικό αέριο.

Διάγραμμα 2.2



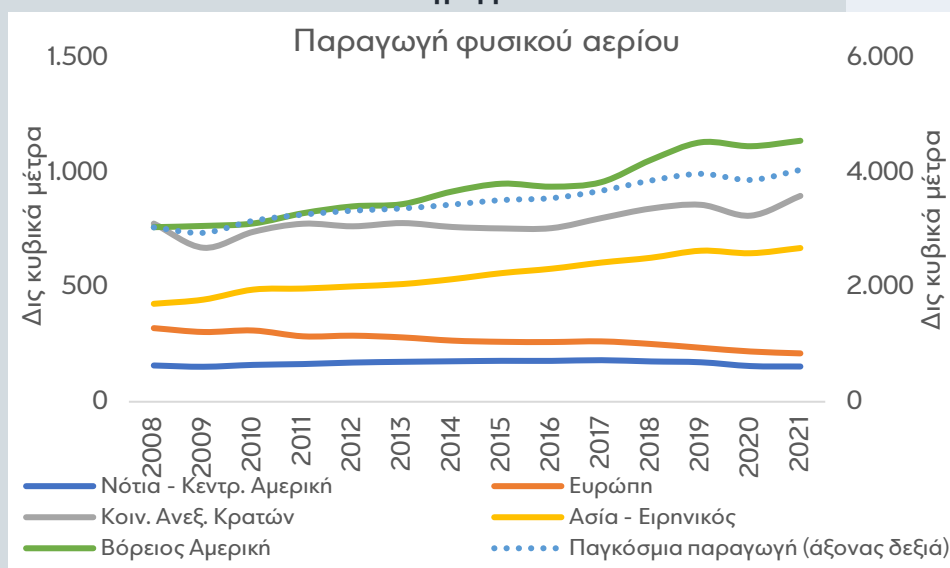
Πηγή: US Energy Information Administration, Refinitiv Eikon, Eurobank Research

Οι παράγοντες οι οποίοι έχουν επηρεάσει διαχρονικά τη διακύμανση του φυσικού αερίου από το 2008 συμπίπτουν σε αρκετές περιπτώσεις με εκείνους οι οποίοι καθόρισαν τις τιμές του αργού πετρελαίου. Όμως, η επίδρασή τους δεν είναι παρόμοια σε όλες τις αγορές. Όπως θα προκύψει από την ανάλυση που ακολουθεί,

η ένταση των επιδράσεων ανά αγορά φυσικού αερίου σχετίζεται με το βαθμό εξάρτησης της κατανάλωσης ενέργειας στη γεωγραφική περιφέρεια την οποία εξυπηρετεί από το φυσικό αέριο, καθώς και από το κατά πόσο η παραγωγή φυσικού αερίου η οποία είναι αντικείμενο διαπραγμάτευσης στη συγκεκριμένη αγορά επηρεάζεται από την αιτία των (οικονομικών, πολιτικών, κ.λπ.) διακυμάνσεων. Για παράδειγμα, η παγκόσμια χρηματοπιστωτική κρίση του 2008 ξεκίνησε από τις ΗΠΑ επηρεάζοντας έντονα την οικονομία τους κυρίως στο επόμενο έτος (ύφεση 2,4%, έναντι ανάπτυξης 1,1% το 2008 και 2,2% το 2007). Δεδομένου ότι η ενεργειακή εξάρτηση από το φυσικό αέριο ήταν τότε σαφώς υψηλότερη από άλλες οικονομίες, π.χ. την ευρωπαϊκή, η διακύμανση των τιμών του φυσικού αερίου ήταν σαφώς εντονότερη στις σχετικές αγορές (Henry Hub, Alberta), από ότι στον κύριο κόμβο φυσικού αερίου στην Ευρώπη, τον TTF στην Ολλανδία. Αυτό μάλιστα συνέβη παρότι στην Ευρωπαϊκή Ένωση η μεταβολή της τάσης στο ΑΕΠ ήταν ισχυρότερη από ότι στις ΗΠΑ (ύφεση 4,3% το 2009 κατόπιν ανάπτυξης 1,0% ένα έτος νωρίτερα). Η ισχυρή ανάκαμψη σε ΗΠΑ (2,7%) και Καναδά (3,1%) το 2010 αναθέρμανε και την κατανάλωση ενεργειακών προϊόντων, οδηγώντας σε γρήγορη, σημαντική ανάκαμψη της τιμής του φυσικού αερίου στις σχετικές αγορές (Henry Hub, Alberta), ενώ την ίδια περίοδο στην Ευρώπη η τιμή του φυσικού αερίου ανήλθε σαφώς ηπιότερα (Διάγραμμα 2.2), αν και η ένταση της ανάκαμψης δεν διέφερε σημαντικά από εκείνη στις ΗΠΑ (2,2%).

Η απότομη αύξηση των τιμών φυσικού αερίου στο τέλος του 2013 και τις αρχές του 2014 στις αγορές των ΗΠΑ και του Καναδά οφείλεται στο δριμύ, παρατεταμένο χειμώνα, που εκτίναξε τη ζήτηση για θέρμανση. Από την άνοιξη του 2014 έως το καλοκαίρι του 2016 οι τιμές αποκλιμακώθηκαν έντονα στις συγκεκριμένες αγορές, με αποτέλεσμα να διαμορφωθούν τον Ιούνιο του 2016 στο ελάχιστο 17 ετών. Η πτώση δεν οφειλόταν σε σημαντική διεύρυνση της παραγωγής φυσικού αερίου στις ΗΠΑ το 2015-2016 (Διάγραμμα 2.3), αλλά στον ιδιαίτερα ήπιο χειμώνα του 2016 και στη συσσώρευση μεγάλων αποθεμάτων, που πίεσαν τις τιμές σε ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα στη μέση του έτους. Έκτοτε, οι τιμές άρχισαν να ανέρχονται σταδιακά στα τέλη της άνοιξης, λόγω κλιμάκωσης της ζήτησης από πολλούς τομείς και μείωσης της παραγωγής φυσικού αερίου, ενώ αυξήθηκαν απότομα στο τέλος του έτους λόγω των χαμηλών θερμοκρασιών στα μέσα Δεκεμβρίου.

Διάγραμμα 2.3



Πηγή: BP Statistical Review, Eurobank Research

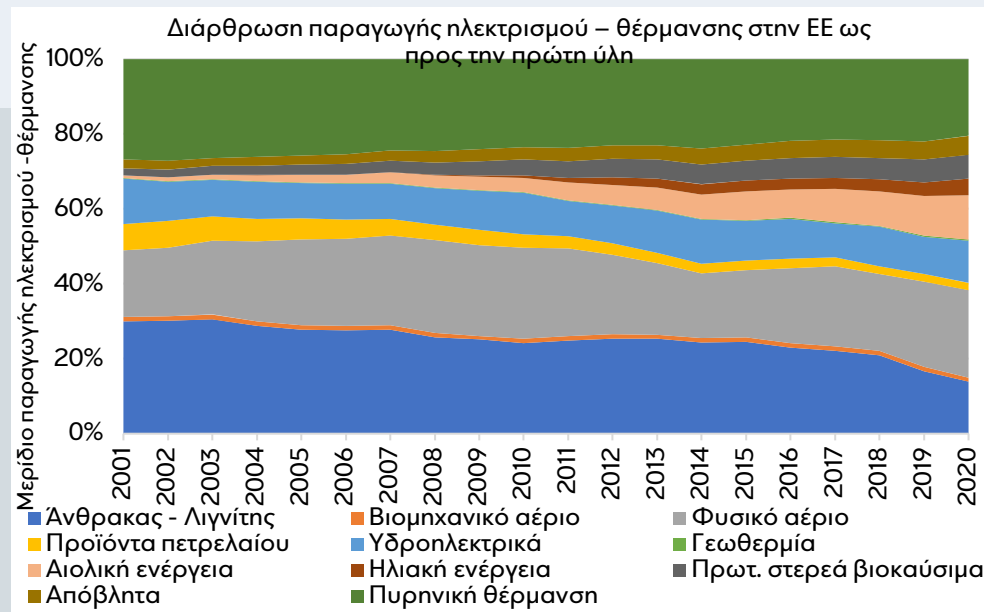
Σε μια τρίτη περίπτωση, τα μέτρα προστασίας της δημόσιας υγείας που ακολούθησαν την εκδήλωση της πανδημίας του COVID-19 (περιορισμοί μετακινήσεων, εντός των χωρών και διεθνώς, αναστολή λειτουργίας επιχειρήσεων κ.ά.) περιόρισαν έντονα τη ζήτηση ενέργειας, κυρίως για μετακινήσεις, αντίδραση η οποία αποτυπώθηκε και στην πλευρά της παραγωγής, με το συνολικό επίπεδο της παγκοσμίως να υποχωρεί το 2020 για πρώτη φορά από το 2009, κυρίως λόγω της κάμψης της παραγωγής στις χώρες της Ρωσίας (Διάγραμμα 2.3). Υπό αυτές τις εξελίξεις, η τιμή του φυσικού αερίου στην Ευρώπη (TTF) υποχώρησε τον Μάιο του 2020 σε ελάχιστο επίπεδο τουλάχιστον 12,5 ετών, ενώ έναν μήνα αργότερα, στις ΗΠΑ, διαμορφώθηκε στο χαμηλότερο επίπεδο τουλάχιστον από το 1997.

Οι διαταραχές στις εφοδιαστικές αλυσίδες εξαιτίας των διαδοχικών lockdowns και η ισχυρότερη της αναμενόμενης ανάκαμψη της παγκόσμιας οικονομίας από το δεύτερο τρίμηνο του 2021, επανάφεραν τις τιμές του φυσικού αερίου διεθνώς στον προ πανδημίας μακροχρόνιο μέσο όρο τους (2008-2019) από το τρίτο τρίμηνο του 2021.

2.2.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

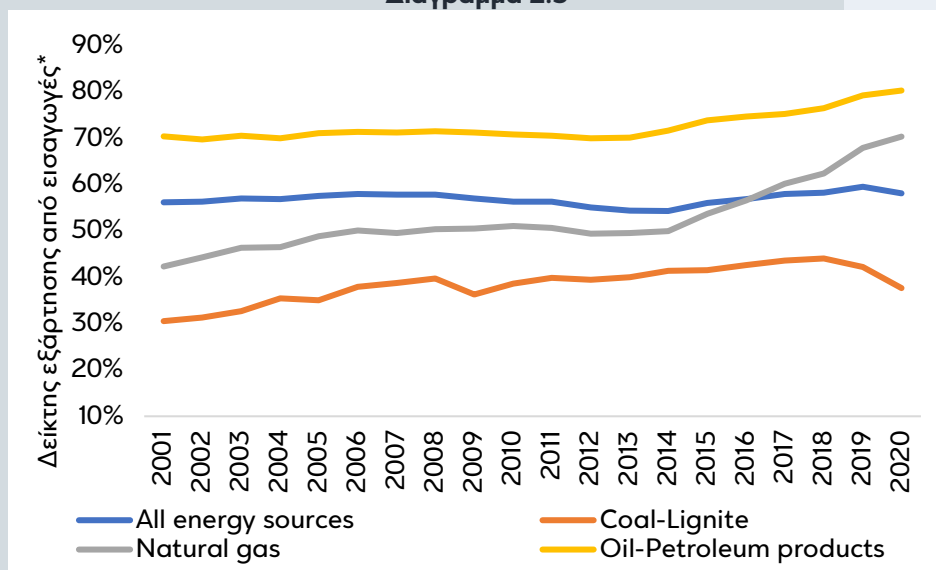
Το μείγμα πρώτων υλών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας στην ΕΕ άλλαξε σημαντικά στην περίοδο 2001-2020, με σταδιακή, διαρθρωτική μετατόπιση από τα ορυκτά καύσιμα (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαιο και προϊόντα πετρελαίου) και την πυρηνική θερμότητα προς τις ανανεώσιμες πηγές και το φυσικό αέριο (Διάγραμμα 2.4). Η αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας στην ΕΕ την περίοδο 2001-2020, και σταδιακά στις μεταφορές, καλύφθηκε κυρίως με εισαγωγές από τη Ρωσία, τη Νορβηγία, τη Νιγηρία και το Κατάρ, με την εντός ΕΕ παραγωγή να υποχωρεί (Διάγραμμα 2.3). Οι τρεις πρώτες χώρες και η Αλγερία κατείχαν πριν από την πανδημία τα τέσσερα μεγαλύτερα μερίδια στις εισαγωγές φυσικού αερίου της ΕΕ. Την ίδια περίοδο, οι ήδη υψηλές εισαγωγές πετρελαίου και προϊόντων πετρελαίου διευρύνθηκαν περαιτέρω, κυρίως λόγω της έκρηξης των επανεξαγωγών μεταποιημένων προϊόντων πετρελαίου από την ΕΕ, καθώς τα διυλιστήριά της βελτίωσαν τα μερίδια αγοράς τους σε γειτονικές περιοχές (π.χ. Βαλκάνια, Νοτιοανατολική Μεσόγειος), αλλά επίσης επειδή η πρωτογενής παραγωγή τέτοιων προϊόντων εντός ΕΕ σχεδόν μειώθηκε στο μισό μεταξύ 2001-2020 (-49,7% σε όρους GWh).

Διάγραμμα 2.4



Ως αποτέλεσμα της αυξημένης ζήτησης για φυσικό αέριο, οι εισαγωγές αυξήθηκαν +47,2% το 2020 σε σύγκριση με το 2001 (σε κυβικά μέτρα) και η ΕΕ ήταν πριν τον πόλεμο στην Ουκρανία σαφώς περισσότερο εξαρτημένη από τις εισαγωγές ενέργειας, με το δείκτη εξάρτησης σε εισαγωγές φυσικού αερίου αυξημένο κατά 28 π.μ. μεταξύ 2001-2020, ενώ η ενεργειακή εξάρτηση από το πετρέλαιο και τα προϊόντα πετρελαίου είχε διευρυνθεί κατά 10 π.μ. (Διάγραμμα 2.5).

Διάγραμμα 2.5



* Ο δείκτης εξάρτησης από τις εισαγωγές ενέργειας (συνολικά και ανά προϊόν) υπολογίζεται από το μερίδιο των καθαρών εισαγωγών στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση, δηλαδή το άθροισμα της εγχωρίως παραγόμενης ενέργειας και των καθαρών εισαγωγών

Υστερα από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, και συναφώς με την τάση στις τιμές του πετρελαίου, οι τιμές του φυσικού αερίου διεθνώς αυξήθηκαν σημαντικά. Ωστόσο, η άνοδος στην Ευρώπη (+45,3% τον Μάρτιο του 2022 έναντι του προηγούμενου Ιανουαρίου) ήταν πολύ εντονότερη σε σύγκριση με τις ΗΠΑ (+11,9%) και τον Καναδά (+9,8%), αντανakλώντας την ισχυρή ανησυχία εξαιτίας της μεγάλης εξάρτησης της Ευρώπης σε φυσικό αέριο από τη Ρωσία. Οι τιμές του υγροποιημένου φυσικού αερίου ενισχύθηκαν εξίσου έντονα με τις ευρωπαϊκές (+43,4% τον Μάρτιο έναντι του Ιανουαρίου, Διάγραμμα 2.4), λόγω των προσπαθειών υποκατάστασης του φυσικού αερίου από τη Ρωσία και διαφοροποίησης των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού. Το πρώτο εξάμηνο του 2022, οι μη ρωσικές εισαγωγές LNG στην Ευρώπη διευρύνθηκαν κατά 21 δις κυβικά μέτρα (bcm) σε σύγκριση με την ίδια περίοδο του 2021.

Κυρώσεις επιβλήθηκαν και από την πλευρά της Ρωσίας στη ροή φυσικού αερίου προς την Ευρώπη, με πλέον σημαντικές σχετικές εξελίξεις τη μείωση τον Ιούλιο του 2022 των ροών μέσω του Nord Stream 1 από 40% της 20% της δυναμικότητας μεταφοράς του και την πλήρη αναστολή προμήθειας φυσικού αερίου μέσω του ίδιου αγωγού από την 1η Σεπτεμβρίου του ίδιου έτους. Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε στην προηγούμενη ενότητα, οι σχετικά γρήγορες αντιδράσεις πολιτικής στην ΕΕ για την εξοικονόμηση ενέργειας και τη διαφοροποίηση των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού, οι οποίες με το σχέδιο RePowerEU εντάχθηκαν σε ένα πλαίσιο στρατηγικής, απέτρεψαν την παραμονή για μεγάλο χρονικό διάστημα των τιμών του φυσικού αερίου σε υψηλά επίπεδα και διευκόλυναν την αποκλιμάκωσή τους. Στις πλέον σημαντικές σχετικές ενέργειες υπό το RePowerEU που αφορούν στο φυσικό αέριο⁷ περιλαμβάνονται οι εξής:

- ο Αύξηση παραδόσεων υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) από τις ΗΠΑ και τον Καναδά και αερίου αγωγών και ΥΦΑ από τη Νορβηγία
- ο Εντατικοποίηση συνεργασίας με το Αζερμπαϊτζάν για το νότιο διάδρομο μεταφοράς φυσικού αερίου (αγωγός Trans Adriatic – TAP)
- ο Πολιτικές συμφωνίες με την Αίγυπτο και το Ισραήλ, για την αύξηση του εφοδιασμού με ΥΦΑ

Πέρα από τις ενέργειες στο πλαίσιο του RePowerEU, την 1^η Μαΐου 2022 ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία της διασύνδεσης αερίου Πολωνίας-Λιθουανίας, η οποία ενισχύει την ανθεκτικότητα της αγοράς φυσικού αερίου ολόκληρης της Βαλτικής και την 1^η Οκτωβρίου 2022 εγκαινιάστηκε η διασύνδεση αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας.

Εκτός από τις παραπάνω θετικές εξελίξεις για την ενεργειακή ασφάλεια και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ μέσο-μακροπρόθεσμα, ο πόλεμος της Ρωσίας στην Ουκρανία είχε και ορισμένες σημαντικές αρνητικές επιπτώσεις. Πλέον σημαντική εξ αυτών είναι η αναστολή της πιστοποίησης του αγωγού φυσικού αερίου Nord Stream 2, που έχει κατασκευαστεί προκειμένου να μεταφέρει φυσικό αέριο από την Ρωσία απευθείας στη Γερμανία. Η κατασκευή του ολοκληρώθηκε τον Σεπτέμβριο 2021. Στις 22 Φεβρουαρίου του 2022, ο Γερμανός Καγκελάριος Όλαφ Σολτς, ανέστειλε την πιστοποίησή του, λόγω της επίσημης αναγνώρισης της Λαϊκής Δημοκρατίας του Ντόνετσκ και της Λαϊκής Δημοκρατίας του Λουγκάνσκ από τη Ρωσική Κρατική Δούμα και τον Πρόεδρο Πούτιν, δύο ημέρες πριν τη ρωσική εισβολή στην Ουκρανία.

Στην υποχώρηση των τιμών φυσικού αερίου το φθινόπωρο του 2022 και το χειμώνα του 2023, οι οποίες από τον Ιανουάριο κυμαίνονται σε επίπεδα προ του πολέμου, συνέβαλαν τα ήπια χαρακτηριστικά του καιρού σε

⁷ Οι θεματικές περιοχές του RePowerEU, οι σημαντικότερες ενέργειες οι οποίες έχουν πραγματοποιηθεί έως τώρα για την επίτευξή του, καθώς και οι μεσοπρόθεσμοι στόχοι του, παρουσιάζονται αναλυτικά στην υποενότητα 4.3.3

αυτές τις περιόδους. Αυτό βοήθησε και στην επιτυχία της προσπάθειας περιορισμού της κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά 15% από τον Αύγουστο του 2022 έως τον Μάρτιο 2023, την οποία αποφάσισαν οι χώρες μέλη της ΕΕ τον Ιούλιο του περασμένου έτους με τον Κανονισμό για συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης για φυσικό αέριο⁸. Προηγουμένως (Ιούνιος 2022) η ΕΕ είχε εγκρίνει τον Κανονισμό για την αποθήκευση αερίου⁹, σύμφωνα με τον οποίο απαιτείται πλήρωση της υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου της ΕΕ στο 80% της χωρητικότητας έως την 1^η Νοεμβρίου 2022 για να διασφαλιστεί ο εφοδιασμός ενόψει του τότε επερχόμενου χειμώνα. Σύμφωνα με έκθεση της Επιτροπής του Μαρτίου του 2023¹⁰, τη συγκεκριμένη ημερομηνία είχε επιτευχθεί μέσο επίπεδο αποθήκευσης 94,9% σε ολόκληρη την ΕΕ, ενώ στα τέλη του 2022 αυτό βρισκόταν στο 83,4%. Τα υψηλά αποθέματα επιτεύχθηκαν και επειδή μέρος των ροών φυσικού αερίου της Ρωσίας προς την Ευρώπη συνεχίζεται, συγκεκριμένα μέσω του Turkstream προς την Ουγγαρία, την Ελλάδα και τα Βαλκάνια, ενώ, παρά τον πόλεμο, η Gazprom εξακολουθεί να χρησιμοποιεί αγωγούς στην Ουκρανία προς την Ευρώπη, τους οποίους διαχειρίζεται η ουκρανική Naftogaz.

Στις 19 Δεκεμβρίου 2022, ύστερα από μήνες διαπραγματεύσεων, οι υπουργοί ενέργειας της ΕΕ κατέληξαν σε συμφωνία για έναν «προσωρινό μηχανισμό για τον περιορισμό των υπερβολικών τιμών του φυσικού αερίου». Ο μηχανισμός διόρθωσης αγοράς θα ενεργοποιηθεί εφόσον συντρέξουν οι εξής συνθήκες:

- ο Η τιμή των futures ενός μηνός στην αγορά TTF υπερβαίνει τα €180/MWh για τρεις εργάσιμες ημέρες.
- ο Η τιμή των συγκεκριμένων futures είναι €35 υψηλότερη από μια τιμή αναφοράς για το LNG στις παγκόσμιες αγορές (με βάση ένα διεθνές καλάθι κόμβων συναλλαγών LNG) κατά τις ίδιες τρεις εργάσιμες ημέρες.

Ο μηχανισμός μπορεί να ενεργοποιηθεί από τις 15 Φεβρουαρίου 2023. Ο Οργανισμός Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) είναι ο αρμόδιος για τη συνεχή παρακολούθηση των αγορών σχετικά με την ενεργοποίηση του μηχανισμού. Εάν παρατηρήσει ότι συντρέχουν οι συνθήκες διόρθωσης αγοράς, θα δημοσιεύσει μια «ειδοποίηση διόρθωσης» στο site του.

Όσο ο μηχανισμός διόρθωσης της αγοράς είναι ενεργός, δεν θα επιτρέπεται η πραγματοποίηση συναλλαγών σε futures φυσικού αερίου στις αγορές οι οποίες εμπίπτουν στο πεδίο ελέγχου του μηχανισμού πάνω από το αποκαλούμενο «δυναμικό όριο προσφοράς». Το «δυναμικό όριο προσφοράς» είναι η τιμή αναφοράς, όπως προσδιορίστηκε παραπάνω, συν €35/MWh. Εάν η τιμή αναφοράς για το LNG είναι χαμηλότερη από €145/MWh, το δυναμικό όριο προσφοράς θα παραμείνει στο άθροισμα των €145 και €35. Ύστερα από την ενεργοποίησή του, το δυναμικό όριο προσφοράς θα ισχύει επί τουλάχιστον 20 εργάσιμες ημέρες. Εφόσον το όριο δυναμικής προσφοράς παραμείνει κάτω από €180/MWh τις τελευταίες τρεις συνεχόμενες εργάσιμες ημέρες, θα απενεργοποιηθεί.

Ως προς τις αναμενόμενες εξελίξεις στις αγορές φυσικού αερίου μεσοπρόθεσμα, ορισμένοι από τους παράγοντες οι οποίοι θα επηρεάσουν τις τιμές είναι παρόμοιοι με εκείνους στις αγορές αργού πετρελαίου και πετρελαιοειδών, καθώς σχετίζονται με τη ζήτηση ενέργειας παγκοσμίως. Έτσι, σύμφωνα με τα έως τώρα διαθέσιμα στοιχεία κατά το πρώτο τρίμηνο φέτος εκτιμάται ότι σημειώθηκε μια ήπια επιβράδυνση του ρυθμού ανάπτυξης των αναπτυσσόμενων οικονομιών σε σύγκριση με το προηγούμενο τρίμηνο (Ευρωζώνη: 1,3%YoY έναντι 1,8%YoY, Ηνωμένο Βασίλειο: 0,2%YoY έναντι 0,6%YoY, ΗΠΑ 1,6%YoY έναντι 0,9%YoY), με αρνητικό

⁸ COM (2022) 360 final

⁹ EU/2022/1032

¹⁰ COM (2023) 182 final

αντίκτυπο στη ζήτηση ενεργειακών προϊόντων. Η πιθανότητα του ενδεχόμενου ύφεσης στο δεύτερο τρίμηνο του 2023 παραμένει υψηλή, υπό την επίδραση των εφαρμοζόμενων συστατικών νομισματικών πολιτικών από τις κεντρικές τράπεζες, συγκρατώντας τη ζήτηση φυσικού αερίου. Αποτρεπτικά σε μια σημαντική άνοδο των τιμών του φυσικού αερίου στην ΕΕ από τα τρέχοντα επίπεδα θα συνεχίσουν να επενεργούν τα υψηλά αποθέματά του στα κράτη-μέλη, τα οποία στο μέσα Ιουνίου του 2023 έφθαναν το 73,4% της αποθηκευτικής δυναμικότητας, έναντι 53.2% την ίδια περίοδο ένα έτος νωρίτερα. Μάλιστα, τα σχετικά ποσοστά σε μεγάλες ευρωπαϊκές οικονομίες με υψηλή χρήση φυσικού αερίου υπερβαίνουν το μέσο όρο: Γερμανία: 78,6%, Ιταλία: 78,3%, Ολλανδία: 73,5%¹¹. Η αναμενόμενη σημαντική διεύρυνση των ευρωπαϊκών εισαγωγών LNG από τις ΗΠΑ από τον Μάρτιο του 2023, καθώς επανεκκίνησε η λειτουργία του τερματικού σταθμού της Freeport LNG που είχε αδρανοποιηθεί από πυρκαγιά τον Ιούνιο του προηγούμενου έτους και από τον οποίο φορτώνεται περίπου το 20% όλων των εξαγωγών LNG των ΗΠΑ, θα συμβάλει στη διαμόρφωση υψηλών αποθεμάτων στην Ευρώπη. Άλλωστε, βάσει του Κανονισμού για την αποθήκευση αερίου, υποχρέωση διατήρησης αποθεμάτων έχουν όλες τις χώρες της ΕΕ, ακόμα και όσες δεν διαθέτουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης (π.χ. Ελλάδα, Εσθονία, Λιθουανία, Σλοβενία, Φινλανδία), οι οποίες οφείλουν να αποθηκεύουν το 15% της ετήσιας εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου σε αποθέματα τα οποία βρίσκονται σε άλλες χώρες μέλη. Συνεκτιμώντας τα παραπάνω, εφόσον δεν εκδηλωθούν ακραία, παρατεταμένα καιρικά φαινόμενα κατά την καλοκαιρινή περίοδο στο βόρειο ημισφαίριο τα οποία θα αυξήσουν έντονα την κατανάλωση φυσικού αερίου, αναμένεται να επιτευχθεί ο στόχος για αποθέματα ύψους 90% της αποθηκευτικής δυναμικότητας ο οποίος έχει οριστεί στον προαναφερθέντα κανονισμό για την αρχή του επόμενου και των προσεχών χειμώνων (In Νοεμβρίου).

Την επίτευξη του στόχου αποθεμάτων και τη διακύμανση των τιμών στα τρέχοντα ή και χαμηλότερα επίπεδα θα μπορούσε να πλήξει η αναστολή των έως τώρα συνεχιζόμενων ροών φυσικού αερίου της Ρωσίας προς την Ευρώπη, μέσω Turkstream και των εναπομεινάντων ενεργών αγωγών στην Ουκρανία τους οποίους διαχειρίζεται η Naftogaz, π.χ. στο πλαίσιο μιας περαιτέρω κλιμάκωσης των κυρώσεων από τη ρωσική πλευρά. Ωστόσο, σε μια τέτοια περίπτωση, εφόσον οι τιμές υπερβούν το όριο ενεργοποίησης του μηχανισμού διόρθωσης αγοράς ο οποίος έχει θεσπιστεί στην ΕΕ, θα αποτραπεί με τη λειτουργία του η άνοδός τους, π.χ. στα επίπεδα στα οποία ανήλθαν τον Αύγουστο του 2022 (έως περίπου €269/MWh).

2.3 Χαρακτηριστικά και τάσεις των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα δυσχερώς αποθηκευόμενο αγαθό που πρέπει να παράγεται στο σημείο στο οποίο καταναλώνεται σε πραγματικό χρόνο. Η εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να πραγματοποιηθεί πριν και μετά από αυτό το χρονικό σημείο. Συγκεκριμένα, στις αγορές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας η εμπορία με τη χρήση συμβολαίων μπορεί να πραγματοποιηθεί από έτη έως εβδομάδες πριν από την παράδοση (forward-futures markets), κατά την προηγούμενη ημέρα πριν την παράδοση (day ahead markets), και αυθημερόν (intraday markets). Οι αγορές εξισορρόπησης (balancing markets) επιτρέπουν τη διόρθωση τυχόν ανισορροπιών μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε πραγματικό χρόνο. Το σύνολο αυτών των αγορών χονδρικής, η λειτουργία των οποίων περιγράφεται συνοπτικά στη συνέχεια και αναλυτικότερα στην υποενότητα 3.6.3 αποτελεί το Target Model της ΕΕ. Καθιερώθηκαν εγχωρίως με το ν.4512/2018, με τον οποίο ενσωματώθηκε ο Κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 1227/2011.

GIE (Gas Infrastructure Europe): <https://agsi.gie.eu/>

Αναλυτικά, τα προθεσμιακά συμβόλαια (forwards) συνάπτονται συνήθως εξωχρηματιστηριακά, με διμερείς (Over The Counter) συμβάσεις. Δεν έχουν κάποια τυποποιημένα χαρακτηριστικά και δεν αποτελούν αντικείμενο ανταλλαγής-διαπραγμάτευσης στο μέλλον. Περιλαμβάνουν την ποσότητα ενέργειας, το χρόνο παράδοσης και την τιμή πώλησης. Τέτοιου είδους συμβάσεις συνήθως πραγματοποιούνται από πολύ μεγάλους καταναλωτές, όπως βιομηχανίες με παραγωγική διαδικασία έντασης ενέργειας. Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) είναι τυποποιημένα και μπορούν να αποτελέσουν αντικείμενο ανταλλαγής σε χρηματιστήρια ενέργειας.

Ως προς τη λειτουργία των αγορών εξισορρόπησης έχουν επικρατήσει δύο μηχανισμοί. Ο πλέον διαδεδομένος, που εφαρμόζεται και στην Ελλάδα, είναι αυτός του κεντρικού προγραμματισμού και κατανομής (central dispatching model), στον οποίο ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς (ενδεικτικά στην Ελλάδα ο ΑΔΜΗΕ) βάσει των προσφορών ανά μονάδα παραγωγής επιλέγει τις οικονομικά πιο ανταγωνιστικές με τη χρήση αλγόριθμου βελτιστοποίησης και δίνει τις απαραίτητες εντολές ενεργοποίησης στις μονάδες παραγωγής που έχουν επιλεγεί (περισσότερες πληροφορίες στην υποενότητα 3.6.3, που αφορά στην εφαρμογή αυτού του μοντέλου λειτουργίας στην Ελλάδα). Ο άλλος ακολουθούμενος μηχανισμός εξισορρόπησης είναι αυτός της αυτοκατανομής (self-dispatching model), στον οποίο τα χρονοδιαγράμματα παραγωγής της ενέργειας και κατανάλωσής της, καθώς και η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας στις μονάδες παραγωγής και τις μονάδες ζήτησης καθορίζονται από τους πράκτορες προγραμματισμού των πρώτων μονάδων και όχι κεντρικά. Η φυσική αποστολή της ενέργειας μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε απευθείας από τον παραγωγό, εφαρμόζοντας την επιθυμητή κατανομή μεταξύ των μονάδων κατανάλωσης, είτε ακολουθώντας τις οδηγίες αποστολής από τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς, για την επιθυμητή κατανομή μεταξύ των μονάδων από τον παραγωγό.

Ένα κριτήριο κατηγοριοποίησης των αγορών ενέργειας συνολικά, όχι μόνο των αγορών εξισορρόπησης, είναι το εάν αποζημιώνουν μόνο την ισχύ που καταναλώνεται στην πραγματικότητα (energy-only markets) βάσει τουλάχιστον των βραχυπρόθεσμων προθεσμιακών συμβολαίων και βραχυπρόθεσμων χρηματιστηριακών συναλλαγών, ή το σύνολο της παραγόμενης ισχύος (αγορές δυναμικότητας- capacity markets). Στις αγορές οι οποίες λειτουργούν με την πρώτη προσέγγιση, η οποία εισήχθη στη Γερμανία στα τέλη της δεκαετίας του 1990, εφόσον η ζήτηση υπερβαίνει την προσφορά, η τιμή ανεβαίνει. Ως εκ τούτου, το σύστημα ευνοεί τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χαμηλό οριακό κόστος, όπως η ηλιακή ενέργεια ή η αιολική ενέργεια. Εάν από τις μονάδες οι οποίες χρησιμοποιούν αυτές τις τεχνολογίες παράγεται λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια από αυτή που απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης, ενεργοποιούνται επιπλέον παραγωγοί ενέργειας με υψηλότερο κόστος. Σε αυτούς περιλαμβάνονται μονάδες οι οποίες τροφοδοτούνται κυρίως με ορυκτά καύσιμα (π.χ. άνθρακα, φυσικό αέριο). Στη συνέχεια γίνεται ζεύξη της υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με το κομμάτι της προσφοράς της που παράχθηκε με υψηλό κόστος.

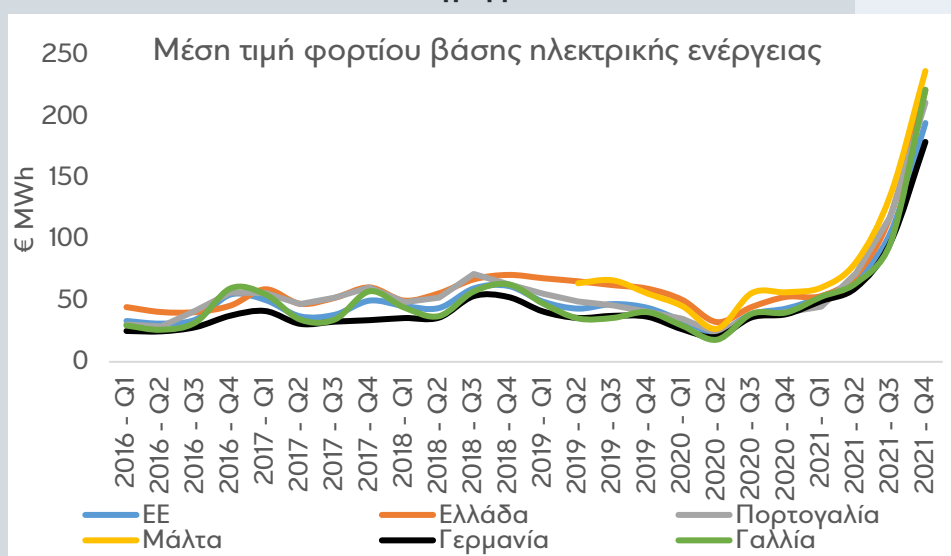
Οι αγορές δυναμικότητας (capacity markets) χρησιμοποιούνται για την εμπορία εγγυήσεων παραγωγής (Γαλλία) ή διαθέσιμου δυναμικού (Μεγάλη Βρετανία). Οι χονδρέμποροι αγοράζουν πιστοποιητικά που τους δίνουν το δικαίωμα σε μια σταθερή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας από τον παραγωγό σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή – ανεξάρτητα από το εάν ο τελικός αγοραστής θα την χρησιμοποιήσει τελικά ή όχι.

Ο εφαρμοζόμενος μηχανισμός εξισορρόπησης είναι ένας μόνο από τους παράγοντες οι οποίοι καθορίζουν την τελική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για τις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών σε μια χώρα. Σε αυτούς

τους παράγοντες συγκαταλέγονται ο βαθμός ολοκλήρωσης της αγοράς, υπό την έννοια του ποσοστού διασύνδεσης-συμμετοχής σε αυτή των παραγωγών από όλους τους τρόπους παραγωγής, καθώς και των εμπορών, η διάρθρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τις χρησιμοποιούμενες πρώτες ύλες, η φορολόγηση του ηλεκτρισμού, το εάν επιμέρους αγορές είναι προσδεμένες σε άλλες διεθνείς αγορές και πόσο γρήγορα ακολουθούνται μέσω αυτής της σχέσης οι τρέχουσες διακυμάνσεις των τιμών (π.χ. στην Ελλάδα, στην αγορά φυσικού αερίου δεν γίνονται αγοραπωλησίες από τη spot αγορά, αλλά εφαρμόζεται το μοντέλο «futures month ahead», που αφορά σε futures του χρηματιστηρίου φυσικού αερίου της Ολλανδίας (TTF). Το μεγαλύτερο χρηματιστήριο ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη είναι το EEX (European Energy Exchange) στη Γερμανία (Λειψία), στο οποίο διαπραγματεύονται συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) για παράδοση στη Γερμανία, τη Γαλλία, την Αυστρία, το Βέλγιο, την Ολλανδία και την Ιταλία.

Εν συνεχεία παρουσιάζονται οι τάσεις σε διάφορες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και για διάφορες κατηγορίες καταναλωτών, στο σύνολο της ΕΕ και σε επιλεγμένες χώρες του πυρήνα αυτής (Γερμανία, Γαλλία και της περιφέρειάς της (Ελλάδα, Μάλτα, Πορτογαλία). Καταρχάς, η μέση τιμή φορτίου βάσης παρουσιάζει – όπως είναι αναμενόμενο- υψηλή εποχικότητα, καθώς κάθε φθινόπωρο βρίσκεται στα υψηλότερα επίπεδα του έτους και κάθε άνοιξη-καλοκαίρι στα χαμηλότερα (Διάγραμμα 2.6), με τις διακυμάνσεις να είναι μικρότερες στην Ελλάδα, πιθανόν λόγω συγκριτικά υψηλότερων θερμοκρασιών τους καλοκαιρινούς μήνες που οδηγούν σε μεγαλύτερη χρήση ψυκτικών μέσων για διάφορους σκοπούς. Αυτές τις εποχικές τάσεις διατάραξε η πανδημία του COVID-19, καθώς στο πρώτο και το δεύτερο τρίμηνο του 2020 σημειώθηκε συνεχόμενη σημαντική υποχώρηση τιμών λόγω του πρώτου lockdown στην Ευρώπη, καθώς και σε πολλές άλλες χώρες παγκοσμίως, που άσκησε σημαντικές πιέσεις στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, οδηγώντας τις τιμές χονδρικής στην περίοδο Απριλίου-Ιουνίου στο ελάχιστο επίπεδο πολλών ετών (Διάγραμμα 2.6). Όπως συνέβη με τις τιμές πετρελαίου και φυσικού αερίου, η απότομη ανάκαμψη από το δεύτερο τρίμηνο του 2021, σε συνδυασμό με τις διαταραχές στις αλυσίδες εφοδιασμού και ορισμένων πρώτων υλών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. υστέρηση ανάκαμψης παραγωγής άνθρακα σε σχέση με τη ζήτηση, ιδίως στην Κίνα), καθώς και η προηγούμενη επεκτατική δημοσιονομική και νομισματική πολιτική, επέφεραν απότομη άνοδο των τιμών φορτίου βάσης για το ηλεκτρικό ρεύμα.

Διάγραμμα 2.6



Ανεξαρτήτως εποχικών και συγκυριακών παραγόντων, η τιμή χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα είναι διαχρονικά εκ των υψηλότερων στην ΕΕ. Καθώς τα στοιχεία τιμών χονδρικής βασίζονται σε συναλλαγές στα χρηματιστήρια ενέργειας της Ευρώπης, όπως το Ευρωπαϊκό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EEX), το Ουγγρικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (HUPX), το Πολωνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (TGE) κ.ά., αλλά και σε στοιχεία φορέων διαχείρισης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ορισμένων χωρών, δεν περιλαμβάνουν τις τιμές των συναλλαγών με προθεσμιακά συμβόλαια, τα οποία συνάπτονται εξωχρηματιστηριακά. Οπότε, εάν σε μια χώρα ένα μεγάλο μέρος της χονδρικής αγοράς ενέργειας λειτουργεί με αυτού του είδους τα συμβόλαια τα οποία έχουν προκαθορισμένες τιμές, τότε είναι πιθανό, όπως αναλύθηκε παραπάνω, η εναπομένουσα παραγωγή η οποία αποτελεί αντικείμενο επίσημων αγοραπωλησιών να προσφέρεται σε σαφώς υψηλότερες τιμές, προκειμένου η παραγωγή της να καλύπτει το κόστος της. Βεβαίως, υφίστανται και άλλοι λόγοι οι οποίοι ερμηνεύουν τις υψηλές τιμές χονδρικής στην ηλεκτρική ενέργεια εγχωρίως, όπως: α) το σχετικά μικρό μέγεθος της αγοράς και η περιορισμένη ρευστότητα, σε συνδυασμό με την αυξανόμενη μεγαλύτερη εξάρτηση από εισαγωγές για την κάλυψη της ζήτησης, β) το μέχρι προ λίγων ετών υψηλό μερίδιο στερεών καυσίμων (λιγνίτης) στο ενεργειακό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, τα οποία αντικαταστάθηκαν σταδιακά από το φυσικό αέριο, επίσης με ισχυρό περιβαλλοντικό αποτύπωμα, συντηρώντας για τους παραγωγούς εγχωρίως ένα υψηλό κόστος για δικαιώματα ρύπων (EU-ETS), γ) η καθυστέρηση στην απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς ενέργειας και ο όχι υψηλός βαθμός ανταγωνισμού στο σκέλος της παραγωγής (σε αντίθεση με την προμήθεια), καθώς σημαντικοί νέοι παίκτες δραστηριοποιήθηκαν στα σχετικά πρόσφατα έτη, όπως επίσης σε ορισμένους άλλους παράγοντες, οι οποίοι αναλύονται στην υποενότητα 3.6.5.1 της μελέτης.

Η εξέλιξη των τιμών λιανικής για την ηλεκτρική ενέργεια οφείλεται σε σημαντικό βαθμό σε εγχωρίους παράγοντες, για αυτό παρουσιάζεται και αναλύεται για την Ελλάδα, συγκριτικά με τις αντίστοιχες τάσεις σε άλλες χώρες του πυρήνα της ΕΕ (Γερμανία, Γαλλία, Ιταλία) και της περιφέρειάς της (Ελλάδα, Κύπρος, Μάλτα, Πορτογαλία) στην υποενότητα 3.6.5.2 της μελέτης.

2.3.1 Εξελίξεις κατά τον πόλεμο στην Ουκρανία και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις

Σε συνάφεια με τις αναμενόμενες εξελίξεις στις αγορές αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου διεθνώς, προιόντα τα οποία επηρεάζουν το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, η σημαντική επιβράδυνση στις αναπτυσσόμενες οικονομίες κατά το πρώτο τρίμηνο φέτος έχει κάμψει τη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια. Ανασχετικά σε μια σημαντική υποχώρησή της θα επενεργήσουν τα συνεχιζόμενα, αν και με πολύ μικρότερη ένταση σε σχέση με το δεύτερο εξάμηνο του 2022, μέτρα στήριξης των νοικοκυριών και των επιχειρήσεων έναντι της ενεργειακής κρίσης και, κυρίως, η σημαντική υποχώρηση των τιμών του φυσικού αερίου, που συγκρατεί το κόστος παραγωγής. Τα υψηλά αποθέματα φυσικού αερίου που σχηματίστηκαν στη διάρκεια του περασμένου χειμώνα θεωρούνται εν πολλοίς διατηρήσιμα έως τις αρχές του επόμενου, για τους λόγους οι οποίοι αναλύθηκαν στην υποενότητα 2.2.1, εκτός εάν διακοπεί πλήρως η παραμένουσα ροή φυσικού αερίου της Ρωσίας προς την Ευρώπη ή εκδηλωθούν ακραία, παρατεταμένα καιρικά φαινόμενα κατά την καλοκαιρινή περίοδο. Αυτός ο παράγοντας, σε συνδυασμό με την αρκετά πιθανή ύφεση στο δεύτερο τρίμηνο φέτος στα αναπτυσσόμενες οικονομίες, αναμένεται να διαμορφώσει τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε σαφώς χαμηλότερα επίπεδα στο υπόλοιπο του 2023 από αυτά στο τέλος Μαΐου.

Η πρόβλεψη των εξελίξεων στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε μέσο-μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα ενσωματώνει υψηλό βαθμό αβεβαιότητας. Η αποφυγή έντονων διακυμάνσεων στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην

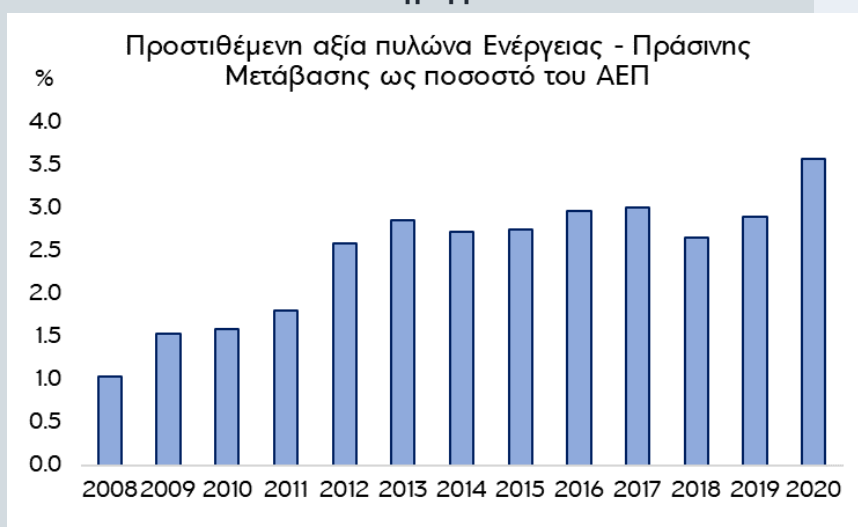
ΕΕ θα εξαρτηθεί κατά κύριο λόγο από την επιτυχία των στρατηγικών της για διαφοροποίηση των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού της, για εξοικονόμηση ενέργειας, καθώς και παραγωγή περισσότερο καθαρής ενέργειας (π.χ. Green Deal, Fit for 55, Σχέδιο REPowerEU), όπως επίσης από την πρόοδο στην ολοκλήρωση των αγορών ενέργειας σε επίπεδο χωρών ή συνόλων αυτών, με άρση των υφιστάμενων ακαμψιών και στρεβλώσεων κ.λπ. Όσο παραμένει εν εξελίξει η αναπροσαρμογή των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού της Ελλάδας και ευρύτερα της ΕΕ για τον περιορισμό της εξάρτησης από τις εισαγωγές από τη Ρωσία, καθώς και ο μετασχηματισμός της παραγωγής του πυλώνα πανευρωπαϊκά, για τη μετάβασή του σε (πιο) «πράσινες» τεχνολογίες παραγωγής, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας πιθανότατα θα είναι κατά περιόδους υψηλότερες του αντίστοιχου επιπέδου τους προ της ενεργειακής κρίσης. Ωστόσο μέσο-μακροπρόθεσμα, όταν θα έχει ολοκληρωθεί και θα αρχίσει να αποδίδει ένα σημαντικό τμήμα των επενδύσεων σε «πράσινες» τεχνολογίες, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας θα υποχωρήσουν σε σαφώς χαμηλότερα επίπεδα από τα τρέχοντα, συμβατά κυρίως με την ένταση της ζήτησης και επηρεαζόμενα σε σαφώς μικρότερο βαθμό από τις συνθήκες προσφοράς, οι οποίες επικυριαρχούν στη διαμόρφωση των τιμών την τρέχουσα περίοδο. Από πρόσφατες μελέτες αναδεικνύονται ορισμένα από τα οφέλη σε βάθος χρόνου από την επέκταση της υιοθέτησης των ΑΠΕ. Ενδεικτικά, σύμφωνα με το IRENA (2022), το κόστος της κιλοβατώρας κάθε καθ' όλη τη διάρκεια ζωής η οποία προέρχεται από ένα νέο φ/β ή αιολικό σύστημα που εγκαταστάθηκε στην Ευρώπη το 2021 θα είναι κατά μέσο όρο 4 έως 6 φορές λιγότερο συγκριτικά με το οριακό κόστος των στερεών καυσίμων κατά το 2022. Επιπλέον, σύμφωνα με πρόσφατη μελέτη του IMF (2022), η υιοθέτηση ΑΠΕ από 24 ευρωπαϊκές χώρες στην περίοδο 2014-2021 συνδέεται με σημαντική μείωση στις τιμές χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει οικονομετρικών εκτιμήσεων. Η μέση πτωτική επίδραση στις τιμές χονδρικής για τις χώρες του δείγματος εκτιμήθηκε σε 0,6% για κάθε αύξηση 1 ποσοστιαίας μονάδας του μεριδίου των ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπρόσθετα, από τα οικονομετρικά αποτελέσματα προέκυψε μια μη γραμμική επίδραση των ΑΠΕ στις τιμές χονδρικής, δηλαδή όσο υψηλότερο είναι το μερίδιό τους στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο μεγαλύτερη είναι η θετική επίδραση μιας διεύρυνσής του στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας.

3 Ο πυλώνας Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην Ελλάδα: Βασικά μεγέθη, χαρακτηριστικά και τάσεις στις σημαντικότερες αγορές και προκλήσεις πολιτικής

3.1 Τάσεις στα βασικά μεγέθη οικονομικής δραστηριότητας και τα έμμεσα φορολογικά έσοδα

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται στοιχεία σχετικά με την οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης, καθώς και τα φορολογικά έσοδα που προκύπτουν από τα ενεργειακά προϊόντα. Οι δραστηριότητες του συγκεκριμένου πυλώνα σύμφωνα με την επίσημη ταξινόμηση των κλάδων NACE Rev. 2, περιλαμβάνονται σε πίνακα στο Παράρτημα 1 της παρούσας μελέτης. Τα δεδομένα προέρχονται από τη Eurostat και συγκεκριμένα από τις βάσεις Structural Business Statistics και National accounts, καθώς και το μητρώο επιχειρήσεων της ΕΛΣΤΑΤ. Στη συγκεκριμένη ενότητα οι κλάδοι εξόρυξης άνθρακα και λιγνίτη (05) και άντλησης αργού πετρελαίου (06) έχουν παραλειφθεί από την περιγραφή της προστιθέμενης αξίας και των ακαθάριστων επενδύσεων παγίων λόγω μη επαρκών παρατηρήσεων. Το Διάγραμμα 3.1 απεικονίζει την εξέλιξη της συνολικής προστιθέμενης αξίας του πυλώνα ως ποσοστό του ΑΕΠ. Παρατηρούμε ότι η άμεση συμβολή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης στην εγχώρια οικονομική δραστηριότητα (ΑΕΠ), χωρίς δηλαδή να περιλαμβάνεται η προκαλούμενη συμβολή μέσω των προμηθευτών, παρουσιάζει μια σχεδόν συνεχή ανοδική τάση σε σχέση κατά την εξεταζόμενη περίοδο, με αποτέλεσμα την αύξηση του σχετικού ποσοστού από 1,04% το 2008 σε 3,57% το 2020.

Διάγραμμα 3.1



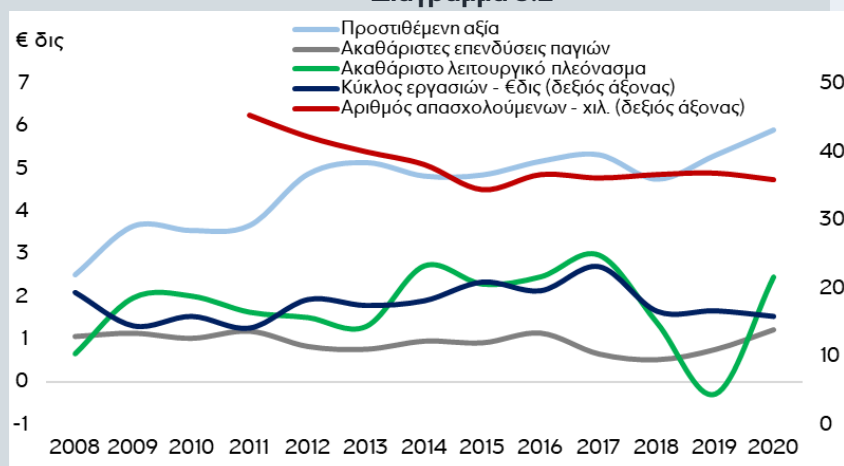
Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

Το Διάγραμμα 3.2 απεικονίζει βασικά μεγέθη οικονομικής δραστηριότητας. Σε ονομαστικές τιμές υπάρχει μια καθοδική τάση του κύκλου εργασιών από €19,4δισ το 2008 σε €15,9δισ το 2020. Αντίθετα, η προστιθέμενη αξία αυξήθηκε σημαντικά κατά την ίδια περίοδο, από €2,5δισ σε €5,9δισ. Η αντίθεση ανάμεσα στις δύο τάσεις μπορεί να αποδοθεί σε αυξήσεις στο ακαθάριστο λειτουργικό πλεόνασμα, με αποκορύφωμα το 2017, όταν έφτασε στα €2,9 δισ. Το 2018 και το 2019 το ακαθάριστο λειτουργικό πλεόνασμα μειώθηκε κατακόρυφα, οδηγούμενο κυρίως από τον κλάδο παροχής ηλεκτρικού ρεύματος, μετάδοσης και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος κατέχει με διαφορά το μεγαλύτερο μερίδιο στον πυλώνα, το οποίο ανήλθε μέχρι το 94,3% το 2015 και έπειτα υποχώρησε ήπια φτάνοντας κάτω από το 90% το 2019 και 2020 (Διάγραμμα 3.3). Αυτή η πτώση, ιδιαίτερα το 2019 συνδέεται με ισχυρή μείωση στην κερδοφορία του κλάδου παροχής ηλεκτρικού

ρεύματος. Παρόλα αυτά, δεν υπήρξε αντίστοιχη πτώση στην προστιθέμενη αξία στο συγκεκριμένο κλάδο αλλά ούτε και στον πυλώνα πιθανότατα λόγω του ότι η παραγωγή του συγκεκριμένου κλάδου δεν επηρεάστηκε αναλόγως, κυρίως λόγω μέτρων στήριξης για τη διάσωσή της.

Σύμφωνα με το Διάγραμμα 3.2, η απασχόληση του πυλώνα μειώθηκε κατά 9,4χιλ. απασχολούμενους (20,7%) την περίοδο 2011-2020, ενώ οι ακαθάριστες επενδύσεις παγίων παρουσίασαν διακύμανση γύρω από το επίπεδό τους στην αρχή της περιόδου, με αποτέλεσμα τελικά να διευρυνθούν οριακά, μόλις κατά €154,6 εκατ. αντικατοπτρίζοντας την αβεβαιότητα κατά την περίοδο των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής στον πυλώνα, παρά τις μεταρρυθμίσεις την ίδια περίοδο με στόχο το «άνοιγμα» του κλάδου και την ενίσχυση του ανταγωνισμού (παρουσιάζονται αναλυτικά στην ενότητα 4.1).

Διάγραμμα 3.2



Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.3



Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

Στο Διάγραμμα 3.4 αποτυπώνεται η διάσταση στην προστιθέμενη αξία και τις επενδύσεις παγίων στην Ελλάδα σε σχέση με όλη την ΕΕ για τις χρονιές 2011, 2017, 2019 και 2020, μέσω της συνεισφοράς της Ελλάδας στα

αντίστοιχα συνολικά στην ΕΕ μεγέθη¹². Το ποσοστό της προστιθέμενης αξίας στην Ελλάδα ως προς το σύνολο του ίδιου μεγέθους στην ΕΕ αυξήθηκε από 1,4% το 2011 σε 1,9% το 2020, αναδεικνύοντας μια ταχύτερη μεγέθυνση στην Ελλάδα απ' ό,τι στην ΕΕ. Η συνεισφορά των εγχώριων επενδύσεων το 2020 ήταν στο 1,3% του συνόλου στην ΕΕ, λίγο χαμηλότερη από το 2011 όπου βρισκόταν στο 1,4%.

Εξαιρώντας το 2020 και όποιες πιθανές στρεβλώσεις προέκυψαν στην εγχώρια οικονομία και την ΕΕ συνολικά με την έναρξη της πανδημίας, προκύπτει ότι η εγχώρια συνεισφορά το 2017 και το 2019 ήταν μικρότερη σε σχέση με το 2011, υποχωρώντας στο 0,9% και 0,7% αντίστοιχα έναντι της ΕΕ. Επομένως, παρόλο που η συνεισφορά της εγχώριας παραγωγής στο προϊόν της ΕΕ αυξανόταν, δε συνέβη το ίδιο στη περίπτωση των επενδύσεων, τάση σε συνάφεια με τη στασιμότητα των επενδύσεων στο σύνολο των δραστηριοτήτων του πυλώνα, η οποία αποτυπώθηκε στο Διάγραμμα 3.2 και, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, μπορεί να αποδοθεί στην αβεβαιότητα κατά την περίοδο των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής για τις μεσοπρόθεσμες προοπτικές, παρά τις μεταρρυθμίσεις οι οποίες έλαβαν χώρα την ίδια περίοδο. Επιπλέον, παρά τη μείωση της διαφοράς αυτής κατά €1,56 εκατ. σε σχέση με το 2011, το μέσο μέγεθος της επιχείρησης σε όρους προστιθέμενης αξίας ήταν σχετικά μικρότερο στην Ελλάδα, με τη μέση επιχείρηση στην ΕΕ να παράγει €929 χιλ. περισσότερη προστιθέμενη αξία από την Ελλάδα το 2020. Το γεγονός ότι η Ελλάδα έχει μικρότερες επιχειρήσεις σε τομείς ενέργειας σε σχέση με την ΕΕ ενδέχεται να εξηγεί σε ένα βαθμό το επενδυτικό κενό, καθότι για τις μικρές επιχειρήσεις είναι πιο δύσκολο να διαθέσουν πόρους σε τομείς οι οποίοι δυνωτικά μπορούν να βελτιώσουν την ανταγωνιστικότητά τους, όπως για παράδειγμα σε καινοτόμες δραστηριότητες. Ενδεικτικά, η μέση ελληνική επιχείρηση υπολειπόταν της μέσης ευρωπαϊκής κατά €345 χιλ. σε όρους ακαθάριστων επενδύσεων παγίων το 2020.

Διάγραμμα 3.4



Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

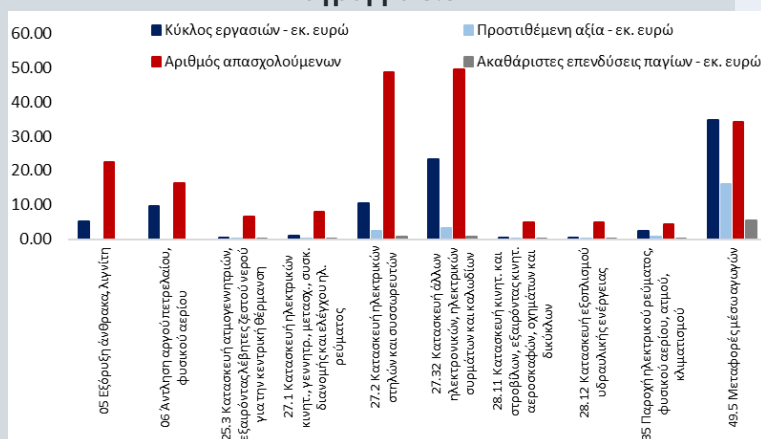
Στο Διάγραμμα 3.5 παρουσιάζονται ορισμένα οικονομικά στοιχεία ανά επιχείρηση για κάθε υποκλάδο, κατά μέσο όρο στην περίοδο 2008-2020¹³. Βάσει αυτών προκύπτει ότι ο κλάδος μεταφορών μέσω αγωγών (49.5) παρουσιάζει μεγαλύτερο μέσο μέγεθος μονάδας, με €34,78 εκατ. ανά επιχείρηση σε όρους κύκλου εργασιών

¹² Η συγκεκριμένη άσκηση αφορά στους κλάδους κατασκευής ατμογεννητριών, με εξαίρεση τους λέβητες ζεστού νερού για την κεντρική θέρμανση (25.3), κατασκευής ηλεκτρικών κινητήρων, γεννητριών, μετασχηματιστών και συσκευών διανομής και ελέγχου του ηλεκτρικού ρεύματος (27.1), κατασκευής άλλων ηλεκτρονικών και ηλεκτρικών συρμάτων και καλωδίων (27.32) και παροχής ηλεκτρικού ρεύματος, φυσικού αερίου, ατμού και κλιματισμού (35), λόγω του ότι τα στοιχεία για τον αριθμό των επιχειρήσεων, την προστιθέμενη αξία και τις ακαθάριστες επενδύσεις παγίων είναι πλήρη μόνο για αυτούς τους κλάδους και για την Ελλάδα και την ΕΕ στα συγκεκριμένα έτη.

¹³ Εξαιρούνται από την αξιολόγηση της προστιθέμενης αξίας και των ακαθάριστων επενδύσεων παγίων οι κλάδοι εξόρυξης άνθρακα και λιγνίτη (05) και άντλησης αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου (06) λόγω μη επαρκούς για να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα αριθμού παρατηρήσεων στην προστιθέμενη αξία και τις ακαθάριστες επενδύσεις.

και €16,10 εκατ. σε όρους προστιθέμενης αξίας, ενώ έχει και τις πιο υψηλές ακαθάριστες επενδύσεις παγίων (€5,54εκατ.). Ο κλάδος κατασκευών άλλων ηλεκτρονικών και ηλεκτρικών συρμάτων και καλωδίων (27.32) παρουσιάζει τη μεγαλύτερη απασχόληση ανά επιχείρηση (σχεδόν 50 απασχολούμενοι), ακολουθούμενος από την Κατασκευή ηλεκτρικών σπληνών (27.2, σχεδόν 49 απασχολούμενοι).

Διάγραμμα 3.5

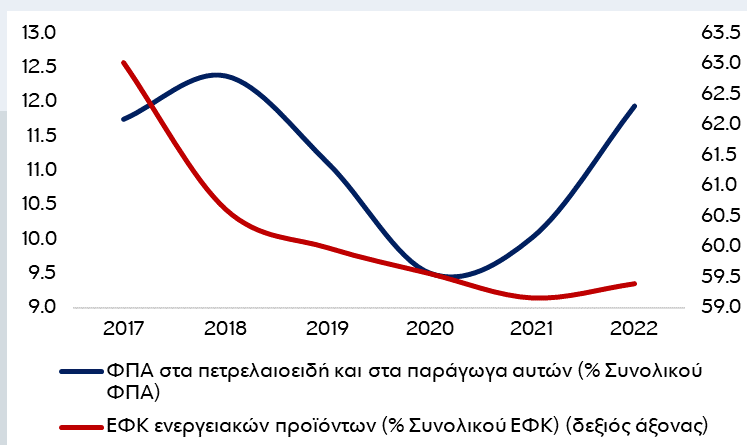


Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

Παρακάτω παρουσιάζονται στοιχεία σχετικά με τα φορολογικά έσοδα που προέκυψαν από τη φορολόγηση ενεργειακών προϊόντων. Η φορολογία στην ενέργεια αποτελεί σημαντική πηγή εσόδων λόγω του ότι η ζήτηση για ενεργειακά προϊόντα είναι ανελαστική, συνεπώς ακόμα και σε περίπτωση πολύ υψηλής φορολόγησης, η συνολική κατανάλωση ενέργειας συνήθως δεν μειώνεται σημαντικά. Επιπλέον, η κατανάλωση ενέργειας έχει σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις (IOBE, 2021). Επομένως μία κατάλληλη πολιτική φορολόγησης μπορεί να κατευθύνει την κατανάλωση ενέργειας σε λύσεις που είναι πιο φιλικές προς το περιβάλλον.

Σύμφωνα με δεδομένα του Γενικού Λογιστηρίου του Κράτους και τις εκθέσεις της ΑΑΔΕ, κατά την περίοδο 2017-2022 τα έσοδα από το ΦΠΑ στα πετρελαιοειδή και στα παράγωγα αυτών κυμάνθηκαν μεταξύ 9,5%-12,4% των συνολικών εσόδων ΦΠΑ ενώ οι ειδικό φόροι κατανάλωσης (ΕΦΚ) σε ενεργειακά προϊόντα αποτελούσαν την κύρια πηγή εσόδων από ΕΦΚ, σε ποσοστό 59,2%-60,6%. Εστιάζοντας στην κατανομή των ΕΦΚ ενεργειακών προϊόντων ανά προϊόν, προκύπτει ότι προέρχονται κατά μεγάλο ποσοστό από τη βενζίνη και το πετρέλαιο diesel, από τα οποία αντλείται αθροιστικά το 92% των εσόδων ΕΦΚ από ενεργειακά προϊόντα. Τα συνολικά φορολογικά έσοδα από τον ΕΦΚ ενεργειακών προϊόντων και τον ΦΠΑ στα πετρελαιοειδή και τα παράγωγα αυτών ως ποσοστό του ΑΕΠ κυμάνθηκε μεταξύ 3,13%-3,53% την περίοδο 2017-2022.

Διάγραμμα 3.6



Πηγή: Γενικό Λογιστήριο του Κράτους, ΑΑΔΕ, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.7



Πηγή: Γενικό Λογιστήριο του Κράτους, ΑΑΔΕ, Eurobank Research

Συνοψίζοντας, ο πυλώνας Ενέργειας – πράσινης μετάβασης παρουσιάζει πολύπλευρη συνεισφορά στην ελληνική οικονομία η οποία αφορά πρωτίστως στα σκέλη της παραγωγής σε όρους προστιθέμενης αξίας και των έμμεσων φορολογικών εσόδων (εκτός φόρων εισοδήματος). Επιπλέον, η συνεισφορά της εγχώριας προστιθέμενης αξίας στην αντίστοιχη της ΕΕ αυξήθηκε σε σημαντικούς κλάδους του πυλώνα, δυναμική την οποία δεν ακολούθησαν οι ακαθάριστες επενδύσεις πάγιου κεφαλαίου, παρά τη μικρή αύξηση του απόλυτου μεγέθους τους από το 2008 στο 2020. Το γεγονός αυτό αποτυπώνεται στο συγκριτικά μικρό μέγεθος της μέσης ελληνικής επιχείρησης η οποία υπολείπεται κατά €345 κιλ. έναντι της μέσης ευρωπαϊκής το 2020 και είναι ενδεικτικό της ανάγκης του πυλώνα για περισσότερες επενδύσεις οι οποίες θα αποτελέσουν κινητήρια δύναμη για περαιτέρω αύξηση της παραγωγής. Οι επιπλέον επενδύσεις θα πρέπει να είναι και ποιοτικές έτσι ώστε να οδηγήσουν σε βελτίωση της ανταγωνιστικότητας του πυλώνα έναντι των υπολοίπων χωρών της ΕΕ. Η υλοποίηση επενδυτικών έργων, όπως αυτά που εστιάζουν στη βελτίωση και ανάπτυξη των δραστηριοτήτων του πυλώνα και είναι συναφή με τις τρέχουσες στρατηγικές και τις πολιτικές της Ελλάδας και της ΕΕ (π.χ. Green Deal, REPowerEU, ΕΣΕΚ, ΕΣΠΑ, ΕΠΑ, Ελλάδα 2.0), μπορεί να προκαλέσει θετικές προοπτικές για την εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας κατά τα επόμενα έτη και να οδηγήσει σε ακόμη μεγαλύτερη συνεισφορά του

πυλώνα στο ΑΕΠ μέσω της βελτίωσης της παραγωγής. Στην ενότητα 5.3 πραγματοποιούνται προβλέψεις για την επίδραση στην οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης ορισμένων εκ των σημαντικότερων αναμενόμενων επενδύσεων.

3.2 Διαρθρωτικά χαρακτηριστικά και τάσεις ενεργειακού ισοζυγίου

3.2.1 Ενεργειακό Ισοζύγιο, ενεργειακό μείγμα και βασικοί ενεργειακοί δείκτες

Η χρήση ορυκτών καυσίμων για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών διεθνώς εξακολουθεί να διατηρείται σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα. Το 2020 το 82% της χρήσης πρωτογενούς ενέργειας προερχόταν από ορυκτά καύσιμα ελαφρώς χαμηλότερο ποσοστό συγκριτικά με το 85% της προηγούμενης πενταετίας¹⁴, αναδεικνύοντας την ανάγκη εφαρμογής απαραίτητων διαρθρωτικών μέτρων προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος της Συμφωνίας του Παρισιού¹⁵ για την κλιματική αλλαγή σχετικά με τη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη «αρκετά κάτω» από τους 2°C και τις προσπάθειες για τον περιορισμό της στον 1,5°C σε σχέση με τα προ-βιομηχανικά επίπεδα. Ο περιορισμός του παραδοσιακά υψηλού μεριδίου των ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό μείγμα δε συνδέεται μόνο με την άμβλυνση των ανθρωπογενών αερίων του θερμοκηπίου και την τήρηση των δεσμεύσεων των διεθνών συμβάσεων, αλλά και με τον υψηλό βαθμό ενεργειακής εξάρτησης των οικονομιών, που τις αφήνει εκτεθειμένες σε ενδεχόμενη αστάθεια των τιμών στις διεθνείς αγορές ενέργειας και τις πιθανές μακροοικονομικές ανισορροπίες που μπορούν οι έντονες διακυμάνσεις ενδέχεται να προκαλέσουν.

Η ενεργειακή εξάρτηση των χωρών σχετίζεται με τη σχετική έλλειψη ή/και την πλημμελή αξιοποίηση των διαθέσιμων φυσικών ενεργειακών πόρων στο εσωτερικό τους, συνθήκες που εξηγούν το μεγάλο βαθμό εξάρτησης ακόμα και εύρωστων οικονομιών, όπως αυτή της ΕΕ, από τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων και τη συσχέτιση της ενεργειακής εξάρτησης με την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Για αυτόν τον λόγο η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ αποτελεί βασικό άξονα της Ενεργειακής Ένωσης. Σε επίπεδο ΕΕ η ανεπαρκής διαφοροποίηση των πηγών και ο μεγάλος βαθμός εξάρτησης από τις εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου-με το τελευταίο να αποτελεί το μεταβατικό καύσιμο προς μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία- προκάλεσαν μια απότομη άνοδο των τιμών φυσικού αερίου ύστερα από το άνοιγμα των οικονομιών μετά την άρση των μέτρων για την πανδημία και κυρίως μετά από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, που μεταδόθηκε γρήγορα στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας. Μόνο το 2020 με την κρίση της COVID-19 οι ενεργειακές εισαγωγές συγκράτησαν τον δείκτη ενεργειακής εξάρτησης στο 57,5% κατά το 2020 σύμφωνα με την Eurostat.

Η υψηλή εξάρτηση της ΕΕ από τις εισαγωγές ενεργειακών εμπορευμάτων, έστρεψε το ενδιαφέρον της πολιτικής και των κοινωνιών πανευρωπαϊκά, και ακολούθως το δημόσιο διάλογο στην ενεργειακή αυτάρκεια, με έμφαση στο ζήτημα της ασφάλειας της πρόσβασης σε πρώτες ύλες ενεργειακών προϊόντων ιδιαίτερα υπό το πρίσμα της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία.

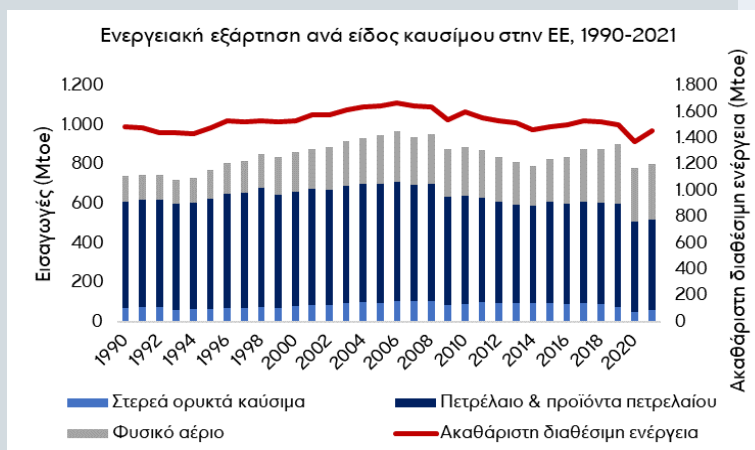
Η εξάρτηση από τις εισαγωγές φυσικού αερίου στην ΕΕ (Διάγραμμα 3.8) αυξάνεται σταδιακά ως αποτέλεσμα της επιλογής του ως μεταβατικό καύσιμο, όπου οι εισαγωγές από 129,49 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου

¹⁴ <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-at-a-glance.pdf>

¹⁵ Η Συνθήκη του Παρισιού για την κλιματική αλλαγή θεσπίστηκε το 2015 και τέθηκε σε ισχύ από τον Νοέμβριο του 2016. Αποτελεί το πρώτο δεσμευτικό πλαίσιο για τα συμβαλλόμενα κράτη με στόχο την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Μακροπρόθεσμα η άνοδος της θερμοκρασίας πρέπει να περιοριστεί κάτω από τους 2°C, ενώ δίνεται έμφαση στις προσπάθειες για τη συγκράτηση της θερμοκρασίας στον 1,5°C σε σχέση με τα προ-βιομηχανικά επίπεδα. Στη βάση της Συμφωνίας του Παρισιού στηρίζονται οι μακροπρόθεσμη στρατηγική της ΕΕ και η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

πετρελαίου το 1990 ανέρχονται σε 273,51 κατά το 2020. Αξίζει να αναφερθεί πώς η ολόένα αυξανόμενη κατανάλωση σε επίπεδο ΕΕ αφενός αυξάνει τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων αφετέρου παρά την επιτυχή διείσδυση του φυσικού αερίου, η ζήτηση για το πετρέλαιο και τα παράγωγά του παραμένει σταθερά υψηλή ανάμεσα στις δεκαετίες 1990 με 2020.

Διάγραμμα 3.8



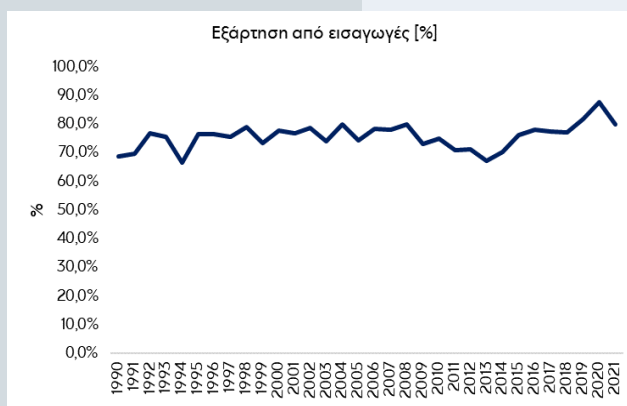
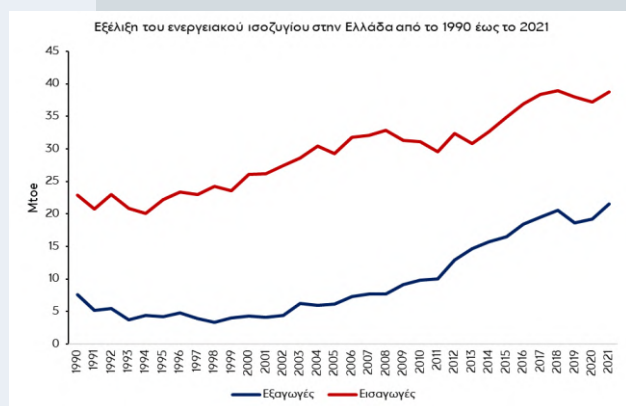
Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research

Συνοπτικά ως προς τις τάσεις στην ενεργειακή εξάρτηση της ΕΕ, καθώς τα σχετικά στοιχεία παρουσιάστηκαν αναλυτικά στην υποενότητα 2.2.1, αυτή από τις εισαγωγές φυσικού αερίου αυξάνεται κυρίως λόγω της επιλογής του ως μεταβατικό καύσιμο, με αποτέλεσμα οι εισαγωγές του από 129,49 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 1990 να ανέλθουν σε 283,95 εκατ. το 2021 (Διάγραμμα 3.8). Παρά την επιτυχή διείσδυση του φυσικού αερίου, η ολόένα αυξανόμενη κατανάλωση ενέργειας στην ΕΕ συντηρεί μεγάλο μέρος της ζήτησής της για το πετρέλαιο και τα παράγωγά του στις δεκαετίες 1990 με 2020, Ενδεικτικά οι εισαγωγές σε πετρέλαιο και προϊόντα πετρελαίου έφτασαν περίπου τα 459 εκατ. τόνους το 2021 έναντι 540,73 τόνων το 1990, υποδηλώνοντας την ανάγκη για επιτάχυνση των προσπαθειών για απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, στο πλαίσιο των στόχων του 2030.

Σε συνάφεια με τις παραπάνω εξελίξεις στην ΕΕ, η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα χαρακτηρίζεται από υψηλό βαθμό εξάρτησης λόγω της εισαγωγής του μεγαλύτερου μεριδίου της πρωτογενούς κατανάλωσης φυσικού αερίου και πετρελαίου και του αυξανόμενου ρόλου του πρώτου στον τομέα της ενέργειας στη χώρα. Από το 2006 ο δείκτης της ενεργειακής εξάρτησης ακολουθεί ανοδική πορεία, αύξηση που σχετίζεται με τη μείωση της χρήσης λιγνίτη στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή. Η εξάρτηση από τις εισαγωγές, ο οποίος βρισκόταν στο 80% το 2021, τρίτο υψηλότερο ετήσιο επίπεδο από το 1990 (Διάγραμμα 3.9 (β)). Ο ρυθμός των συνολικών εισαγωγών (συμπεριλαμβανομένων των ορυκτών καυσίμων, της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας) ακολουθεί γενικά ανοδική από τη δεκαετία του 1990 τάση, με τις εισαγωγές σε όρους ισοδύναμου πετρελαίου να φθάνουν στο υψηλότερο επίπεδό τους το 2021, ήτοι 38,71 εκατ. τόνοι, 86,9% υψηλότερα από ότι το 1990 και 23,6% παραπάνω από ότι το 2009, πριν την εγχώρια κρίση εξυπηρέτησης δημοσίου χρέους. Από το 2000, η μοναδική περίοδος -ήπιας- υποχώρησης των εισαγωγών υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας της ελληνικής και της παγκόσμιας οικονομίας, δηλαδή εκτός της περιόδου της πανδημίας, ήταν η τριετία 2011-2013, δηλαδή κατά τα πρώτα έτη εφαρμογής των Προγραμμάτων Οικονομικής Πολιτικής, όταν στην εγχώρια οικονομία σημειώθηκε ισχυρή ύφεση, συνολικά κατά 18,6%. Το 2013 σημειώθηκε

και το χαμηλότερο επίπεδο εισαγωγικής εξάρτησης στην ενέργεια από το 2000 (67,2%). Η υψηλή μεταβλητότητα των τιμών του αργού πετρελαίου και του φυσικού αερίου στις διεθνείς αγορές ενέργειας κατά περιόδους, όπως π.χ. η έντονη άνοδος για το πρώτο προϊόν το 2018 (βλ. υποενότητα 2.1) και για αμφότερα το 2021, δεν επηρέασε ουσιαστικά το ρυθμό αύξησης των εισαγωγών, αναδεικνύοντας το χαμηλό βαθμό υποκατάστασης και προσαρμογής της κατανάλωσης ενέργειας εγχωρίως (Διαγράμματα 3.9 (α) & (β)). Ακόμα και σε περιόδους υποχώρησης των διεθνών τιμών, όπως των τιμών πετρελαίου από τα μέσα του 2014 έως το 2016, λόγω της υπερπροσφοράς από την εφαρμογή της μεθόδου fracking στην παραγωγή αμερικάνικου σχιστολιθικού πετρελαίου (shale oil), αλλά και εξαιτίας της αλλαγής των στρατηγικών του OPEC (βλέπε Marc Stocker, John Baffers and Dana Vorisek (2018) και ενότητα 2.1 της μελέτης) ο ρυθμός διεύρυνσης των εισαγωγών δεν επηρεάστηκε σημαντικά.

Διάγραμμα 3.9 (α) και (β)

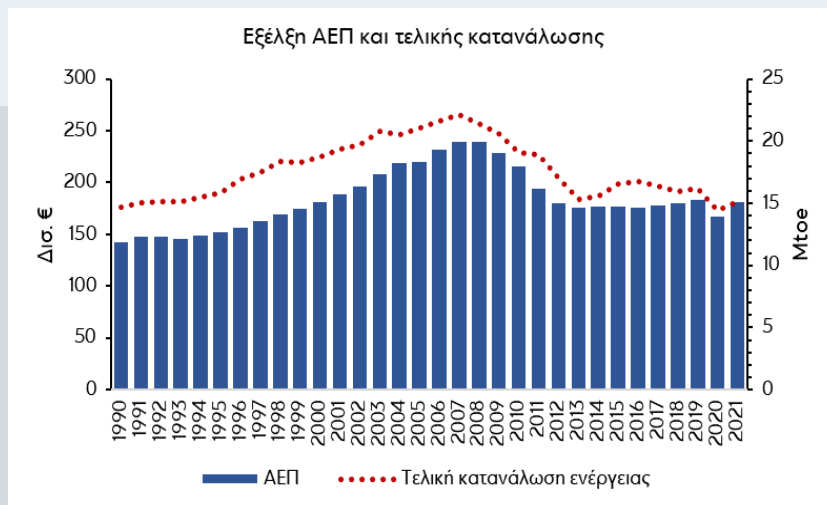


Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research

Συνοψίζοντας, οι εισαγωγές από το 2015 έως το 2021 σημειώνουν αύξηση 2% κατά μέσο όρο. Παρά τη βελτίωση των εξαγωγών από το 2013 έως και το 2021, η Ελλάδα παρέμεινε καθαρός εισαγωγέας (Διάγραμμα 3.9 (α)).

Η σχεδόν συνεχής άνοδος των εισαγωγών ενεργειακών προϊόντων έως το 2021 δεν οφείλεται αποκλειστικά σε παρόμοια τάση στην εγχώρια ζήτησή της. Ενώ ανάμεσα στα έτη 1990 έως 2008 η συνολική τελική κατανάλωση παρουσίαζε διαρκώς αύξηση, ανερχόμενη από τους 13,89 Mtoe το 1990 στους 20,40 Mtoe το 2008 (+47%), από το 2008 έως και το 2020 η τάση μεταστράφηκε σε πτωτική, με πιο σημαντικές τις μειώσεις που καταγράφηκαν το 2012 (-10% σε σχέση με το επίπεδο του 2011) και το 2013 (-11%), κυρίως εξαιτίας των επιπτώσεων της διαδικασίας οικονομικής προσαρμογής στο διαθέσιμο εισόδημα και την καταναλωτική δαπάνη των νοικοκυριών συνολικά, ενώ σημειώθηκαν και αυξήσεις τιμών εγχωρίως σε αυτά τα έτη, π.χ. στη βενζίνη και το πετρέλαιο θέρμανσης από αύξηση των ΕΦΚ (Διάγραμμα 3.12).

Διάγραμμα 3.10



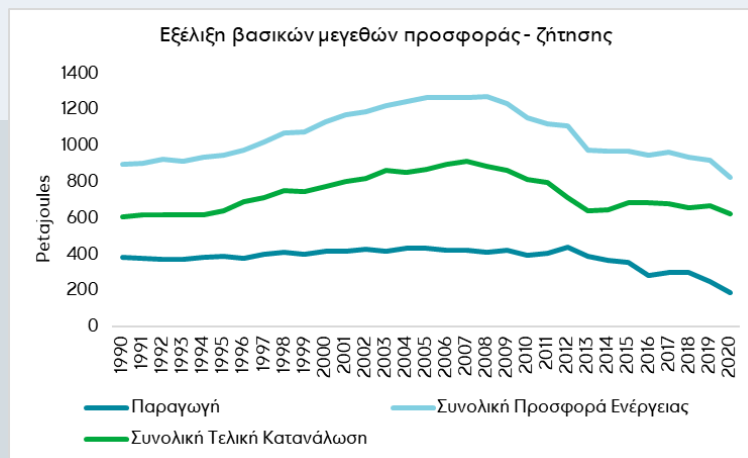
Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research

Έκτοτε, η εγχώρια ζήτηση ενέργειας παρουσίασε διακύμανση λίγο υψηλότερα από το επίπεδό της το 2013, το οποίο ήταν σχετικά υψηλότερο εκείνου το 1990, ενώ οι εισαγωγές παρέμειναν σε ανοδική τροχιά, μάλλον για την αναπλήρωση της φθίνουσας παραγωγής (βλέπε επίσης Διάγραμμα 3.12), καθώς και την κάλυψη των ανερχόμενων εξαγωγών (Διάγραμμα 3.9 (α)). Το 2020, υπό συνθήκες πανδημίας η εγχώρια κατανάλωση ενέργειας υποχώρησε, επιστρέφοντας κοντά στο επίπεδο του 2013, ενώ οι εισαγωγές συνέχισαν να διευρύνονται και η παραγωγή να συρρικνώνεται. Συμπερασματικά, η εγχώρια κατανάλωση ενέργειας επηρεάζεται από τις μακροοικονομικές συνθήκες, όπως την ισχυρή ανάκαμψη στα έτη 1997-2007, αλλά και την ισχυρή, παρατεταμένη ύφεση στην ελληνική οικονομία το 2009-2013, δείχνοντας πως κινείται σύμφωνα με τη φάση του οικονομικού κύκλου, συσχέτιση η οποία αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 3.10.

Η συνολική προσφορά ενέργειας¹⁶ ακολουθεί την τάση στην τελική εγχώρια κατανάλωση, υποδηλώνοντας τον ισχυρό βαθμό συσχέτισης των δυο μεγεθών, καθότι η προσφερόμενη ποσότητα ενέργειας πρέπει να ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις της ζήτησης (Διάγραμμα 3.11). Η παραγωγή ενέργειας στο εσωτερικό παρουσίαζε οριακή ανοδική τάση στη δεκαετία του 1990 και στασιμότητα στην επόμενη δεκαετία, η οποία συνεχίστηκε έως το 2012. Από το 2013 η παραγωγή άρχισε να υποχωρεί με σχετικά γρήγορο ρυθμό, τάση η οποία συνεχίστηκε, με διακοπή το 2017 και το 2018, έως το 2020, στο οποίο η παραγωγή ενέργειας διαμορφώθηκε 49% χαμηλότερα από ότι το 1990, ενώ το 2020 υπήρξε 57% χαμηλότερη έναντι της αντίστοιχης του 2012. Δεδομένης της σχετικά στάσιμης τελικής κατανάλωσης, η κάλυψή της απαιτούσε περισσότερες εισαγωγές, όπως προέκυψε από την τάση τους στο Διάγραμμα 3.9 (α). Ωστόσο, η διεύρυνσή τους δεν ήταν επαρκής προκειμένου να διατηρήσει σταθερή τη συνολική προσφορά, με συνέπεια την υποχώρησή της από το 2018, η οποία κλιμακώθηκε κατά το πρώτο έτος της πανδημίας, υπό την εξασθένηση και της ζήτησης εξαιτίας της υγειονομικής κρίσης.

¹⁶ Η συνολική προσφορά ενέργειας (total energy supply) περιλαμβάνει την προσφορά ενέργειας από κάθε είδος καυσίμου όπως ορυκτά καύσιμα, ηλεκτρική ενέργεια, θερμική ενέργεια, ανανεώσιμες πηγές, συμπεριλαμβανομένων και των εισαγωγών.

Διάγραμμα 3.11

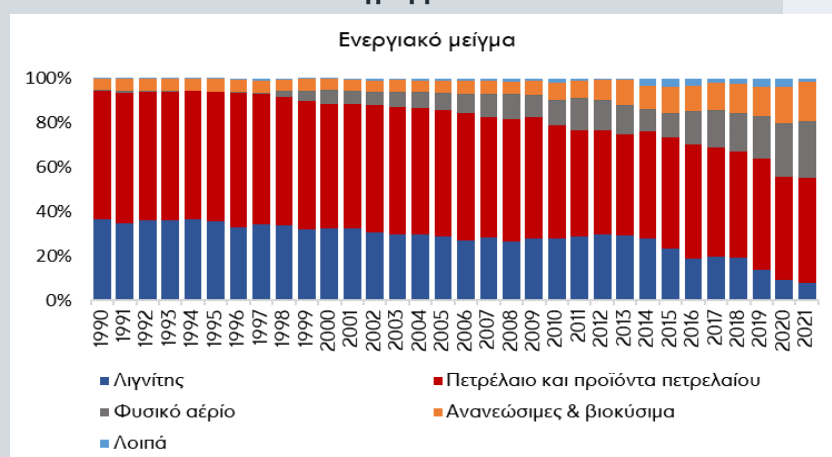


Πηγή: IEA World Energy Balances, Eurobank Research

Η Ελλάδα διέρχεται ένα στάδιο μετασχηματισμού του ενεργειακού της τομέα, οποίος διαπερνά όλο το φάσμα των οικονομικών δραστηριοτήτων με τις προσπάθειες μετάβασης σε μια οικονομία χαμηλής έντασης άνθρακα να αποτυπώνονται ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια στην επιλογή καυσίμων του ενεργειακού μείγματος της χώρας.

Διαχρονικά το πετρέλαιο και τα παράγωγα πετρελαίου κυριαρχούν στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Το υψηλό μερίδιό τους, συνδέεται με τη συνεισφορά τους στον κλάδο των μεταφορών, τη χρήση του πετρελαίου ως βασικού καυσίμου για τις ανάγκες θέρμανσης, καθώς και τη συμμετοχή του στη διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένες με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας περιοχές της χώρας. Ωστόσο, παρατηρείται σταθερά σχετική υποχώρηση στο μερίδιό τους κατά την τελευταία δεκαετία, με αποτέλεσμα να έχει υποχωρήσει στο 47,4% κατά το 2021.

Διάγραμμα 3.12



Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research

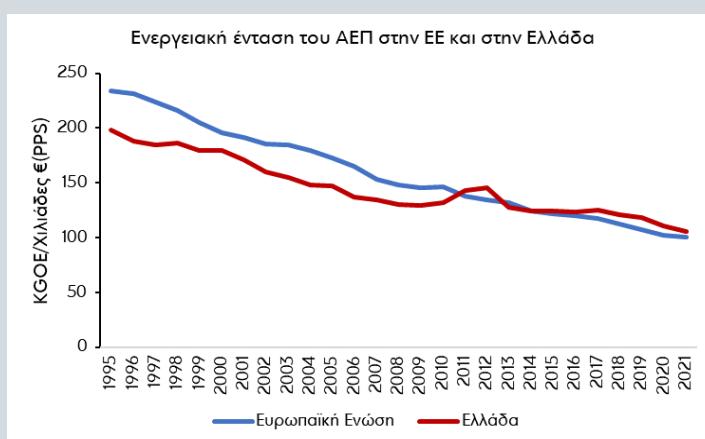
Η εφαρμογή ενεργειακών και περιβαλλοντικών πολιτικών (βλ. Ενότητα 4.1) γίνεται το εφαλτήριο για τη σημαντική μείωση της συμμετοχής του λιγνίτη. Πιο συγκεκριμένα, η συμμετοχή του λιγνίτη ανάμεσα στις δεκαετίες

1990 με 2020 βρισκόταν κατά μέσο όρο κοντά στο 32%, υποδηλώνοντας τη σημασία του λιγνίτη για την κάλυψη της εγχώριας ζήτησης, εφόσον λειτουργούσε ως καύσιμο βάσης. Ουσιαστική πτώση στο μερίδιο του λιγνίτη παρατηρείται από το 2016, η οποία εντείνεται μεταξύ των ετών 2019 έως 2021, με το μερίδιο του λιγνίτη να περιορίζεται στο 13,6% και στο 8% αντίστοιχα, καθώς η μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος αρχίζει να αποτυπώνεται στις εθνικές πολιτικές (π.χ. ΕΣΕΚ) και σταδιακή απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων. Παράλληλα, καταγράφεται αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα, υποδηλώνοντας την υποκατάσταση του λιγνίτη από τεχνολογίες χαμηλής έντασης ρύπων. Το 2021 η μείωση του μεριδίου του λιγνίτη περιορίστηκε συγκριτικά με τα προηγούμενα έτη.

Πιο αναλυτικά, η ένταξη του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας από το 1996 επιφέρει αλλαγές στη δομή του, εφόσον το φυσικό αέριο αποτελεί το μεταβατικό καύσιμο, λόγω της έκλυσης χαμηλότερων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τη διαδικασία της ηλεκτροπαραγωγής. Η συμβολή του φυσικού αερίου αυξάνεται διαρκώς και με σταθερό ρυθμό από τη δεκαετία του 1990 εμφανίζοντας οριακές μεταβολές. Με αφετηρία το 2017 ενισχύεται ο ρόλος του (17,2%) καταλήγοντας στο 25,3% κατά το 2021 (Διάγραμμα 3.12).

Οι υψηλές τιμές του φυσικού αερίου από το καλοκαίρι του 2021 συνδέονται με την επιβράδυνση της μείωσης της συμμετοχής του λιγνίτη, καθώς με στόχο την επάρκεια εφοδιασμού και την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας εν μέσω της τρέχουσας ενεργειακής κρίσης δόθηκε παράταση στη λειτουργία ορισμένων λιγνιτικών σταθμών έως το 2025 με απόφαση του αρμόδιου υπουργείου τον Δεκέμβριο του 2022¹⁷. Συμπερασματικά, οι ανατιμήσεις του φυσικού αερίου και η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία ενδέχεται να επιφέρουν σε βραχυχρόνιο ορίζοντα προσωρινή αύξηση της συμμετοχής του λιγνίτη στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς αποτελεί εγχώρια παραγόμενη πρώτη ύλη.

Διάγραμμα 3.13



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Η συμβολή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα έως το 2008 κυμαίνεται κοντά στο 5,5%, ενώ η υιοθέτηση μέτρων στήριξης για την ανάπτυξή τους και εν συνεχεία η εφαρμογή ανταγωνιστικών διαδικασιών δείχνουν να επιδρούν θετικά αυξάνοντας με σταθερό ρυθμό το μερίδιο τους. Η διεύθυνση των ΑΠΕ είναι εντονότερη τα

¹⁷ ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/124145/7794/27-12-2021

τελευταία χρόνια καταλαμβάνοντας το 16,4% του ενεργειακού μείγματος κατά το 2020 και το 17,8% αντίστοιχα κατά το 2021.

Η συμμετοχή τεχνολογιών παραγωγής χαμηλής έντασης ενέργειας¹⁸ δηλαδή μονάδων φυσικού αερίου και η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ επηρεάζουν θετικά το δείκτη ενεργειακής έντασης της χώρας. Παρόμοια, μετριάζουν τη μέση ένταση και σε επίπεδο ΕΕ (Διάγραμμα 3.13). Η ενεργειακή ένταση εξαρτάται από το επίπεδο οικονομικής ανάπτυξης, την αποδοτικότητα των εγκαταστάσεων παραγωγής και διανομής, το επίπεδο εκβιομηχάνισης και τη γενικότερη συμπεριφορά των καταναλωτών. Για μια μικρή ανοιχτή οικονομία όπως αυτή της Ελλάδας που δεν έχει έντονα αναπτυγμένη βιομηχανική δραστηριότητα η ενεργειακή ένταση θα έπρεπε να διατηρείται σε χαμηλότερο επίπεδο από βιομηχανικές χώρες της κεντρικής Ευρώπης. Ωστόσο, τα δομικά και τεχνολογικά χαρακτηριστικά του εγχώριου ενεργειακού συστήματος για παράδειγμα η ιδιομορφία του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος που χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα και στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ), ή η χαμηλή σχετικά ανάπτυξη συστημάτων τηλεθέρμανσης και μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, συντηρούν σε υψηλά επίπεδα την ενεργειακή ένταση, με αποτέλεσμα αυτή από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 να υπερβαίνει το μέσο όρο στην ΕΕ, με εξαίρεση το 2004, ακόμα και όταν υποχώρουσε στην περίοδο 1999-2010. Επίσης, στην Ελλάδα οι αυξομειώσεις της ενεργειακής έντασης ήταν περισσότερο έντονες στη δεκαετία του 2010, λόγω της βαθιάς ύφεσης εκείνη την περίοδο, η οποία πιθανώς αφορούσε περισσότερο σε υπηρεσίες που έχουν χαμηλότερη εξάρτηση από την ενέργεια σε σύγκριση με τη βιομηχανία, με αποτέλεσμα το μερίδιο του δεύτερου τομέα στο ΑΕΠ να ενισχυθεί. Ως αποτέλεσμα, ανακόπηκε η προηγούμενη τάση υποχώρησης της ενεργειακής έντασης έως το 2010, με αποτέλεσμα έως το 2020 να κυμαίνεται κοντά στα 100 κιλά ισοδύναμου πετρελαίου(Kgoe)/χίλια ευρώ ΑΕΠ, επίδοση παρόμοια με το 2010, διευρύνοντας το χάσμα με την ΕΕ.

Η επίδραση του οικονομικού κύκλου στην κατανάλωση ενέργειας αντανακλάται στην εξέλιξη της ενεργειακής φτώχειας, π.χ. κατά τη διάρκεια της ύφεσης στο πρώτο μισό της προηγούμενης δεκαετίας. Το φαινόμενο της ενεργειακής ένδειας έχει αναγνωρισθεί σε ευρωπαϊκό επίπεδο με την προστασία των ευάλωτων νοικοκυριών να κρίνεται ως προτεραιότητα στη δέσμη μέτρων «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (Clean Energy Package, Μάιος 2019)¹⁹ και πιο συγκεκριμένα στην Οδηγία 2019/944/ΕΕ²⁰.

Η ενεργειακή φτώχεια είναι ένα πολυδιάστατο φαινόμενο που έχει γίνει αισθητό στη χώρα μας ιδίως από την περίοδο εφαρμογής των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής. Προσεγγίζεται και αποτυπώνεται από σειρά μεγεθών και δεικτών. Ενδεικτικά, η Ελλάδα βρίσκεται διαχρονικά σημαντικά πάνω από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο, όσον αφορά τον δείκτη αδυναμίας επίτευξης ικανοποιητικών επιπέδων θερμικής άνεσης από τα νοικοκυριά (Διάγραμμα 3.14 (α)). Από το 2011 έως το 2013 σημειώθηκε μια απότομη αύξηση του ποσοστού των νοικοκυριών με αδυναμία στη θέρμανση της οικίας τους, το οποίο άγγιξε στο τελευταίο έτος αυτής της περιόδου το 32,9%, υπερδιπλάσιο του 2010. Από το 2015 έως το 2019 ο δείκτης υποχωρεί, με σταθεροποιητική πορεία ανάμεσα στο 2014 και 2016, παραμένοντας ωστόσο σταθερά πολύ υψηλότερος από τον αντίστοιχο

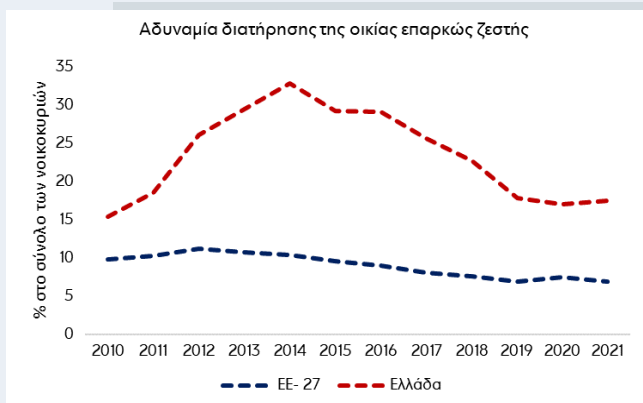
¹⁸ Η ενεργειακή ένταση περιγράφει το μέγεθος των ενεργειακών αναγκών ανά μονάδα δραστηριότητας. Όταν αναφέρεται σε χώρες μετράει πόση ενέργεια έχει χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή μιας μονάδας προϊόντος. Η διαχρονική εξέλιξη του συγκεκριμένου δείκτη προσφέρει πληροφόρηση ως προς την ανάγκη υιοθέτησης διαρθρωτικών πολιτικών και μέτρων για τη βελτιστοποίηση της ενεργειακής χρήσης.

¹⁹ https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/energy-consumer-rights/energy-poverty_en?redir=1#energy-poverty-in-the-eu

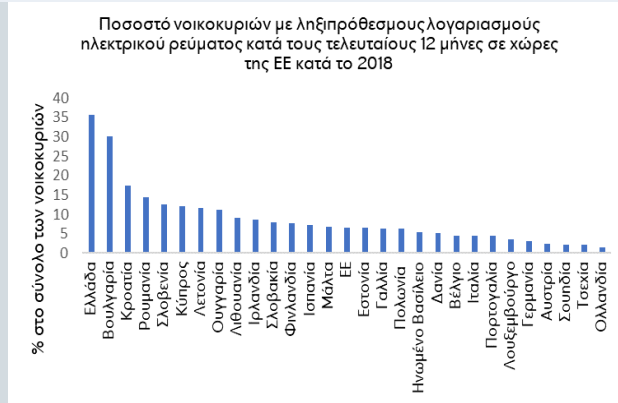
²⁰ <http://www.opengov.gr/minenv/?p=12490>

της ΕΕ και καταλήγοντας το 2019 στο 17,9%, επίπεδο πλησίον του οποίου διαμορφώθηκε το 2020 και το 2021 (17,1% και 17,5% αντίστοιχα).

Διάγραμμα 3.14 (α)



Διάγραμμα 3.14 (β)



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Βάσει στοιχείων της Eurostat για το ποσοστό καταναλωτών που αδυνατούν να αποπληρώσουν εντός των προθεσμιών τους λογαριασμούς ρεύματος τον τελευταίο χρόνο, το 2018 η Ελλάδα κατείχε την πρώτη θέση ανάμεσα στα ευρωπαϊκά κράτη, με ποσοστό 35,6% (Διάγραμμα 3.14 (β)). Ακολουθεί η Βουλγαρία με 30,1% του πληθυσμού, ενώ ο μέσος όρος στην ΕΕ ήταν 6,6% των ευρωπαϊκών νοικοκυριών. Σύμφωνα με τους L. Parada & D. Kaliamrakos (2015), υπολογίζεται ότι το 2015 το 58% των ελληνικών νοικοκυριών κατατασσόταν στους ενεργειακά φτωχούς, ενώ το 75% των νοικοκυριών είχε προβεί σε περικοπές άλλων βασικών εξόδων προκειμένου να είναι σε θέση να καλύψει το αυξημένο κόστος των ενεργειακών του αναγκών. Για το πρόβλημα της ενεργειακής φτώχειας στην Ελλάδα γίνεται ειδική μνεία στο πρώτο ΕΣΕΚ του 2019²¹, με τη μείωσή της κατ'ελάχιστον 50% έως το 2025 και κατά 75% έως το 2030 σε σχέση με το 2016, όπου αποτελεί το έτος βάσης αναφοράς να αποτελεί μια εκ των προτεραιοτήτων. Σύμφωνα δε με την «Έρευνα Εισοδήματος και Συνθηκών Διαβίωσης των Νοικοκυριών: Έτος 2020» της ελληνικής κυβέρνησης (IEA, 2023), ΕΛΣΤΑΤ, το 17,1% του πληθυσμού και το 39,1% των οικονομικά πιο ευάλωτων δεν είναι σε θέση να διατηρήσουν την οικία τους ζεστή, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό στην ΕΕ άγγιξε το 8% του πληθυσμού²². Στην Ελλάδα η αντιμετώπιση της ενεργειακής ένδειας οδήγησε στην κατάρτιση ενός συνεκτικού «Σχεδίου Δράσης για την Καταπολέμηση της ενεργειακής ένδειας», για την περίοδο 2021-2030.

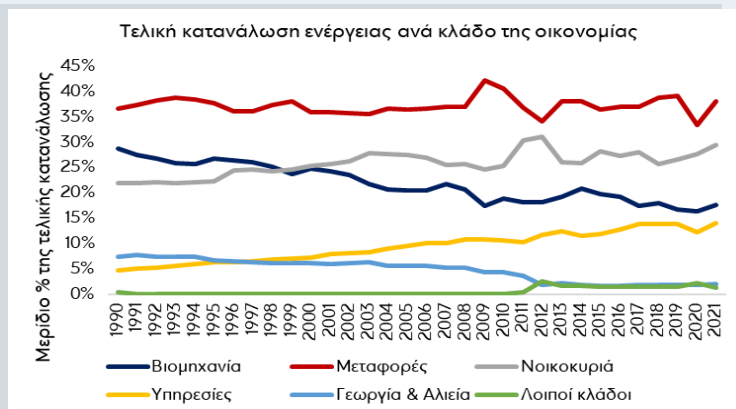
Η εκτίναξη των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας από τα μέσα του 2021 και η κλιμάκωση των διακυμάνσεων των τιμών σε όλα τα ενεργειακά προϊόντα με την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, οδήγησαν στην Ελλάδα, όπως και σε άλλες χώρες, στη λήψη μέτρων για την ελάφρυνση των καταναλωτών, επιχειρήσεων και νοικοκυριών, από τις ισχυρές ανατιμήσεις με την αξιοποίηση εθνικών πόρων, καθώς και πόρων του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας. Κατά το διάστημα Σεπτεμβρίου του 2021 έως και τον Ιανουάριο του 2023 υλοποιήθηκαν μέτρα ύψους €9,5 δις για τη στήριξη καταναλωτών και επιχειρήσεων. Παρουσιάζονται στην ενότητα 3.3 της μελέτης.

²¹ Σχέδιο Δράσης για την Καταπολέμηση της ενεργειακής ένδειας, ΦΕΚ, 4447 Β/ 28.09.2021.ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2021/10/Y-ΠΕΝ_ΓΔΕ_89335_5599_27.09.2021_YA-Σχεδίου-Δράσης-για-την-καταπολέμηση-της-ενεργειακής-ένδειας_ΦΕΚ-4447-B_28.09.2021.pdf

²² <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20211105-1?fbclid=IwAR12m6QRJ2WjnG-XKXCDUDh5uAJ4SvFncAFLq21dpV4cwt6HslZPQjJF5j8>

Ενδιαφέρον παρουσιάζει και η εξέλιξη του μεριδίου των βασικών τομέων της ελληνικής οικονομίας στην τελική κατανάλωση ενέργειας.

Διάγραμμα 3.15



Πηγή: Eurostat & Eurobank Research

Ο κλάδος των μεταφορών ευθύνεται για το μεγαλύτερο μέρος της χρήσης ενέργειας διαχρονικά, ενώ ακολουθούν τα νοικοκυριά από τα τέλη της δεκαετίας του 1990 και ο κλάδος της βιομηχανίας, περιλαμβανομένης της παραγωγής ενέργειας. Η κατανάλωση ενέργειας στη βιομηχανία υποχωρούσε συνεχώς στην εικοσαετία 1990 - 2009, παρουσιάζοντας τη μεγαλύτερη πτώση μεταξύ των βασικών τομέων, από 28,8% στην αρχή της εξεταζόμενης περιόδου σε 17,7% στο τέλος της. Στον αντίποδα, τη μεγαλύτερη αύξηση μεριδίου τα τελευταία τριάντα χρόνια παρουσιάζουν οι υπηρεσίες, το οποίο έχει σταθεροποιηθεί από το 2017 στην περιοχή του 14%, από 5% το 1990.

Ένας άλλος δείκτης ο οποίος σχετίζεται στενά με την ενέργεια, με ιδιαίτερη βαρύτητα για την οικονομία είναι η απελευθέρωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα. Η ένταση των εκπομπών υποδεικνύει το βαθμό συμμόρφωσης των ανεπτυγμένων οικονομιών με τις διεθνείς περιβαλλοντικές συνθήκες και ταυτόχρονα παρέχει στοιχεία για διαρθρωτικά χαρακτηριστικά τους όπως το επίπεδο εκβιομηχάνισής, οι επιλογές καυσίμων που χρησιμοποιούνται στην παραγωγική διαδικασία και το συνδεδεμένο με αυτές περιβαλλοντικό κόστος.

Η Ελλάδα ακολουθεί τις διεθνείς περιβαλλοντικές πολιτικές έχοντας επικυρώσει τις σχετιζόμενες με την άμβλυνση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, ενώ ως μέλος της ΕΕ καλείται να εφαρμόσει τις φιλόδοξες πολιτικές της για το κλίμα και την ενέργεια. Η επικράτηση της αρχής «Ο ρυπαίνων πληρώνει»²³ (The Polluter Pays Principle) την οποία πρότεινε ο ΟΟΣΑ το 1972 επιχειρεί την εσωτερίκευση του περιβαλλοντικού κόστους που προκαλούν οι επιχειρήσεις υψηλής έντασης ενέργειας (OECD, 2022). Σε αυτές συγκαταλέγονται μεγάλες βιομηχανίες, η παραγωγή ηλεκτρισμού, ο κλάδος των μεταφορών, η βιομηχανία μεταλλευμάτων και χημικών. Αυτή η αρχή ενσωματώνεται πλήρως στη Συνθήκη Λειτουργίας της ΕΕ (ΣΛΕΕ) και αποτελεί πυλώνα της δέσμης μέτρων “Fit-55” της ΕΕ²⁴. Το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών της ΕΕ (EU Emissions Trading System -ETS) είναι από το 2005 η κινητήριος δύναμη για τη μείωση των επιβλαβών αερίων ρύπων από τις ενεργοβόρες επιχειρήσεις σε επίπεδο ΕΕ²⁵. Το κλιμακωτά αυξανόμενο κόστος των δικαιωμάτων ρύπων μεταξύ των 4

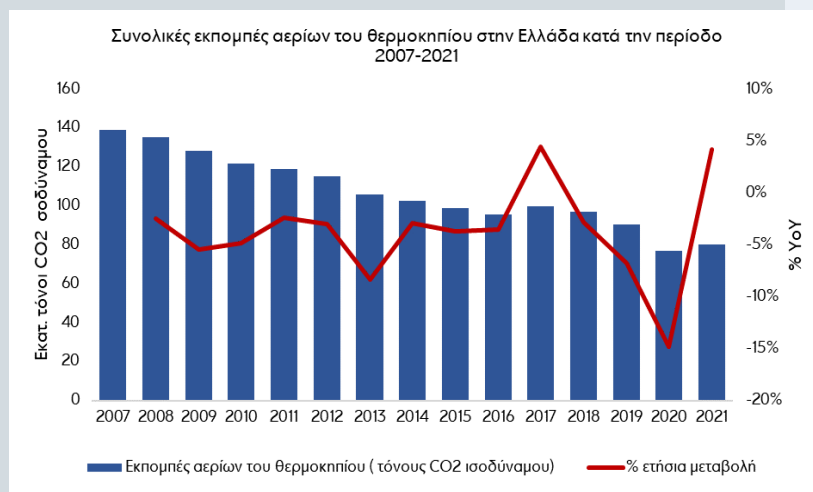
²³ https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR21_12/SR_polluter_pays_principle_EN.pdf

²⁴ <https://www.consilium.europa.eu/el/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

²⁵ Οδηγία 2003/87/ΕΚ

διαδοχικών φάσεων εφαρμογής και λειτουργίας του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών της ΕΕ (EU ETS)²⁶ έχει οδηγήσει στην ελάττωση των εκπομπών επιβλαβών ρύπων. Απώτερος σκοπός είναι η συμμόρφωσή τους με τους περιβαλλοντικούς στόχους της ΕΕ και η καταπολέμηση της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Λειτουργεί ως βασικό αποτρεπτικό και προληπτικό μέτρο, με βασικά χαρακτηριστικά το υψηλό κόστος των δικαιωμάτων ρύπων που επωμίζονται οι επιχειρήσεις προκειμένου να συνεχίσουν να εκπέμπουν και το φθίνοντα αριθμό των διαθέσιμων δικαιωμάτων, το EU ETS.

Διάγραμμα 3.16



Η Ελλάδα εμφανίζει ικανοποιητικό βαθμό συμμόρφωσης, ενώ ο ανασταλτικός χαρακτήρας του μέτρου φαίνεται να έχει μεγαλύτερη επίδραση σταδιακά από την 3η φάση λειτουργίας του EU ETS 2013-2020²⁷ και κυρίως στην έναρξη της 4ης φάσης που διανύουμε τώρα λόγω της αύξησης των τιμών και της μείωσης των δικαιωμάτων από πλευράς ΕΕ. Συνοψίζοντας, ως εργαλείο μετριασμού των ρύπων οδήγησε σε πτώση κατά -6,63% ανάμεσα στο 2021 και 2020 (Διάγραμμα 3.16).

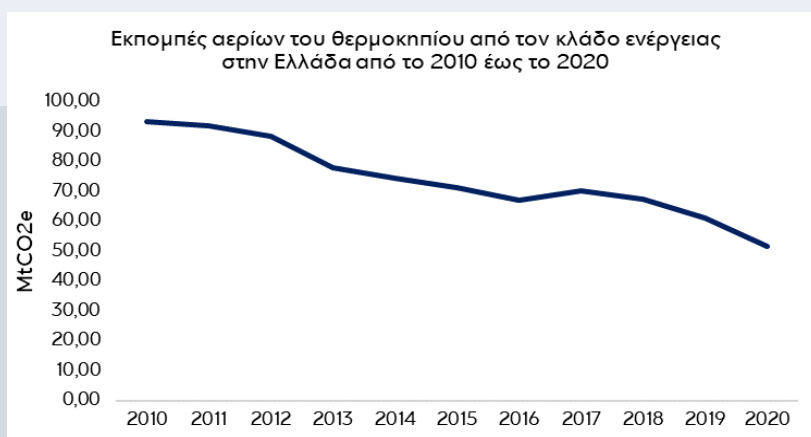
Ο κλάδος της ενέργειας ως μεγάλης έντασης ευθύνεται για την απελευθέρωση μεγάλου μεριδίου των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στην Ελλάδα με εξαίρεση το 2017 η έκλυση ρύπων από τον κλάδο της ενέργειας βρίσκεται συνεχώς σε φθίνουσα πορεία, λόγω πρωτίστως του αυξανόμενου κόστους των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (EU allowances). Συγκριμένα, οι ετήσιες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τον κλάδο της ενέργειας μειώθηκαν κατά 9,6 εκ. τόνους (million tons of CO2 equivalent), μεταβολή της τάξεως του -15,67% ανάμεσα στα έτη 2019 και 2020 (Διάγραμμα 3.17), με αποτέλεσμα η εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου να περιοριστεί το 2020 στους 51.62 εκατ. τόνους ισοδύναμου CO2.

Η αύξηση του κόστους των δικαιωμάτων ρύπων στο πλαίσιο της τρέχουσας 4ης φάσης λειτουργίας του EU ETS έρχεται να προστεθεί σε μια περίοδο έντονων εξάρσεων στις τιμές των ενεργειακών προϊόντων – πρώτων υλών για τις επιχειρήσεις στον κλάδο της ενέργειας αυξάνοντας το οριακό τους κόστος και ασκώντας τους πιέσεις για τη μετακύλιση του αυξημένου κόστους στους τελικούς καταναλωτές.

²⁶ <https://ypen.gov.gr/perivallon/klimatiki-allagi/systema-eborias-dikaiomaton-ekpobon/>

²⁷ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020_en

Διάγραμμα 3.17



Πηγή: Eurostat, IEA, Eurobank Research

Ολοκληρώνοντας, η ένταση άνθρακα εκτιμάται ότι θα παραμείνει στην Ελλάδα σε σχετικά υψηλό επίπεδο στην Ελλάδα λόγω της αύξησης του μεριδίου του φυσικού αερίου στο μείγμα ενέργειας και κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή αναδεικνύοντας την κρισιμότητα της χρήσης τεχνολογιών δέσμευσης άνθρακα (carbon capture), αποθήκευσης ενέργειας και υδρογόνου (HAEE, 2022). Οι επενδύσεις φυσικού αερίου εγχωρίως θα εξαρτηθούν σε μεγάλο βαθμό από τα κριτήρια της Ευρωπαϊκής Ταξινόμιας²⁸ (EU Taxonomy) σύμφωνα με την οποία οι επενδύσεις σε φυσικό αέριο δύνανται να θεωρηθούν ως πράσινες εφόσον παράγουν λιγότερο από 270 grCO₂/kWh.

3.3 Επιδράσεις ανοίγματος οικονομίας μετά την πανδημία και πολέμου Ρωσίας-Ουκρανίας στις τιμές και το διεθνές εμπορικό ισοζύγιο ενέργειας της Ελλάδας

Τα τελευταία χρόνια η παγκόσμια οικονομία αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις που σχετίζονται κυρίως με τους περιορισμούς στις εφοδιαστικές αλυσίδες και τον πληθωρισμό. Αρχικά, κατά τη διάρκεια της πανδημίας, η δημοσιονομική και νομισματική πολιτική που υιοθετήθηκαν από τις μεγάλες οικονομίες ήταν σε γενικές γραμμές χαλαρές, ώστε να στηριχθούν οι οικονομίες και να αποφευχθούν σημαντικές ή μόνιμες βλάβες στην παραγωγική δραστηριότητα εξαιτίας των περιοριστικών μέτρων στην οικονομική δραστηριότητα και τις μετακινήσεις λόγω της υγειονομικής κρίσης. Η σταδιακή επαναφορά της οικονομικής δραστηριότητας με τη χαλάρωση των περιοριστικών μέτρων από το δεύτερο τρίμηνο του 2021, χωρίς να υποχωρήσουν με την ίδια ταχύτητα οι παρεμβάσεις στήριξης νοικοκυριών και επιχειρήσεων, ενώ παράλληλα είχαν δημιουργηθεί προσκόμματα στις εφοδιαστικές αλυσίδες, κυρίως από την αναστολή της παραγωγής λόγω πανδημίας σε αναπτυσσόμενες οικονομίες οι οποίες τροφοδοτούν με πρώτες ύλες μεγάλα τμήματα της παγκόσμιας οικονομίας, οδήγησαν στην κλιμάκωση του πληθωρισμού παγκοσμίως στο δεύτερο εξάμηνο του 2021, με αποτέλεσμα αυτός να διαμορφωθεί κατά μέσο όρο σε 4,7% στο σύνολο αυτού του έτους από 3,2% το 2020²⁹. Ταυτόχρονα, το δημοσιονομικό ισοζύγιο (Γεν. Κυβέρνησης), από πλεονασματικό κατά 0,9% του ΑΕΠ το 2019,

²⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020R0852>

²⁹ IMF, World Economic Outlook (April 2023)

εξελίχθηκε λόγω των έκτακτων μέτρων σε ελλειμματικό κατά 9,7% του ΑΕΠ στο πρώτο έτος της πανδημίας και κατά 7,1% το 2021.³⁰

Η εισβολή της Ρωσίας, ενός από τους μεγαλύτερους προμηθευτές ενεργειακών προϊόντων παγκοσμίως, στην Ουκρανία το Φεβρουάριο του 2022 κλιμάκωσε σε πρωτοφανή τις τελευταίες δεκαετίες επίπεδα την ανησυχία για τις τιμές της ενέργειας, δημιουργώντας προκλήσεις σχετικά με ζητήματα ενεργειακής αυτόαρκειας και ασφάλειας, όπως επίσης για την αντιμετώπιση της ραγδαίας αύξησης των τιμών στην ενέργεια. Αναπόφευκτα, οι εξελίξεις σχετικά με τον πόλεμο είχαν σημαντικό αντίκτυπο στην ελληνική οικονομία, με κυριότερες επιπτώσεις στον πληθωρισμό, το δημοσιονομικό ισοζύγιο και το ισοζύγιο τρεχουσών συναλλαγών.

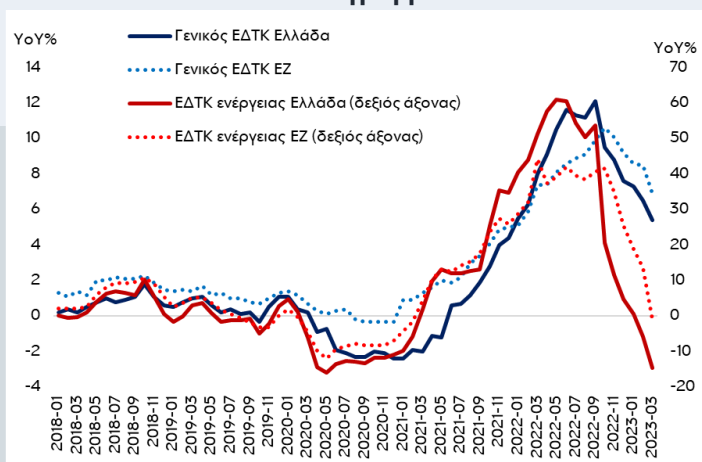
Ευνόητα, οι εντονότερες επιπτώσεις της σύρραξης μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας σημειώθηκαν στο πεδίο των τιμών καταναλωτή, καθώς η κατανάλωση ενέργειας στη χώρα μας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από εισαγωγές ενεργειακών προϊόντων, ιδίως η κατανάλωση πετρελαιοειδών. Το Διάγραμμα 3.18 παρουσιάζει την εξέλιξη διάφορων υποδεικτών του Εναρμονισμένου Δείκτη Τιμών Καταναλωτή (ΕνΔΤΚ). Το 2022 η άνοδος του γενικού ΕνΔΚΤ ήταν ραγδαία φτάνοντας μέχρι και το 12,1%YoY το Σεπτέμβριο 2022, προερχόμενη κυρίως από την αύξηση των τιμών ενέργειας, η οποία έφτασε μέχρι το 60,8%YoY τον Ιούνιο του 2022.³¹ Επιπλέον, η επιτάχυνση του πληθωρισμού στην Ελλάδα ήταν ταχύτερη από στην Ευρωζώνη μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, με τον εγχώριο πληθωρισμό να είναι μεγαλύτερος κατά 0,4 ποσοστιαίες μονάδες τον Ιανουάριο 2022 και τη διαφορά να φτάνει μέχρι και τις 3 ποσοστιαίες μονάδες τον Ιούνιο 2022, ενώ για την ίδια περίοδο οι αντίστοιχες διαφορές στον πληθωρισμό ενέργειας διευρύνθηκαν από 11,7 ποσοστιαίες μονάδες σε 18,6. Η συγκριτικά μεγαλύτερη άνοδος του πληθωρισμού στην Ελλάδα την περίοδο του πρώτου εξαμήνου του 2022 μπορεί να αποδοθεί σε σειρά παραγόντων. Στους σημαντικότερους εξ' αυτών συγκαταλέγονται οι εξής: α) η υψηλότερη ενεργειακή ένταση της παραγωγικής διαδικασίας συγκριτικά με το μέσο όρο στην ΕΕ, όπως αναφέρθηκε στην υποενότητα 3.2 (Διάγραμμα 3.13), β) η υψηλή ενεργειακή εξάρτηση από εισαγωγές που καθιστά τη χώρα μας λήπτρια τιμών (price taker) σε μεγαλύτερο βαθμό, με τις εισαγωγές προϊόντων ενέργειας το 2022³² να αποτελούν το 15,6% του ΑΕΠ σε τρέχουσες τιμές έναντι 6,8% στην Ισπανία, 7,3% στην Ιταλία, 5,5% στη Γαλλία και 3,1% στη Γερμανία, γ) η υψηλότερη έμμεση φορολογία στα πετρελαιοειδή, η οποία αυξάνει αναλογικά περισσότερο τις τιμές τους από ότι σε άλλες χώρες σε περιόδους ανόδου των διεθνών τιμών του αργού (υποενότητα 3.4.2) καθώς και δ) ο βαθμός ολοκλήρωσης των αγορών ενέργειας, που σχετίζεται και με την εφαρμογή του Target Model (βλ. υποενότητες 3.5.4 για την τιμή του φυσικού αερίου, 3.6.5 για την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας).

³⁰ Δημοσιονομικά στοιχεία για την περίοδο 2019-2022, ΕΛΣΤΑΤ, Απρίλιος 2023

³¹ Ως YoY% ορίζουμε την ετήσια ποσοστιαία μεταβολή.

³² Χρησιμοποιούμε τα δεδομένα διεθνούς εμπορίου της Eurostat για τα προϊόντα σύμφωνα με την ταξινόμηση CPA 2008, και ορίζουμε ως προϊόντα ενέργειας τα προϊόντα άνθρακα και λιγνίτη (05), αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου (06), προϊόντα οπώνθρακα και προϊόντα διύλισης πετρελαίου (19) και ηλεκτρικό ρεύμα, φυσικό αέριο, ατμού και κλιματισμού (35).

Διάγραμμα 3.18



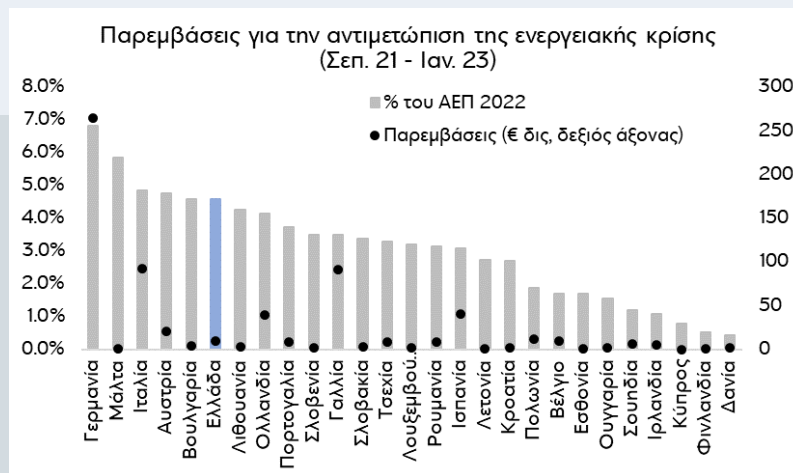
Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Από τον Ιούλιο 2022 ο γενικός πληθωρισμός αποκλιμακώθηκε οδηγούμενος από τη μείωση του ρυθμού αύξησης των τιμών στην ενέργεια, υποχωρώντας σε επίπεδα χαμηλότερα του πληθωρισμού στην Ευρωζώνη από τον Οκτώβριο του 2022, γεγονός το οποίο μπορεί εν μέρει να αποδοθεί σε μέτρα στήριξης για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις με σκοπό την αντιμετώπιση των υψηλών τιμών στην ενέργεια. Οι σχετικές παρεμβάσεις οι οποίες πραγματοποιήθηκαν εγχωρίως αφορούσαν την επιδότηση στη μηνιαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου των νοικοκυριών, επιδοτήσεις σε μη οικιακά τιμολόγια και αναστολή της πληρωμής των χρεώσεων Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας για όσες επιχειρήσεις είναι συνδεδεμένες με τη Μέση Τάση. Επιπλέον, διατέθηκε η κάρτα καυσίμων, πραγματοποιήθηκε επιστροφή του ειδικού φόρου κατανάλωσης πετρελαίου κίνησης στους αγρότες, ενώ άλλαξε η πολιτική αποζημίωσης για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ώστε να διαχωριστεί η αποζημίωση από τη χονδρική τιμή ενέργειας και να μετριάσει η επίδραση των διεθνών τιμών φυσικού αερίου (IOBE, 2022).

Σύμφωνα με στοιχεία του Bruegel, από το Σεπτέμβριο 2021 έως και τον Ιανουάριο 2023 η Ελλάδα δαπάνησε συνολικά €9,5δισ σε μέτρα στήριξης για την ενεργειακή κρίση, ενώ κατατάσσεται στην 6^η θέση σε σύγκριση με την υπόλοιπη ΕΕ (5^η σε σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες της Ευρωζώνης) σε όρους αναλογίας αυτών των μέτρων στο ΑΕΠ του 2022, δαπανώντας 4,6% του ΑΕΠ (Διάγραμμα 3.19). Επιπλέον, σύμφωνα με τα ίδια στοιχεία, ένα πολύ μεγάλο τμήμα αυτών αφορούσε αποκλειστικά τα νοικοκυριά (94,5%). Επομένως, συγκριτικά με τις περισσότερες χώρες στην ΕΕ, η Ελλάδα υπέστη μεγαλύτερη δημοσιονομική επιβάρυνση προκειμένου να στηρίξει τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις. Δεδομένου όμως ότι για τον υπολογισμό του πληθωρισμού οι τιμές ενέργειας και καυσίμων ενσωματώνουν τις επιδοτήσεις, η επιβράδυνσή του στην ενέργεια από τον Ιούνιο του 2022, και μάλιστα σε επίπεδα χαμηλότερα από τα αντίστοιχα της Ευρωζώνης από τον Οκτώβριο του 2022, με περιοριστικές επιδράσεις για το συνολικό πληθωρισμό, μπορεί να αποδοθεί εν μέρει στα μέτρα στήριξης τα οποία ήταν αναλογικά περισσότερα από ότι στην πλειονότητα των χωρών της ΕΕ, με τις επιδοτήσεις ειδικά στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας επίσης να είναι αναλογικά υψηλότερες από ότι στις άλλες χώρες της Ένωσης.³³

³³ Οι επιδράσεις των επιδοτήσεων στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, για οικιακούς και μη οικιακούς καταναλωτές, παρουσιάζονται στην υποενότητα 3.6.5.2.

Διάγραμμα 3.19



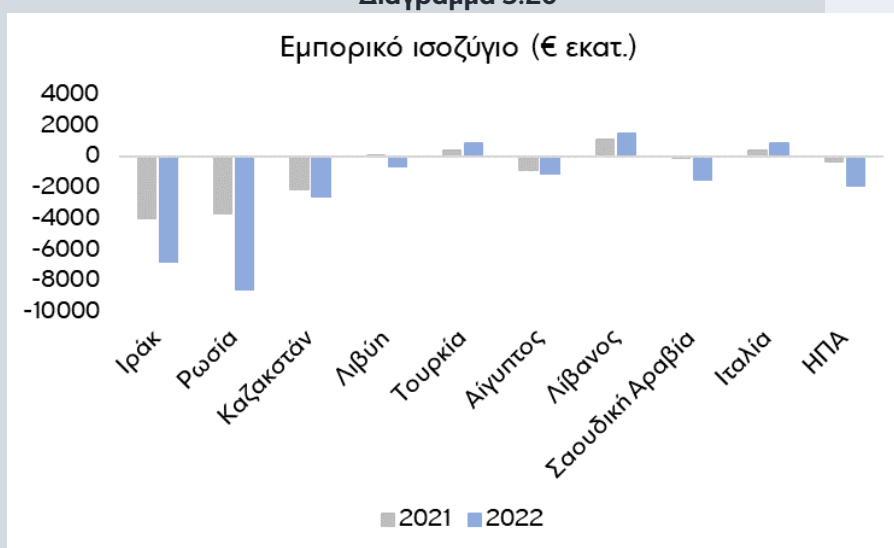
Πηγή: Bruegel, Eurostat, Eurobank Research

Όσον αφορά το ενεργειακό ισοζύγιο, το 2022 σημειώθηκαν σημαντικές ανακατατάξεις στις εμπορικές σχέσεις μεταξύ Ελλάδας και διαφόρων μεγάλων προμηθευτών προϊόντων ενέργειας. Το Διάγραμμα 3.20 παρουσιάζει την εξέλιξη στο εμπορικό ισοζύγιο ενεργειακών προϊόντων της Ελλάδας τη διετία 2021-2022 για τους 10 μεγαλύτερους εμπορικούς εταίρους της χώρας 2021. Το 2022 υπήρξε σημαντική αύξηση του εμπορικού ελλείμματος με τη Ρωσία στα ενεργειακά προϊόντα, η οποία οφείλεται σε σημαντικές μεταβολές και των δύο μερών του ισοζυγίου. Οι εξαγωγές μειώθηκαν κατά 75,3%. Η μείωση των εξαγωγών πιθανότατα να αντικατοπτρίζει τις συνέπειες των κυρώσεων στην εξαγωγή προϊόντων από την ΕΕ προς τη Ρωσία οι οποίες από το Φεβρουάριο 2022 κοστολογούνται συνολικά στα 43,9 € δις. Οι κυρώσεις περιλαμβάνουν απαγορεύσεις σε εξαγωγές προϊόντων όπως ορισμένοι τύποι μηχανημάτων και εξοπλισμού μεταφορών και είδη και τεχνολογία που προορίζονται για την αεροπορία και τη διαστημική βιομηχανία³⁴. Οι απαγορεύσεις αυτές πιθανόν να συνεισφέρουν αρνητικά στη ζήτηση για προϊόντα διύλισης πετρελαίου. Από την άλλη πλευρά, οι εισαγωγές αυξήθηκαν κατά 132,7%, μία κατακόρυφη αύξηση που μπορεί να αποδοθεί σε πολύ μεγάλο βαθμό στις αυξήσεις των τιμών ενέργειας, ωστόσο οι εισαγωγές διευρύνθηκαν ελαφρώς και σε όρους ποσοτήτων (από 8,17 εκατ. τόνους σε 8,52 εκατ. τόνους), άνοδος η οποία προέρχεται από την άνοδο στα προϊόντα οπτάνθρακα και προϊόντα διύλισης πετρελαίου, ενώ οι εισαγωγές αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου υποχώρησαν (Διάγραμμα 3.21). Δεδομένου ότι η συμφωνία μεταξύ των χωρών της ΕΕ για το ανώτατο όριο τιμών αργού πετρελαίου ανά βαρέλι από τη Ρωσία (60\$) υλοποιείται από το Δεκέμβριο 2022 και η συμφωνία για ανώτατα όρια τιμών σε προϊόντα πετρελαίου ενεργοποιήθηκε από το Φεβρουάριο 2023, τυχόν επιπλοκές αυτών των κυρώσεων στις εισαγωγές πιθανόν να γίνουν πιο αισθητές αργότερα εντός του 2023. Τα όρια τιμών αναμένεται να επηρεάσουν αφενός την αξία των εισαγωγών λόγω του ότι το ότι το ρωσικό πετρέλαιο και τα προϊόντα πετρελαίου δεν θα είναι εφικτό να τα υπερβούν, αφετέρου τον όγκο των εισαγωγών επειδή πιθανότατα η Ρωσία θα στραφεί σε άλλες χώρες όπου θα μπορεί να διαθέσει τα συγκεκριμένα προϊόντα σε πιο υψηλές τιμές.

³⁴ <https://www.consilium.europa.eu/el/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/>

Εκτός από το ισοζύγιο Ελλάδας-Ρωσίας, οι αυξήσεις στις τιμές ενέργειας οι οποίες προήλθαν σε μεγάλο βαθμό από τον πόλεμο επηρέασαν και το ισοζύγιο στα προϊόντα ενέργειας με όλους τους μεγάλους εταίρους, σημειώνοντας αύξηση κατά απόλυτη τιμή το 2022. Ενδεικτικά, το εμπορικό έλλειμα με το Ιράκ, τον μεγαλύτερο εμπορικό εταίρο στη συγκεκριμένη κατηγορία προϊόντων, σημείωσε αύξηση κατά €2,8 δις το 2022 σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

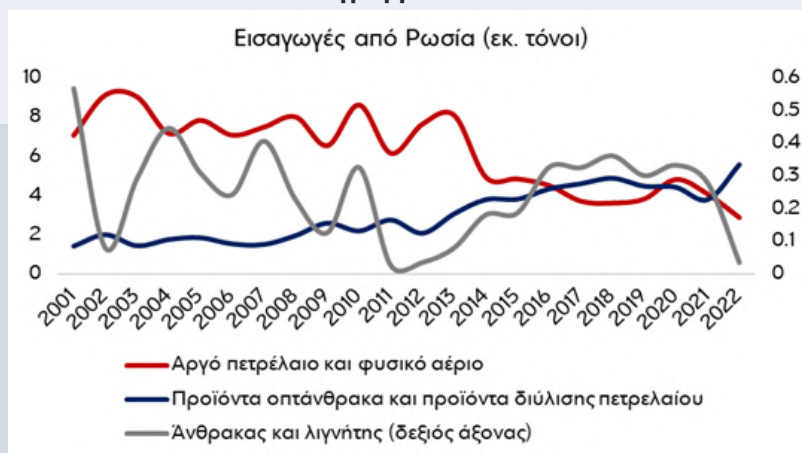
Διάγραμμα 3.20



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Ανακεφαλαιώνοντας, τα προσκόμματα που είχαν προκύψει στις εφοδιαστικές αλυσίδες από τα περιοριστικά μέτρα λόγω της πανδημίας, η σχετικά απότομη επανεκκίνηση της οικονομικής δραστηριότητας μετά την άρση τους και ο πόλεμος της Ρωσίας στην Ουκρανία είχαν ισχυρές άμεσες συνέπειες κυρίως βραχυχρόνια για τις τιμές της ενέργειας και καυσίμων εγχωρίως, οι οποίες οξύνθηκαν από ορισμένα διαρθρωτικά χαρακτηριστικά της αγοράς ενέργειας. Σε αυτά περιλαμβάνονται η υψηλή ενεργειακή εξάρτηση από εισαγωγές, το σχετικά υψηλότερο επίπεδο έμμεσης φορολογίας στα πετρελαιοειδή σε σύγκριση με το μέσο όρο στην ΕΕ, η μεγαλύτερη ενεργειακή ένταση της παραγωγικής διαδικασίας γενικά στην Ελλάδα και ο βαθμός ολοκλήρωσης της αγοράς ενέργειας, που σχετίζεται με την πρόοδο στην εφαρμογή του Target Model. Η αποκλιμάκωση των διεθνών τιμών ενέργειας από την αρχή του φθινοπώρου του 2022 σε συνδυασμό με τις παρεμβάσεις ελάφρυνσης των νοικοκυριών και επιχειρήσεων από τις υψηλές τιμές, η έκταση των οποίων εγχωρίως ήταν μεγαλύτερη από ότι σε άλλες χώρες, περιόρισαν σχετικά γρήγορα τις πληθωριστικές επιπτώσεις του πολέμου. Ο πόλεμος είχε ως αποτέλεσμα ορισμένες ανακατατάξεις και στο εμπορικό ισοζύγιο ενέργειας, ως προς τη σημασία ορισμένων εμπορικών εταίρων για την Ελλάδα.

Διάγραμμα 3.21



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

3.4 Διάρθρωση και χαρακτηριστικά αγοράς πετρελαιοειδών

3.4.1 Διάρθρωση της αγοράς πετρελαιοειδών και τάσεις στο ισοζύγιο

Η αγορά πετρελαιοειδών στην Ελλάδα μπορεί να διαχωριστεί σε τρεις βασικές αγορές, την αγορά διύλισης, την αγορά χονδρικής εμπορίας και την αγορά λιανικής πώλησης. Στην **αγορά διύλισης** το αργό πετρέλαιο επεξεργάζεται στα διυλιστήρια με σκοπό τη μετατροπή του σε προϊόντα τα οποία μπορούν να καταναλωθούν άμεσα (π.χ. βενζίνη, πετρέλαιο θέρμανσης, ασφαλτος κλπ.). Στη συγκεκριμένη αγορά δραστηριοποιούνται εγχωρίως δύο επιχειρήσεις, τα Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛΠΕ), τα οποία διαχειρίζονται τρία διυλιστήρια σε Ασπρόπυργο, Ελευσίνα και Θεσσαλονίκη και καλύπτουν το 65% της εγχώριας αγοράς διύλισης³⁵. Το τέταρτο διυλιστήριο βρίσκεται στους Αγίους Θεοδώρους Κορινθίας και το διαχειρίζεται η Motor Oil³⁶. Η **αγορά χονδρικής εμπορίας** αποτελείται από κατόχους αδειών εμπορίας πετρελαιοειδών οι οποίες χωρίζονται σε άδειες τύπου Α, Β1, Β2, Γ και Δ. Οι άδειες τύπου Α αφορούν τη διανομή βενζίνης, πετρελαίου κίνησης, πετρελαίου θέρμανσης και μαζούτ σε πωλητές λιανικής και σε τελικούς καταναλωτές. Οι άδειες τύπου Β1 και Β2 αφορούν την εμπορία ναυτιλιακών και αεροπορικών καυσίμων αντίστοιχα, ενώ οι άδειες τύπου Γ σχετίζονται με την εμπορία υγραερίων. Τέλος οι άδειες τύπου Δ σχετίζονται με την εμπορία ασφάλτου. Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΣΕΕΠΕ³⁷ υπάρχουν 25 εταιρίες-κάτοχοι άδειας τύπου Α, 21 εταιρίες με άδεια Β1 ή Β2 εκ των οποίων οι 12 διαθέτουν και άδεια τύπου Α, 19 εταιρίες με άδεια Γ εκ των οποίων οι 2 διαθέτουν και άδεια τύπου Α και 10 εταιρίες με άδεια τύπου Δ εκ των οποίων οι 7 διαθέτουν και άδεια τύπου Α. Τέλος, 1 εταιρία διαθέτει άδεια Μεταφοράς με Αγωγή από τα διυλιστήρια στον Αερολιμένα Ελ. Βενιζέλος. Όσον αφορά την **αγορά λιανικής πώλησης**, η Ελλάδα διαθέτει 5,900 λειτουργικά πρατήρια καυσίμων ενώ δραστηριοποιούνται πάνω από 250 πωλητές πετρελαίου θέρμανσης³⁸. Ο αριθμός των πρατηρίων είναι μεγάλος σε σύγκριση με άλλες 22 χώρες της ΕΕ. Η Ελλάδα βρισκόταν το 2021 στη δεύτερη θέση ως προς την αναλογία πρατηρίων ανά κάτοικο, με 1,813 κατοίκους ανά πρατήριο (Διάγραμμα 3.22). Αυτή η σχετικά μεγάλη αναλογία θεωρείται πως συνδέεται με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά της Ελλάδας τα οποία αφορούν στη γεωμορφολογία της, όπως για παράδειγμα

³⁵ <https://www.helpe.gr/the-group/what-we-do/refining-supply-trading-petrochemicals/refining>

³⁶ <https://www.moh.gr/eteria/diylistiria/>

³⁷ Δεδομένα Απριλίου 2023.

³⁸ <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%BF%CE%B5%CE%B9%CE%B4%CF%89%CE%BD/>

την ύπαρξη πολλών νησιών, η οποία επιτάσσει την ανάγκη λειτουργίας ορισμένου αριθμού πρατηρίων ακόμα και αν τα νησιά είναι αραιοκατοικημένα, δεδομένου ότι τα πετρελαιοειδή είναι βασικά καταναλωτικά αγαθά. Από την άλλη πλευρά, η μέση επιχείρηση στον κλάδο λιανικού εμπορίου καυσίμων κίνησης σε εξειδικευμένα καταστήματα στην Ελλάδα έχει διαχρονικά πολύ χαμηλότερο ακαθάριστο λειτουργικό πλεόνασμα σε σχέση με την ΕΕ, κατά 74,5%, (Διάγραμμα 3.23), γεγονός που αποτελεί ένδειξη πως η ύπαρξη μεγάλου αριθμού πρατηρίων σε ορισμένες περιοχές της χώρας ενδεχομένως να σχετίζεται με αναποτελεσματικότητα στην αγορά.

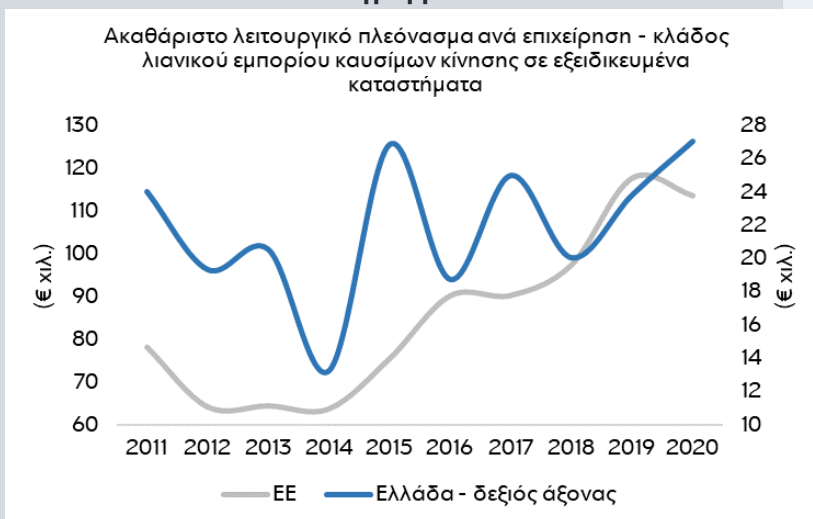
Διάγραμμα 3.22



Πηγή: FocusEurope, Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Δεν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για τον αριθμό πρατηρίων σε Κροατία και Σλοβακία, Μάλτα και Λιθουανία

Διάγραμμα 3.23



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Τα στοιχεία αναφέρονται στον κλάδο λιανικού εμπορίου καυσίμων κίνησης σε εξειδικευμένα καταστήματα με τον κωδικό 47.30 σύμφωνα με την ταξινόμηση δραστηριοτήτων NACE Rev.2

Στην υποενότητα 3.2 αναλύθηκε το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας. Στην τρέχουσα υποενότητα εστιάζουμε στις τάσεις του ισοζυγίου προϊόντων πετρελαίου. Η σημασία των προϊόντων διύλισης πετρελαίου είναι υψηλή για το εμπορικό ισοζύγιο αγαθών της Ελλάδας. Οι εγχώριες εξαγωγές αγαθών στηρίζονται σε μεγάλο βαθμό

στα προϊόντα διύλισης πετρελαίου, ιδιαίτερα τα τελευταία δεκαπέντε χρόνια, με την αναλογία της αξίας τους στο σύνολο των εξαγωγών προϊόντων να φτάνει έως και το 37,8% του συνόλου το 2012, έκτοτε ωστόσο έχει υποχωρήσει, παρουσιάζοντας σημαντική εξασθένηση σε έτη με έντονη πτώση των διεθνών τιμών του αργού πετρελαίου (2015, 2020) και το 2022 διαμορφώθηκε σε 31,2%. Οι καθαρές εξαγωγές σε όρους ποσοτήτων παρουσίασαν μία ισχυρή αυξητική τάση από το 2010, με αποκορύφωμα το 2021 στο οποίο έφτασαν τους 13,4 εκατ. τόνους (Διάγραμμα 3.24). Κατά την ίδια περίοδο οι εξαγωγές σε χώρες εκτός ΕΕ αυξήθηκαν περισσότερο σε σχέση με τις εξαγωγές εντός ΕΕ (Διάγραμμα 3.25). Κατά την πρόσφατη δεκαετία (περίοδος 2013-2022) η Ελλάδα εξήγαγε κατά μέσο όρο 20,1 εκατ. τόνους ετησίως με κυριότερες χώρες προορισμού την Τουρκία (κατά μέσο όρο 2,1 εκατ. τόνοι ετησίως), το Λίβανο (1,8 εκατ. τόνοι), τη Σαουδική Αραβία (1,5 εκατ. τόνοι), την Ιταλία (1,4 εκατ. τόνοι) και το Γιβραλτάρ (1,4 εκατ. τόνοι).

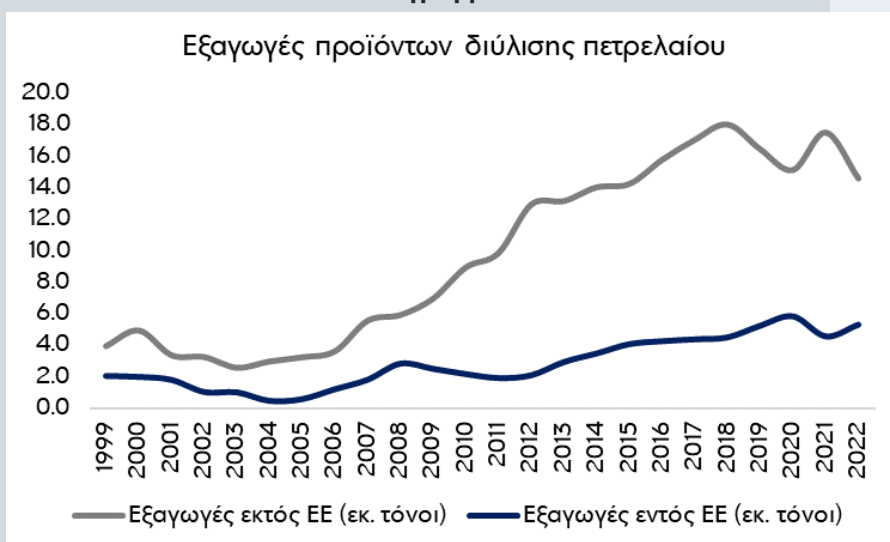
Διάγραμμα 3.24



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Τα στοιχεία για τα προϊόντα διύλισης πετρελαίου αναφέρονται στον κλάδο της Μεταποίησης με κωδικό 19.20, σύμφωνα με την ταξινόμηση δραστηριοτήτων NACE Rev.2

Διάγραμμα 3.25

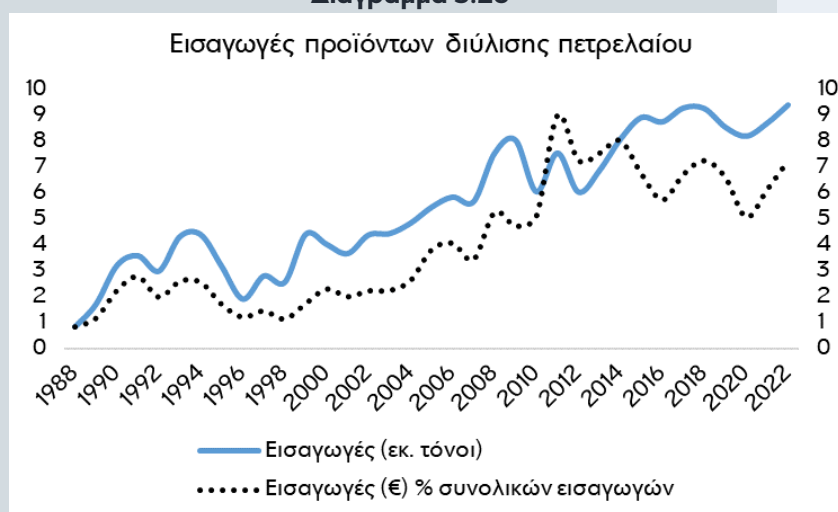


Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Τα στοιχεία για τα προϊόντα διύλισης πετρελαίου αναφέρονται στον κλάδο της Μεταποίησης με κωδικό 19.20, σύμφωνα με την ταξινόμηση δραστηριοτήτων NACE Rev.2

Οι εισαγωγές προϊόντων διύλισης πετρελαίου σε όρους ποσοτήτων παρουσίασαν επίσης έντονη ανοδική τάση κατά τις τελευταίες 2,5 δεκαετίες, η οποία ανακόπηκε μόνο στα πρώτα έτη της εγχώριας κρίσης εξυπηρέτησης δημοσίου χρέους και στο αρχικό έτος της πανδημίας. Οι εισαγωγές αυτές καλύπτουν όχι μόνο τις εγχώριες ανάγκες, αλλά κυρίως χρειάζονται και για την παραγωγή εξαγωγών ομοειδών προϊόντων. Το 2022 ήταν το έτος με τις υψηλότερες εισαγωγές προϊόντων διύλισης σε όρους ποσότητας (9,4 εκατ. τόνοι). Κατά την πρόσφατη δεκαετία (περίοδος 2013-2022) η Ελλάδα εισήγαγε κατά μέσο όρο 8,6 εκατ. τόνους ετησίως. Οι κυριότεροι προμηθευτές ήταν η Ρωσία (κατά μέσο όρο 4,3 εκατ. τόνοι ετησίως), οι ΗΠΑ (0,62 εκατ. τόνοι), το Ισραήλ (0,59 εκατ. τόνοι), η Ισπανία (0,45 εκατ. τόνοι) και η Ολλανδία (0,25 εκατ. τόνοι).

Διάγραμμα 3.26



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Τα στοιχεία για τα προϊόντα διύλισης πετρελαίου αναφέρονται στον κλάδο της Μεταποίησης με κωδικό 19.20, σύμφωνα με την ταξινόμηση δραστηριοτήτων NACE Rev.2

Η κατανάλωση πετρελαιοειδών στην Ελλάδα μειώθηκε σημαντικά στην περίοδο 2010-2013, κυρίως λόγω της υποχώρησης της κατανάλωσης πετρελαίου θέρμανσης αλλά και της μειωμένης κατανάλωσης στην αμόλυβδη και το πετρέλαιο κίνησης (Διάγραμμα 3.27). Συγκεκριμένα, η κατανάλωση στο πετρέλαιο θέρμανσης σημείωσε κατακόρυφη πτώση κατά 30,3% το 2012 και 51,2% το 2013 η οποία πιθανότατα σχετίζεται αφενός με την ισχυρή ύφεση στην τριετία 2011-2013, συνολικά κατά 18,6%, λόγω της διαδικασίας οικονομικής προσαρμογής, αλλά επίσης με την απότομη αύξηση του ΕΦΚ στο πετρέλαιο θέρμανσης από €21 σε €60 ανά 1000 λίτρα το 2011 και σε €330 ανά 1000 λίτρα το 2012³⁹. Η μείωση στην κατανάλωση αμόλυβδης και πετρελαίου κίνησης, οφείλεται, πέρα από τις επιπτώσεις της ισχυρής ύφεσης, και στην αύξηση των τιμών τους κατά την ίδια περίοδο, όπως θα δειχθεί αναλυτικότερα στην επόμενη υποενότητα. Το 2013 η κατανάλωση στο πετρέλαιο κίνησης ανέκαμψε μερικώς, πιθανόν λόγω της μείωσης του ΕΦΚ στο πετρέλαιο κίνησης από €412 σε €330 ανά 1000 λίτρα, στα πλαίσια του μέτρου εξίσωσης του ΕΦΚ στο πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης το οποίο εφαρμόστηκε τον Οκτώβριο 2012⁴⁰.

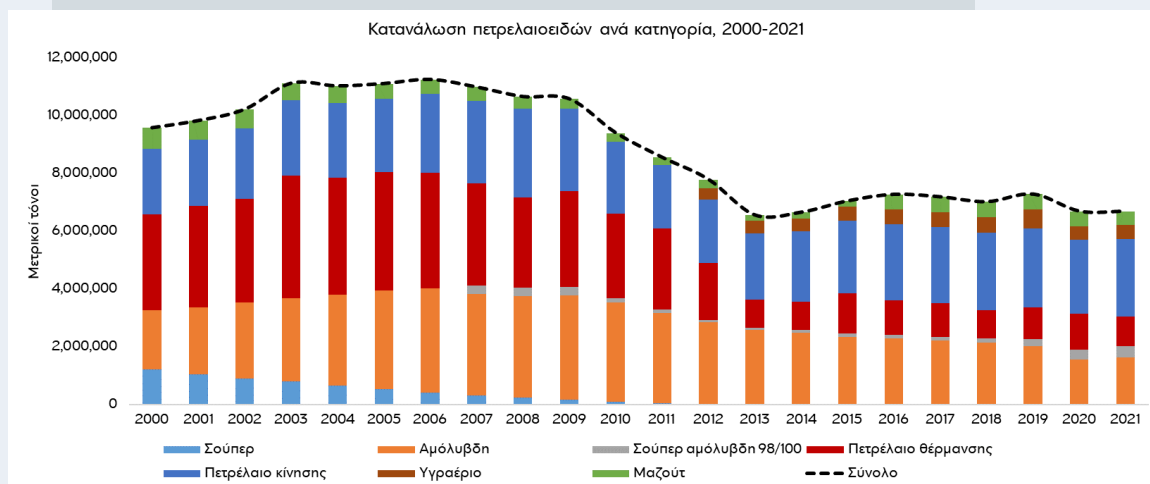
Κατά τα πρόσφατα έτη, η συνολική κατανάλωση πετρελαιοειδών εγχωρίως ανήλθε το 2019 στους 7,28 εκ. τόνους, το υψηλότερο επίπεδο από το 2012 (7,79 εκατ. τόνοι), ενώ το 2020 σημειώθηκε μείωση κατά 0,59 εκ.

³⁹ <https://www.forin.gr/articles/article/25723/arthro-tou-giannh-stamatopoulou-poso-epituxhmeno-htan-telika-to-peirama-tou-petrelaiou-thermanshs#%CE%91>

⁴⁰ http://iobe.gr/docs/research/RES_04_10092013PRE_GR.pdf

τόνους, η οποία συνοδεύτηκε από μια ανακατάταξη των μεριδίων των ειδών πετρελαιοειδών, με αύξηση της κατανάλωσης πετρελαίου θέρμανσης και μείωση των πιο σημαντικών πετρελαιοειδών που σχετίζονται με καύσιμα, όπως το πετρέλαιο κίνησης και η αμόλυβδη, τάσεις οι οποίες αποτυπώνουν τις επιπτώσεις των περιορισμών στις μετακινήσεις κατά τη διάρκεια της πανδημίας. Το 2021, η συνολική κατανάλωση διαμορφώθηκε στους 6,69 εκατ. τόνους, σχεδόν αμετάβλητη από το 2020.

Διάγραμμα 3.27



Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ, Eurobank Research

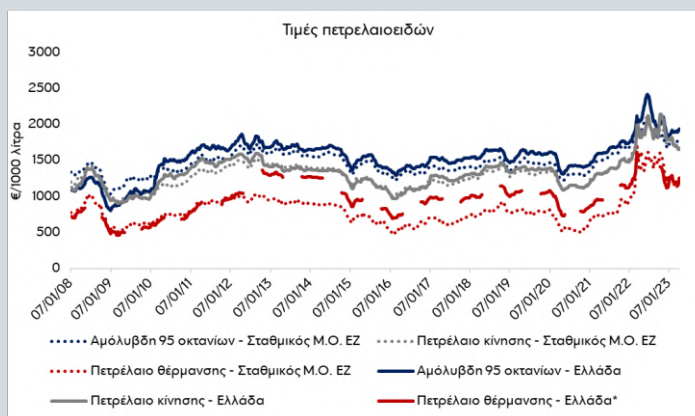
Ανακεφαλαιώνοντας, τα πετρελαιοειδή αποτελούν σημαντικό εξαγωγίμο προϊόν για τη χώρα μας, με τις καθαρές εξαγωγές σε όρους ποσοτήτων να παρουσιάζουν μία ισχυρή αυξητική τάση από το 2010, φθάνοντας το 2021 τους 13,4 εκατ. τόνους, και κυριότερους προορισμούς χώρες εκτός ΕΕ, όπως η Τουρκία, ο Λίβανος και η Σαουδική Αραβία.. Όσον αφορά την εγχώρια κατανάλωσή τους, σημειώθηκε ισχυρή μείωση την περίοδο 2010-2013 κυρίως στο πετρέλαιο θέρμανσης και την αμόλυβδη βενζίνη, η οποία δεν αποκαταστάθηκε στα επόμενα χρόνια. Μπορεί να αποδοθεί αφενός στην παρατεταμένη ισχυρή ύφεση την περίοδο 2009-2013, κατά 26,4%, λόγω των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής, και τις επιπτώσεις της, (π.χ. στο κατά κεφαλήν ΑΕΠ, την απασχόληση), με τις τότε απώλειες στο ΑΕΠ να έχουν ανακτηθεί σε μικρό βαθμό έως το 2022 (25,7% της συρρίκνωσης το 2009-2013), αφετέρου στις έντονες αυξήσεις στον ΕΦΚ των καυσίμων το 2010-2012, οι οποίες παρουσιάζονται αναλυτικά στην επόμενη υποενότητα.

3.4.2 Διάρθρωση και εξέλιξη των τιμών πετρελαιοειδών στην Ελλάδα

Όπως αναφέρθηκε στην προηγούμενη υποενότητα, η σχετικά απότομη επανεκκίνηση της οικονομικής δραστηριότητας από το δεύτερο τρίμηνο του 2021, με ταυτόχρονα προβλήματα στη λειτουργία των εφοδιαστικών αλυσίδων, δημιούργησε πληθωριστικές πιέσεις, ιδιαίτερα στα προϊόντα ενέργειας, τάση η οποία επιδεινώθηκε μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 2.1, μεταξύ των προϊόντων ενέργειας στα οποία σημειώθηκε αύξηση τιμών περιλαμβανόταν το αργό πετρέλαιο. Ενδεικτικά, οι τιμές του αργού πετρελαίου ανήλθαν τον Μάρτιο του 2022, αμέσως μετά το ξέσπασμα του πολέμου της Ρωσίας στην Ουκρανία, στο μέγιστο επίπεδο των τελευταίων 14,5 ετών, κατά μέσο όρο υψηλότερα από τα \$115/βαρέλι. Ωστόσο, η μη διακοπή των ενεργειακών εξαγωγών από την Ρωσία, όπως αρχικά αναμενόταν, σε συνδυασμό με τις σχετικά γρήγορες αντιδράσεις πολιτικής διεθνώς για την εξοικονόμηση ενέργειας και τη διαφοροποίηση

των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού, οδήγησε σε σταδιακή αποκλιμάκωση των τιμών πετρελαίου και ενέργειας γενικότερα από τον Απρίλιο του 2022, τάση η οποία συνεχιζόταν έως τουλάχιστον τον Μάιο του 2023, παρά τις μειώσεις παραγωγής από τις χώρες του OPEC τον Οκτώβριο του 2022 και στις αρχές Απριλίου του 2023. Αυτές οι εξελίξεις καθόρισαν σε μεγάλο βαθμό και τις τάσεις στις εγχώριες τιμές πετρελαιοειδών, οι οποίες αυξήθηκαν ραγδαία μέχρι τα μέσα του 2022 (Διάγραμμα 3.28). Επομένως, οι διεθνείς εξελίξεις αποτέλεσαν σημαντικό παράγοντα που επηρέασε τις τιμές των πετρελαιοειδών τα τελευταία χρόνια.

Διάγραμμα 3.28



Πηγή: Ευρωπαϊκή επιτροπή, Eurobank Research
*Εποχικά δεδομένα

Διάγραμμα 3.29



Πηγή: Ευρωπαϊκή επιτροπή, Eurobank Research
*Εποχικά δεδομένα

Διαχρονικά σε σύγκριση με την υπόλοιπη Ευρωζώνη, οι εγχώριες τιμές αμόλυβδης και πετρελαίου θέρμανσης είναι συγκριτικά υψηλότερες από τα μέσα του 2010 και από την εκκίνηση της περιόδου διάθεσης το φθινόπωρο του 2012 αντίστοιχα. Μια βασική αιτία για τις υψηλότερες τελικές τιμές πετρελαιοειδών εγχωρίως σε σύγκριση με την υπόλοιπη ΕΕ είναι η μεγαλύτερη έμμεση φορολογία. Το ποσοστό έμμεσης φορολογίας ήταν υψηλότερο από περίπου τα μέσα του 2010 για την αμόλυβδη βενζίνη κατόπιν αύξησης του ΕΦΚ τρεις φορές στο πρώτο εξάμηνο του έτους, από τα €410 στα €530 ανά 1000 λίτρα τον Φεβρουάριο, κατόπιν στα €610 τον Μάρτιο και έπειτα στα €670 τον Μάιο, ενώ για το πετρέλαιο θέρμανσης από τον Οκτώβριο του 2012 και έπειτα αντικατοπτρίζοντας την απότομη άνοδο του ΕΦΚ από τα €60 στα €330 ανά 1000 λίτρα, ο οποίος μειώθηκε στα €230 από τον Οκτώβριο του 2013, για τη χειμερινή περίοδο του 2014. Αντίθετα, το ποσοστό έμμεσης

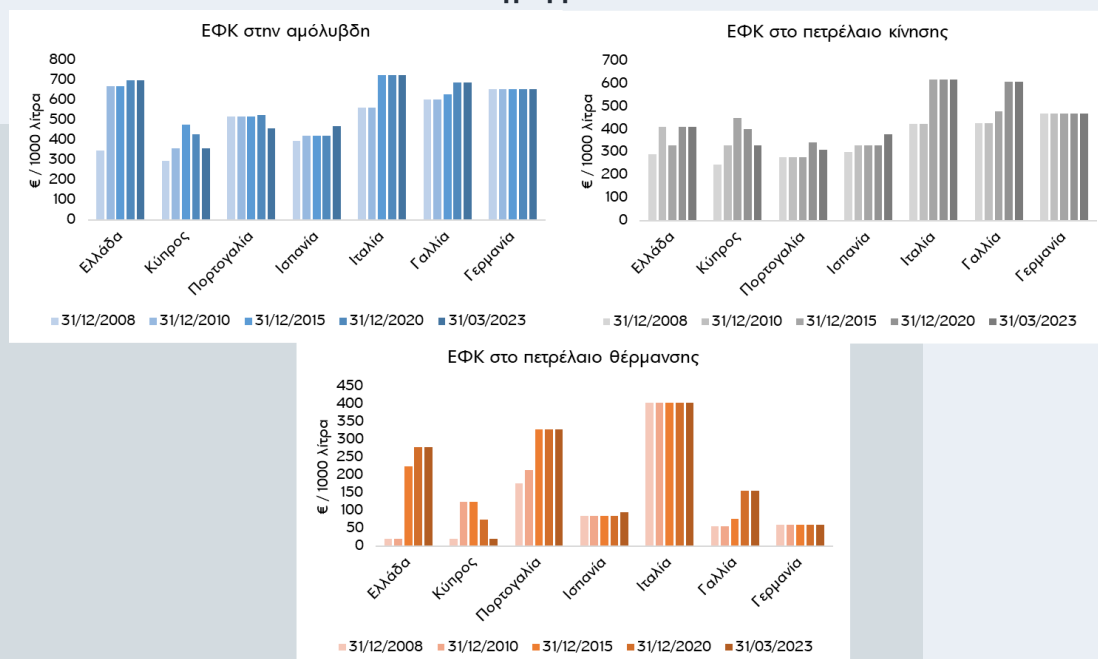
φορολογίας στο πετρέλαιο κίνησης διαμορφώθηκε σε επίπεδα αρκετά χαμηλότερα από τα αντίστοιχα της Ευρωζώνης από τον Οκτώβριο του 2012, όταν εξισώθηκε με εκείνο στο πετρέλαιο θέρμανσης στα €330 ανά 1000lt, από τα €412 που ίσχυαν προηγουμένως, ενώ από την αρχή του 2017 επανήλθε στο πρότερο επίπεδο, όμως ήδη είχε αυξηθεί σημαντικά στην Ευρωζώνη, με αποτέλεσμα να παραμένει χαμηλότερη εγχωρίως. Από τον Ιανουάριο του 2021 θεσπίστηκε πράσινο τέλος στην κατανάλωση πετρελαίου κίνησης, ύψους €0,03/lt, φόρος ο οποίος επιβλήθηκε και σε άλλα κράτη της ΕΕ, με αποτέλεσμα να παραμένει το ποσοστό έμμεσης φορολογίας εγχωρίως συγκριτικά χαμηλότερα. Ωστόσο, το 2022 παρατηρήθηκε μία σύγκλιση της έμμεσης φορολογίας εγχωρίως στο μέσο όρο της Ευρωζώνης, παρά τα μέτρα για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης τα οποία εφαρμόστηκαν, όπως η επιστροφή του ΕΦΚ πετρελαίου κίνησης στους αγρότες (παρουσιάζονται αναλυτικά για τα πετρελαιοειδή στην επόμενη υποενότητα).

Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 3.1, εγχωρίως, τα έσοδα από τον ΕΦΚ στα ενεργειακά προϊόντα είναι σημαντικά, ενώ το μεγαλύτερο μέρος τους προέρχεται από τα πετρελαιοειδή. Δεδομένης της υποχώρησης της κατανάλωσης των πετρελαιοειδών, από το 2010, τα έσοδα αυτά οφείλονται στο ότι οι ΕΦΚ και ο ΦΠΑ που εφαρμόζονται εγχωρίως είναι αρκετά υψηλότεροι από τον ελάχιστο συντελεστή της ΕΕ σε όλες τις κατηγορίες όπου αναφέρεται ελάχιστος συντελεστής. Ενδεικτικά, ο εγχώριος ΕΦΚ στην αμόλυβδη σε σύγκριση με τον ελάχιστο συντελεστή της ΕΕ είναι €700 έναντι €359 ανά 1000 λίτρα, €410 έναντι €330 ανά 1000 λίτρα στο πετρέλαιο κίνησης και €280 έναντι €21 ανά 1000 λίτρα στο πετρέλαιο θέρμανσης⁴¹.

Υψηλός είναι και ο συντελεστής ΦΠΑ εγχωρίως στα πετρελαιοειδή, με τον ισχύοντα συντελεστή στο τέλος του πρώτου τριμήνου του 2023 να είναι 24% και στα τρία υπό εξέταση πετρελαιοειδή (αμόλυβδη, πετρέλαιο κίνησης και θέρμανσης), όταν οι αντίστοιχοι συντελεστές για τις επιλεγμένες χώρες του πυρήνα και της περιφέρειας της Ευρωζώνης κυμαίνονται μεταξύ 19% και 23% (Διάγραμμα 3.31). Επομένως, το υψηλό ποσοστό επιβάρυνσης της τελικής τιμής της αμόλυβδης βενζίνης και του πετρελαίου θέρμανσης με έμμεσους φόρους οφείλεται στο υψηλό επίπεδο των συντελεστών ΕΦΚ και ΦΠΑ. Υπό τις αυξητικές επιδράσεις της υψηλής έμμεσης φορολογίας στις τιμές των πετρελαιοειδών, η υψηλή αναλογία πρατηρίων ανά κάτοικο δεν φαίνεται να μπορεί να ωθήσει τις τιμές μέσω του ανταγωνισμού χαμηλότερα.

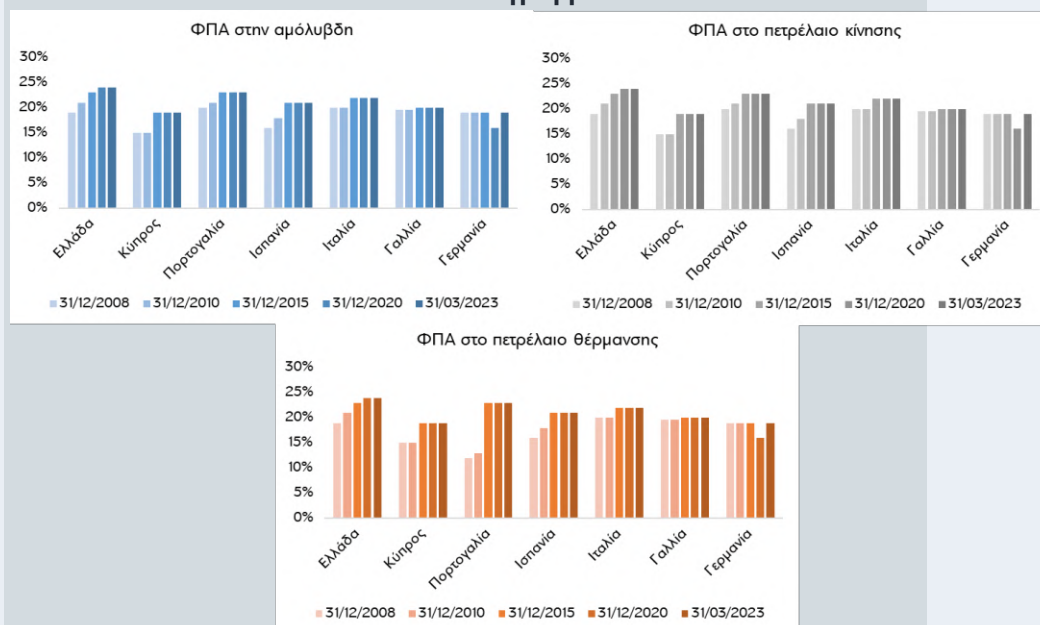
⁴¹ <https://www.gov.gr/sdg/taxes/excise-duties/excise-duties/energy-products>

Διάγραμμα 3.30



Πηγή: Ευρωπαϊκή επιτροπή, Eurobank Research
Σημείωση: Ισχύουσες τιμές των ΕΦΚ στις αναγραφόμενες ημερομηνίες

Διάγραμμα 3.31

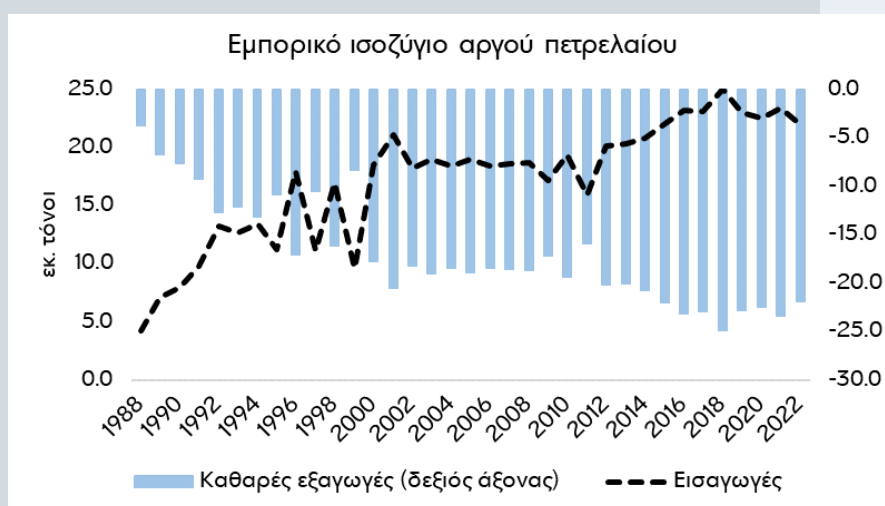


Πηγή: Ευρωπαϊκή επιτροπή, Eurobank Research
Σημείωση: Ισχύουσες τιμές των ΕΦΚ στις αναγραφόμενες ημερομηνίες

Όπως προαναφέρθηκε, οι τιμές του αργού πετρελαίου είναι ένας βασικός παράγοντας που επηρεάζει το κόστος παραγωγής και επομένως τις τιμές καταναλωτή στα προϊόντα πετρελαίου. Στην υποενότητα 3.4.1, αναλύθηκε ότι η Ελλάδα είναι καθαρός εξαγωγέας προϊόντων διύλισης πετρελαίου. Αυτό όμως δεν ισχύει για

το αργό πετρέλαιο όπου η Ελλάδα εισάγει μεγάλες ποσότητες (Διάγραμμα 3.32) και το ισοζύγιο είναι διαχρονικά ελλειμματικό, δεδομένης της περιορισμένης εγχώριας παραγωγής στον κόλπο της Καβάλας, στα κοιτάσματα Πρίνου, Βόρειου Πρίνου και Έψιλον. Ενδεικτικά, το 2022, οι εισαγωγές αργού πετρελαίου έφτασαν τους 21,9 εκατ. τόνους ενώ οι εξαγωγές ήταν μόλις 2,0 χιλ. τόνοι, με τις ποσότητες να έχουν μειωθεί από το 2021 κατά 1,5 εκ. τόνοι και 54,1 χιλ. τόνους αντίστοιχα, αντικατοπτρίζοντας εν μέρει τις επιπτώσεις των υψηλών τιμών ενέργειας, καθώς και τις προσπάθειες ενίσχυσης της ενεργειακής αυτάρκειας της χώρας. Επομένως, δεδομένης της σημαντικής εξάρτησης της ελληνικής οικονομίας από τις εισαγωγές αργού πετρελαίου, το κόστος εισαγωγής του επίσης αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τον προσδιορισμό των εγχώριων τιμών καυσίμων κίνησης και θέρμανσης, πέρα από το ύψος της έμμεσης φορολογίας.

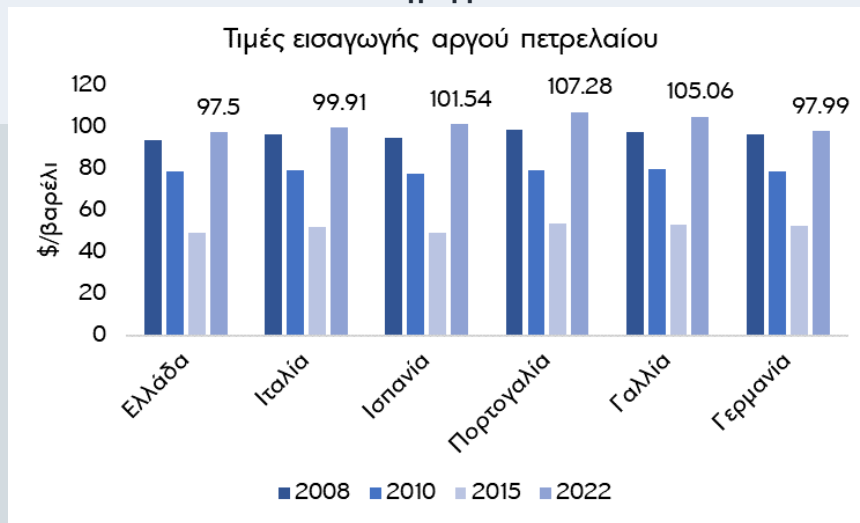
Διάγραμμα 3.32



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Στο Διάγραμμα 3.33 παρουσιάζονται οι τιμές εισαγωγής αργού πετρελαίου στην Ελλάδα έναντι 5 χωρών της περιφέρειας και του πυρήνα της Ευρωζώνης. Το 2022 η χώρα μας εισήγαγε αργό πετρέλαιο με μέση τιμή 97,5 δολάρια/βαρέλι, ήτοι χαμηλότερη από τις υπόλοιπες χώρες υπό σύγκριση. Αυτή η σχέση τιμών φαίνεται να υπάρχει διαχρονικά, δεδομένου ότι και προηγούμενα έτη για τα οποία παρατίθενται στοιχεία (2008, 2010 και 2015) η χώρα μας είχε αν όχι τις χαμηλότερες, μία από τις χαμηλότερες μέσες τιμές μεταξύ αυτών. Το γεγονός αυτό αντανάκλα τις χαμηλότερες τιμές πετρελαίου από τους σημαντικότερους προμηθευτές αργού πετρελαίου εγχωρίως. Κατά τη διετία 2021-2022 ο μεγαλύτερος προμηθευτής αργού πετρελαίου ήταν το Ιράκ το οποίο διέθετε πετρέλαιο σε σχετικά χαμηλές τιμές. Ενδεικτικά η τιμή του Basrah Light ήταν 70,7 το 2021 και 97,4 δολάρια ανά βαρέλι το 2022, φτηνότερο από το Brent του οποίου ήταν στα 70,9 και 100,9 δολάρια ανά βαρέλι αντίστοιχα. Επομένως, σε έναν περιβάλλον ιδιαίτερα αυξημένων διεθνών τιμών αργού πετρελαίου το 2022, οι εισαγωγές εγχωρίως είχαν συγκριτικά χαμηλότερο κόστος έναντι σημαντικών οικονομιών της Ευρωζώνης. Ευρύτερα, προκύπτει ότι οι υψηλότερες τελικές τιμές των προϊόντων καυσίμων στην Ελλάδα κατά τα προηγούμενα έτη σε σχέση με την Ευρωζώνη δεν οφείλονται σε υψηλότερες τιμές εισαγωγών αργού πετρελαίου.

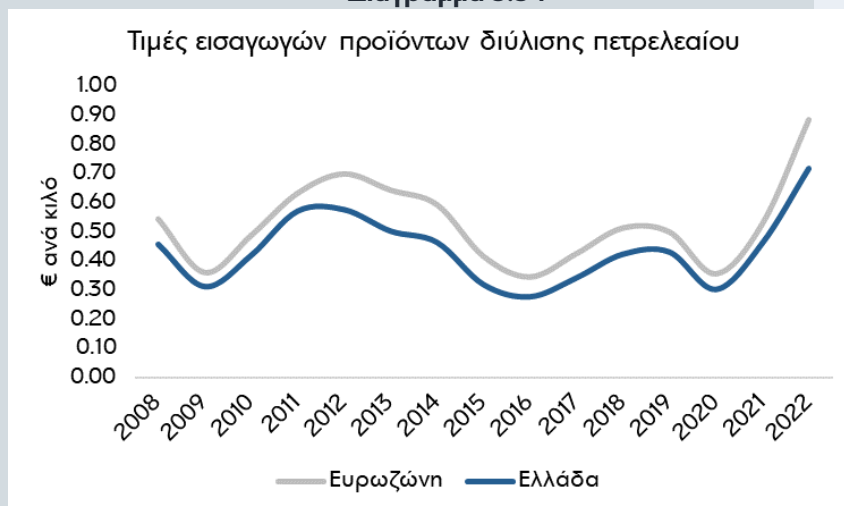
Διάγραμμα 3.33



Πηγή: ΟΟΣΑ, Eurobank Research

Τέλος, δεδομένου ότι ένα μέρος των υψηλών εισαγωγών προϊόντων διύλισης πετρελαίου διατίθεται στην εγχώρια αγορά, είναι πιθανό οι αυξημένες τιμές αυτών εγχωρίως να οφείλονται εν μέρει στις υψηλές τιμές εισαγωγών. Το Διάγραμμα 3.34 παρουσιάζει τις τιμές εισαγωγών προϊόντων διύλισης πετρελαίου για την Ελλάδα και την Ευρωζώνη. Προκύπτει ότι οι τιμές εισαγωγών ήταν χαμηλότερες στην Ελλάδα σε σύγκριση με την Ευρωζώνη για όλα τα έτη της περιόδου 2008-2022, ιδίως στην περίοδο 2012-2014. Επομένως, οι τιμές εισαγωγών των πετρελαιοειδών δεν φαίνεται να μπορούν να οδηγήσουν στις σχετικά υψηλότερες εγχώριες τιμές τους στην εγχώρια αγορά σε σχέση με την Ευρωζώνη.

Διάγραμμα 3.34



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Συνοψίζοντας, τα σημαντικότερα προϊόντα διύλισης πετρελαίου εγχωρίως, το πετρέλαιο θέρμανσης και η αμόλυβδη βενζίνη, παρουσίασαν υψηλότερες τιμές σε σχέση με την υπόλοιπη Ευρωζώνη κατά την περίοδο 2010-2022 και 2012-2022 αντίστοιχα, ενώ η τιμή του πετρελαίου κίνησης κυμαινόταν σε παρόμοια με τα ευρωπαϊκά επίπεδα. Η άνοδος στις τιμές προήλθε κυρίως από την αύξηση της έμμεσης φορολογίας και συγκεκριμένα των ΕΦΚ σε αυτά τα πετρελαιοειδή, ενώ ενισχύθηκε και από τη γενικότερη αύξηση του ΦΠΑ, με

αποτέλεσμα η χώρα μας να έχει α τους υψηλότερες συντελεστές ΕΦΚ και ΦΠΑ στο πετρελαιοειδή στην Ευρώπη, με εξαίρεση τον ΕΦΚ στο πετρέλαιο κίνησης. Ωστόσο, το γεγονός ότι η χώρα μας εισάγει σχετικά φτηνότερο αργό πετρέλαιο περιορίζει τη διάσταση των τελικών -μετά φόρων- τιμών των πετρελαιοειδών από το μέσο όρο της Ευρωζώνης, ενώ ειδικά για το πετρέλαιο κίνησης δεν υφίσταται συστηματική διαφορά τιμών με τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Οι χαμηλότερες τιμές εισαγωγών των έτοιμων προϊόντων διύλισης πετρελαίου στην Ελλάδα σε σχέση με το μέσο όρο στην Ευρωζώνη δεν ερμηνεύουν τις υψηλότερες τιμές τους στη χώρα μας.

3.4.3 Μέτρα στήριξης της αγοράς πετρελαιοειδών στην Ελλάδα κατά την ενεργειακή κρίση

Οι ανατιμήσεις στα ενεργειακά προϊόντα, συμπεριλαμβανομένων των πετρελαιοειδών, οι οποίες παρατηρήθηκαν από τους τελευταίους μήνες του 2021, λόγω της ενεργειακής κρίσης κατά την έξοδο από τα περιοριστικά μέτρα εξαιτίας της πανδημίας και των διαταραχών στις εφοδιαστικές αλυσίδες, οι οποίες έγιναν εντονότερες το 2022 λόγω του πολέμου στην Ουκρανία, προκάλεσαν σημαντικές επιβαρύνσεις για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις. Για αυτόν το λόγο, λήφθηκαν στην Ελλάδα, όπως και στις υπόλοιπες χώρες της ΕΕ δημοσιονομικά μέτρα με στόχο τη στήριξή τους. Σύμφωνα με την Εισηγητική Έκθεση Προϋπολογισμού (2023)⁴², το συνολικό δημοσιονομικό κόστος από τα μέτρα στήριξης λόγω της ενεργειακής κρίσης για το 2022 έφτασε στα €4,8 δις. Ένα μέρος των μέτρων στήριξης είχε στόχο την υποστήριξη της κατανάλωσης πετρελαιοειδών είτε έμμεσα, δηλαδή μέσω επιδοτήσεων σε ευάλωτα κοινωνικά στρώματα με στόχο την ενίσχυση των εισοδημάτων τους, είτε άμεσα μέσω παρεμβάσεων που αφορούν στην κατανάλωση προϊόντων διύλισης πετρελαίου.

Τα σημαντικότερα μέτρα στήριξης στην αγορά πετρελαιοειδών το 2022 ήταν η προπληρωμένη κάρτα για αγορά καυσίμων (fuel pass) η οποία εφαρμόστηκε από τον Απρίλιο 2022 έως το Σεπτέμβριο 2022, με το δημοσιονομικό κόστος της να εκτιμάται στα €300εκατ., η επιδότηση στο πετρέλαιο κίνησης με 12 λεπτά ανά λίτρο και εκτιμώμενο κόστος €217 εκατ., η επιδότηση του πετρελαίου θέρμανσης με 20 λεπτά ανά λίτρο (€94 εκατ.), η επιστροφή του ΕΦΚ πετρελαίου κίνησης στους αγρότες (€72 εκατ.) και η επιδότηση οδηγών ταξί με 200 ευρώ τον Απρίλιο 2022 λόγω των ανατιμήσεων στα καύσιμα (€5 εκατ.). Επιπρόσθετα, πραγματοποιήθηκαν δύο σημαντικές παρεμβάσεις οι οποίες αφορούν εν μέρει την κατανάλωση πετρελαίου, όπως οι επιπλέον δαπάνες φορέων γενικής κυβέρνησης για ηλεκτρισμό και καύσιμα, ύψους συνολικά €500 εκατ. και η αύξηση του επιδόματος θέρμανσης, καθώς και η παροχή κινήτρων για την αντικατάσταση του φυσικού αερίου με άλλες μορφές καυσίμων οι οποίες εκτιμάται ότι κόστισαν €150 εκατ. Για την τελευταία παρέμβαση έχουν προϋπολογιστεί επιπλέον €150 εκατ. για το 2023 στον προϋπολογισμό για το συγκεκριμένο έτος, ανεβάζοντας το σχετικό κονδύλι στα €250 εκατ. Ευρύτερα, προβλέπονται στον Προϋπολογισμό του 2023 πιστώσεις ύψους €1 δις υπό κατανομή, πρωτίστως για την επιδότηση λογαριασμών ηλεκτρικού ρεύματος, ωστόσο μέρος αυτών ενδέχεται να αφορά και στην κατανάλωση καυσίμων.

⁴² <https://www.minfin.gr/documents/20182/19144001/21-11-2022+++%CE%95%CE%99%CE%A3%CE%97%CE%93%CE%97%CE%A4%CE%99%CE%9A%CE%97+%CE%95%CE%9A%CE%98%CE%95%CE%A3%CE%97+%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%AB%CE%A0%CE%9F%CE%9B%CE%9F%CE%93%CE%99%CE%A3%CE%9C%CE%9F%CE%A5+2023.pdf/b6044e3b-8f3f-4929-9cfe-be99491cae03>

3.5 Η Αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

3.5.1 Ανάλυση κύριων μεγεθών & τάσεων της εγχώριας αγοράς

Η σημασία του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα της χώρας έχει αυξηθεί ραγδαία τα τελευταία χρόνια. Ειδικά, κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας η τελική κατανάλωση φυσικού αερίου διευρύνθηκε σημαντικά φτάνοντας στα 62 petajoules το 2020 από 48 petajoules κατά το 2010 (International Energy Agency, 2023). Η αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου στην Ελλάδα συνδέεται αφενός με την επιλογή του φυσικού αερίου ως μεταβατικού καυσίμου για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας σε επίπεδο ΕΕ αφετέρου με την προσπάθεια απολιγνιτοποίησης του τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Σταδιακά, ο λιγνίτης παύει να αποτελεί το φορτίο βάσης και αντικαθίσταται από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο (Διάγραμμα 3.39). Η διαδικασία απεξάρτησης του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα στερεά ορυκτά καύσιμα -ανάμεσά τους κι ο λιγνίτης- θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί έως το 2028⁴³ βάσει του νέου Εθνικού Κλιματικού Νόμου⁴⁴.

Κατά το 2021, σύμφωνα με τα στοιχεία του International Energy Agency, το φυσικό αέριο αντιστοιχούσε στο 27% της συνολικής προσφοράς ενέργειας εγχωρίως, ενώ κάλυψε το 41% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας (IEA, 2023). Η βαθμιαία αύξηση της συμμετοχής του φυσικού αερίου σε συνδυασμό με την εξαιρετικά περιορισμένη εγχώρια παραγωγή έχουν οδηγήσει σε άνοδο του δείκτη εισαγωγικής εξάρτησης της χώρας, καθιστώντας την καθαρό εισαγωγέα φυσικού αερίου (net importer). Πιο συγκεκριμένα, η εξάρτηση από τις εισαγωγές φυσικού αερίου κατά το 2021 άγγιξε το 99,4% παρουσιάζοντας αύξηση κατά 0,4 ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με το αντίστοιχο ποσοστό του 2019⁴⁵.

Αν και το φυσικό αέριο διείσδυσε πρόσφατα στην εγχώρια αγορά, η ζήτηση του παρουσίασε αλματώδη αύξηση με το επίπεδο κατανάλωσης του 2020 να κυμαίνεται περίπου 99% υψηλότερα σε σχέση με το αντίστοιχο του 2014, βάσει των στοιχείων της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας. Μολονότι το 2020 η οικονομία συρρικνώθηκε τόσο σε διεθνές όσο και σε εθνικό επίπεδο λόγω της πανδημίας του COVID-19, το έτος παραμένει σύμφωνα με τη ΠΑΕ μια χρονιά ορόσημο για την κατανάλωση φυσικού αερίου στη χώρα σημειώνοντας αύξηση 9,6% σε σχέση με το 2019.

Απόδειξη της δυναμικής του τομέα φυσικού αερίου κατά το 2020 αποτέλεσε η αύξηση εισαγωγών ΥΦΑ στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας (οι εισαγωγές στην είσοδο της Αγίας Τριάδας ανήλθαν στις 32,6 TWh, ξεπερνώντας τις ποσότητες των 3 άλλων σημείων εισόδου στη χώρα⁴⁶) ακολουθώντας την τάση του 2019. Πιο συγκεκριμένα, οι εισαγωγές ΥΦΑ παρουσίασαν αύξηση κατά 4% σε σχέση με τις αντίστοιχες του 2019, λόγω της διατήρησης των τιμών ΥΦΑ σε χαμηλό επίπεδο (ΠΑΕ (2021)). Την ίδια χρονία η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του διαδραστικού αγωγού Trans Adriatic Pipeline (TAP), φάνηκε να επιδρά θετικά στην κατανάλωση, αυξάνοντας παράλληλα τον ανταγωνισμό στα σημεία εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς

⁴³ Το Άρθρο 11 του Εθνικού Κλιματικού Νόμου προβλέπει την πλήρη απαγόρευση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από στερεά καύσιμα από την 31^η Δεκεμβρίου 2028.

⁴⁴ <http://www.opengov.gr/minenv/?p=12285>

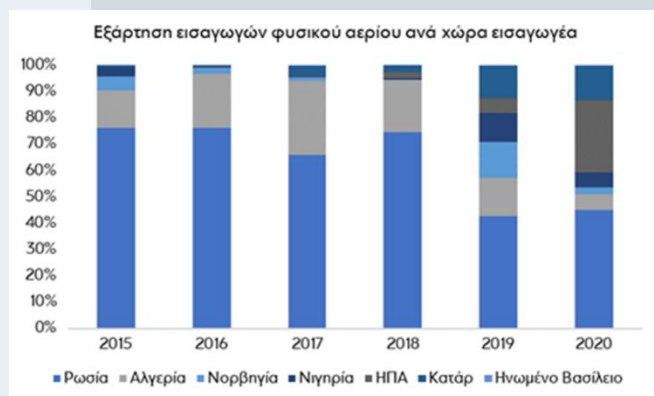
⁴⁵ https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/eu-energy-statistical-pocketbook-and-country-datasheets_en

⁴⁶ Το φυσικό αέριο έως το 2020 εισερχόταν από 3 διαφορετικά σημεία του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, το σημείο τους Κήπους Έβρου, στο Σιδηρόκαστρο Σερρών και στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας, ενώ από το 2020 προστέθηκε το Σημείο Εισόδου στη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης (Εκθεση Πεπραγμένων ΠΑΕ, 2020).

Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) με το 19% του συνόλου των εισαγωγών να προέρχονται από τον ΤΑΡ κατά τη διάρκεια του πρώτου χρόνου λειτουργίας του⁴⁷ (ΡΑΕ (2023)). Ο αγωγός ΤΑΡ τροφοδοτεί τη χώρα μέσω του σημείου εισόδου της Νέας Μεσημβρίας, με φυσικό αέριο από το Αζερμπαϊτζάν και με «εμπορική αντίστροφη ροή» από την αγορά αερίου της Ιταλίας (ΡΑΕ, 2021). Ακολούθως, οι εισαγωγές φυσικού αερίου κατά το 2019, όπως προκύπτει από τα στοιχεία του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, άγγιξαν τις 57,7 TWh παρουσιάζοντας αύξηση 9,4%, σε σύγκριση με αυτές το 2018 που αντιστοιχούσαν σε 52,7 TWh (ΡΑΕ, 2023).

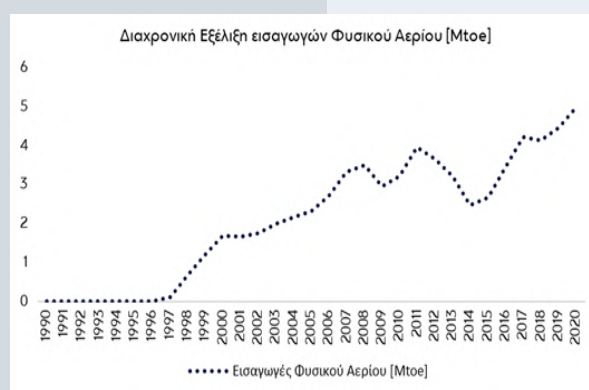
Οι εισαγωγές φυσικού αερίου στην Ελλάδα αυξάνονταν σταδιακά από το 2000 με παράλληλη ενίσχυση της συμμετοχής του φυσικού αερίου στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής (βλ. και υποενότητα 3.6.1), η οποία συνοδεύτηκε με μείωση των μεριδίων του λιγνίτη και του πετρελαίου. Ενδεικτικά, το 2000 το μερίδιο φυσικού αερίου αντιστοιχούσε στο 11% της ηλεκτροπαραγωγής (έναντι 63,7% του λιγνίτη και 16,5% του πετρελαίου), ποσοστό που σχεδόν διπλασιάστηκε το 2008, αγγίζοντας το 21,6 (Διάγραμμα 3.36). Εξαίρεση στην ανοδική τάση του φυσικού αερίου αποτελεί η απότομη πτώση που σημειώθηκε μεταξύ των ετών 2008 και 2009 (μείωση της τάξης του 16%) ως αποτέλεσμα της παγκόσμιας χρηματοπιστωτικής κρίσης, αλλά και της αποτυχίας στις διαπραγματεύσεις για την τιμή του φυσικού αερίου ανάμεσα στη Gazprom και στην Ουκρανία που οδήγησε στη διακοπή της παροχής φυσικού αερίου προκαλώντας προβλήματα τροφοδοσίας στα κράτη-μέλη της ΕΕ. Η Ουκρανία τότε αποτελούσε το βασικότερο διαμετακομιστικό κόμβο για το φυσικό αέριο, ενώ το 42% των εισαγωγών του καυσίμου προερχόταν από τη Ρωσία⁴⁸. Η διακοπή της τροφοδοσίας καθώς και οι επιπτώσεις της διεθνούς χρηματοπιστωτικής κρίσης επηρέασαν το εμπόριο φυσικού αερίου στην Ελλάδα, οδηγώντας σε πτώση των εισαγωγών (Διάγραμμα 3.35(β)).

Διάγραμμα 3.35 (α)



Πηγή: Eurostat, IEA, BP Energy Review 2021, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.35 (β)



Λίγο μετά την εκκίνηση των προγραμμάτων οικονομικής προσαρμογής, από το 2012, ιδίως μεταξύ 2013 και 2014, οι εισαγωγές έφθιναν απότομα (Διάγραμμα 3.35 (β)), υποδηλώνοντας τις πιέσεις από την εμπροσθοβαρή δημοσιονομική προσαρμογή στην εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου (Διάγραμμα 3.36). Η Ρωσία συνέχισε να κατέχει τη μερίδα του λέοντος ως προς την τροφοδοσία της χώρας, καθώς ενδεικτικά ο βαθμός εξάρτησης των εγχώριων εισαγωγών το 2015 άγγιξε ακόμα το 71,7% (Διάγραμμα 3.35 (α)). Κατανάλωση και εισαγωγές επανήλθαν σε τροχιά ανάκαμψης από το 2016 και το 2015 αντίστοιχα, καλυπτόμενες με εισροές από τη Ρωσία. Ήδη το 2017 η κατανάλωση φυσικού αερίου είχε επανέλθει στο επίπεδο του 2011. Κατά τα έτη

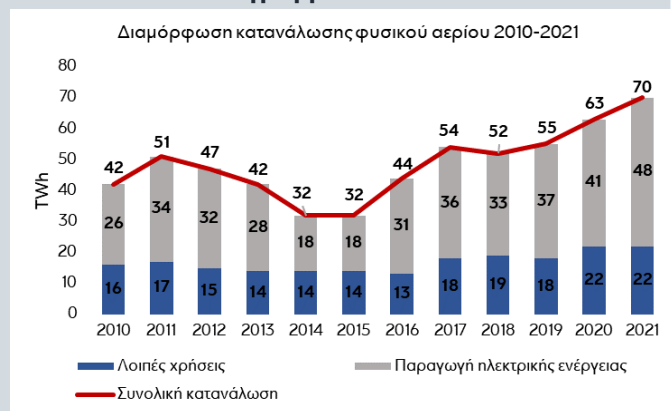
⁴⁷<https://www.rae.gr/wpcontent/uploads/2023/02/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7-%CE%A0%CE%B5%CF%80%CF%81%CE%B1%CE%B3%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CF%89%CE%BD-2021-%CE%99%CE%B1%CE%BD-2023-%CF%84%CE%B5%CE%BB%CE%B9%CE%BA%CF%8C.pdf>

⁴⁸ Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2009.

2019 και 2020 το ποσοστό εισαγωγής από τη συγκεκριμένη χώρα εμφάνισε σημάδια υποχώρησης αγγίζοντας το 36,89% και 42,22% αντίστοιχα, φανερώνοντας μια προσπάθεια διαφοροποίησης των προμηθευτών. Ο δεύτερος μεγαλύτερος εισαγωγέας της χώρας μετά τη Ρωσία για την περίοδο 2015 έως 2019 ήταν Αλγερία, ενώ το 2020 τη θέση της πήραν οι ΗΠΑ.

Ανοδική πορεία εμφάνισαν ιδιαίτερα οι εισαγωγές ΥΦΑ μεταξύ των ετών 2019-2020 λόγω των χαμηλών τιμών που διαμορφώθηκαν στις διεθνείς αγορές, τάση που ανατράπηκε το 2021, όπου οι εισαγωγές στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας περιορίστηκαν στις 24,7 TWh από 32,6 TWh το 2020 (Ιστορικά στοιχεία Παραδόσεων/Παραλαβών ΦΑ-ΔΕΣΦΑ⁴⁹).

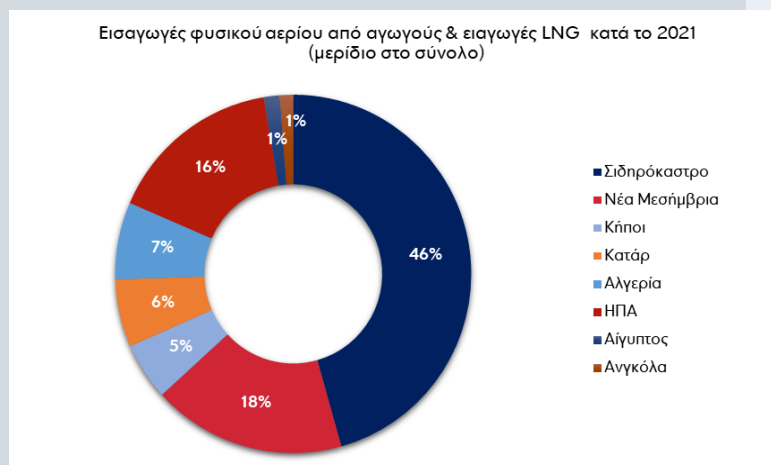
Διάγραμμα 3.36



Πηγή: ΠΑΕ, Eurobank Research

Οι χαμηλές διεθνείς τιμές φυσικού αερίου έως το καλοκαίρι του 2021 εκτόξευσαν την εγχώρια ζήτηση με αποτέλεσμα η κατανάλωση να ανέλθει στις 70,31 TWh κατά το 2021 έναντι 63,53 TWh κατά το 2020 (+11%, ΠΑΕ(2023)). Ο αγωγός TAP ήταν το 2021 το σημείο εισόδου του ΕΣΦΑ με το μεγαλύτερο όγκο εισαγωγών (46% του συνόλου), ακολουθούμενος από τη Νέα Μεσημβρία με ποσοστό επί των συνολικών εισαγωγών στο 18% (Διάγραμμα 3.37). Οι εισαγωγές υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) το 2021 αποτέλεσαν το 33% των εισαγωγών του καυσίμου στη χώρα, ενώ το μεγαλύτερο ποσοστό (18%) προέρχεται από τις ΗΠΑ.

Διάγραμμα 3.37



Πηγή: ΔΕΣΦΑ, Eurobank Research

⁴⁹ <https://www.desfa.gr/regulated-services/transmission/pliforisimetaforas-page/historical-data/deliveries-offtakes>

Η έντονη άνοδος στην τιμή του φυσικού αερίου από το δεύτερο μισό του 2021 είχε ως αποτέλεσμα την άνοδο βραχυπρόθεσμα της τιμής του λιγνίτη, παραδοσιακού εγχώριου καυσίμου στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η κρίση στην Ουκρανία το 2022 πίεσε τις τιμές σε ακόμα υψηλότερα επίπεδα εντείνοντας την προσπάθεια διαφοροποίησης του ενεργειακού εφοδιασμού στην ΕΕ, λόγω κυρίως του κινδύνου αναστολής των εισαγωγών φυσικού αερίου και πετρελαίου⁵⁰. Στην Ελλάδα η προσπάθεια διασφάλισης της ενεργειακής επάρκειας συνοδεύτηκε από αύξηση των εισαγωγών υδροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) - οι εισαγωγές ΥΦΑ το 2022 μέσω της Αγίας Τριάδας διευρυνθήκαν κατά 54% σε σχέση με το 2021 (24,7 TWh) αγγίζοντας τις 38,08 TWh - (Ιστορικά στοιχεία Παραδόσεων/Παραλαβών ΦΑ-ΔΕΣΦΑ)- αλλά και την επίτευξη του στόχου της εθελοντικής μείωσης της ζήτησης φυσικού αερίου κατά 15 % σε σύγκριση με τη μέση κατανάλωση της τελευταίας πενταετίας για το χρονικό διάστημα της 1ης Αυγούστου 2022 έως και της 31ης Μαρτίου 2023, σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1369 του Συμβουλίου, της 5^{ης} Αυγούστου 2022 σχετικά με τα συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης αερίου⁵¹.

Συνοψίζοντας τις εξελίξεις στη χρήση φυσικού αερίου και τις εισαγωγές του στην Ελλάδα, η συνεισφορά του φυσικού αερίου στην εγχώρια κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, ιδιαίτερα η χρήση του στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε ραγδαία τα τελευταία έτη, στο πλαίσιο της προσπάθειας μείωσης των ανθρωπογενών ρύπων, κυρίως από τη χρήση στερεών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή. Εξωγενείς παράγοντες όπως οι διεθνείς τιμές και η προσφορά από τις χώρες που αποτελούν τους κύριους τροφοδότες, επιδρούν στην επιλογή της τροφοδοσίας της Ελλάδας είτε μέσω αγωγών, είτε μέσω υδροποιημένου φυσικού αερίου (LNG). Κατά περιόδους, π.χ. λίγα χρόνια μετά την εκκίνηση των προγραμμάτων οικονομικής προσαρμογής, από το 2012 έως το 2014, ενδογενείς παράγοντες, όπως η εμπροσθοβαρής δημοσιονομική προσαρμογή, άσκησαν ισχυρές πιέσεις στην εγχώρια κατανάλωση, περιορίζοντας και τις εισαγωγές. Υπό αυτούς τους καθοριστικούς παράγοντες στην αγορά φυσικού αερίου, πριν από την πανδημία, από το 2018, είχε ξεκινήσει μια προσπάθεια διαφοροποίησης των προμηθευτών, με σημαντική μείωση της σημασίας της Ρωσίας και ενίσχυση της σημασίας των ΗΠΑ και της Αλγερίας, επιλογές οι οποίες περιόρισαν τις δυνητικές πιέσεις στον εφοδιασμό όταν ξέσπασε ο πόλεμος στην Ουκρανία. Πάρα ταύτα, η υψηλή βαρύτητα του φυσικού αερίου ως βασικού καυσίμου στο ενεργειακό μείγμα και οι αναταραχές στις διεθνείς αγορές ενέργειας την τελευταία τριετία, αναδεικνύουν την ανάγκη ανασχεδιασμού του, για μεγαλύτερη διαφοροποίηση στα χρησιμοποιούμενα καύσιμα, με έμφαση κυρίως στην ενίσχυση του ρόλου των ΑΠΕ, που μπορούν να αντληθούν από το εσωτερικό της χώρας.

3.5.2 Η απελευθέρωση της αγοράς Φυσικού Αερίου

Ο Νόμος 2364/1995⁵² αποτελεί ορόσημο για την εισαγωγή, εμπορία και διανομή φυσικού αερίου στην Ελλάδα. Η εναρμόνιση της εθνικής νομοθεσίας με ευρωπαϊκές οδηγίες και κανονισμούς που διέπουν την εσωτερική αγορά αερίου (Ευρωπαϊκή Οδηγία 2003/55/ΕΚ και Ε.Κ. 1775/2005 -2ο Ενεργειακό Πακέτο) είχε ως αποτέλεσμα την εισαγωγή του Νόμου 3428/2005 που ορίζει μεταξύ άλλων τις «δραστηριότητες προμήθειας,

⁵⁰ Η Gazprom είχε προχωρήσει σε αναστολή της παροχής φυσικού αερίου στην Πολωνία και στη Βουλγαρία τον Απρίλιο του 2022 επειδή οι χώρες δεν κατέβαλαν το αντίτιμο για το φυσικό αέριο σε ρούβλια, ενώ τον Μάιο του 2022 διέκοψε για πολιτικούς λόγους τις προμήθειες φυσικού αερίου μέσω του αγωγού της Πολωνίας, Yamal.

⁵¹ Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, L 206, 08/08/2022.

⁵² ΦΕΚ Α' 252/6.12.1995

μεταφοράς, διανομής, αποθήκευσης, υγροποίησης φυσικού αερίου και αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου» (Ν. 3428/2005⁵³).

Στους άξονες παρεμβάσεων του νόμου περιλαμβάνονται ακόμα οι αρμοδιότητες της ΡΑΕ για τη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου -από την απρόσκοπτη τροφοδοσία της χώρας με φυσικό αέριο, την εξασφάλιση των συνθηκών ανταγωνισμού, την προστασία των πελατών ως την παρακολούθηση και εποπτεία της αγοράς- η ίδρυση, τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις του ανεξάρτητου Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), με παράλληλη διατήρηση της Δημόσιας Επιχείρησης Παροχής Αερίου (ΔΕΠΑ) που ολοκληρώθηκε το 2007 και ακόμα, ορίζονται οι υποχρεώσεις των επιχειρήσεων φυσικού αερίου. Επιπλέον, ο νόμος Ν. 3428/2005 περιλαμβάνει διατάξεις για το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου, τις υποδομές, την επέκταση του δικτύου καθώς και την εγκατάσταση υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) στη Ρεβυθούσα, ενώ προβλέπει τη δημιουργία Ανεξάρτητων Συστημάτων Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ).

Ο Ν. 3428/2005 αντικαταστάθηκε από τον Ενεργειακό Νόμο 4001/2011⁵⁴, για τη «Λειτουργία ενεργειακών αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου», προκειμένου να ενσωματωθούν στην εθνική νομοθεσία οι διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ⁵⁵, της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ⁵⁶ και των Κανονισμών (Ε.Κ.) 713/2009⁵⁷ δηλαδή οι προβλέψεις του 3ου Ενεργειακού Πακέτου. Η συμμόρφωση αργότερα με τα οριζόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938⁵⁸ σχετικά με τα μέτρα για την ασφάλεια εφοδιασμού και η υπουργική απόφαση για την παραχώρηση αδειών φυσικού αερίου, δηλαδή ο Κανονισμός Αδειών⁵⁹, ήταν μια εκ των τροποποιήσεων του νόμου το 2018. Έπειτα κατά τα προβλεπόμενα του αναθεωρημένου νόμου η ΡΑΕ εξέδωσε τη χορήγηση της Άδειας Διανομής Φυσικού Αερίου⁶⁰ και της Άδειας Διαχείρισης Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου⁶¹ για την ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ, ενώ το 2020 οι ως άνω άδειες τροποποιήθηκαν⁶² για να αποτυπώνεται το 100% της πλειοψηφίας των μετοχών της από τη ΔΕΠΑ Υποδομών Α.Ε..

Συμπερασματικά, μέχρι το 2016 η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου Α.Ε (ΔΕΠΑ) κατείχε δεσπόζουσα θέση στην αγορά φυσικού αερίου, δεδομένου ότι ήταν υπεύθυνη για το 90% των εισαγωγών, ενώ στην αποκλειστική κυριότητά της βρίσκονταν οι υποδομές φυσικού αερίου και η διαχείριση των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Ακολούθως, ο διαχειριστής του συστήματος διανομής λειτουργούσε σαν αποκλειστικός προμηθευτής στην λιανική αγορά. Στο πλαίσιο των μεταρρυθμίσεων των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής κατά την περίοδο 2010-2018, που παρουσιάζονται στην ενότητα 4.1, με κυριότερη την πρόσβαση τρίτων στις υποδομές φυσικού αερίου (Third Party Access) και τον πλήρη διαχωρισμό των δραστηριοτήτων, προωθήθηκε η ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ με τη δημιουργία ξεχωριστών εταιρειών και η είσοδο νέων παικτών στην αγορά (IEA, 2023), οδηγώντας στη βελτίωση των συνθηκών ανταγωνισμού στην εγχώρια αγορά.

⁵³ ΦΕΚ 313/Α/ 27.12.2005

⁵⁴ ΦΕΚ Α' 179/22.8.2011

⁵⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072>

⁵⁶ ΕΕ L 211 της 14.8.2009

⁵⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EN>

⁵⁸ Κανονισμός ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Οκτωβρίου 2017 «σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010» (ΕΕ L 280/1 28.10.2017), όπως αναφέρεται στο ΦΕΚ Β' 3430/17.09.2018).

⁵⁹ ΦΕΚ Β' 3430/17.8.2018

⁶⁰ ΦΕΚ Β' 5904/31.12.2018

⁶¹ ΦΕΚ Β' 5923/31.12.2018

⁶² ΦΕΚ Β' 4723/26.10.2020 και ΦΕΚ Β' 4695/26.10.2020 αντίστοιχα

Πλέον, στο ελληνικό δημόσιο ανήκει το 38% των μετοχών του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), ενώ το 66% ανήκει στη SENFLUGA, μια κοινοπραξία τριών ευρωπαϊκών Διαχειριστών Συστημάτων Φυσικού Αερίου (της ιταλικής εταιρείας Snam, της ισπανικής Enagas και της βελγικής Fluxys) μαζί με την εταιρεία DAMCO ENERGY S.A, του Ομίλου Κοπελούζου.

Όσον αφορά στο σκέλος των υποδομών, η μερική διάσπαση της ΔΕΠΑ οδήγησε και στη σύσταση δύο ξεχωριστών οντοτήτων, της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ Α.Ε., τον Απρίλιο του 2020 και της ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ Α.Ε.. Τον Σεπτέμβριο του 2022 ολοκληρώθηκε η πώληση του 100% της ΔΕΠΑ Υποδομών, κατόπιν διεθνούς διαγωνισμού του ΤΑΙΠΕΔ στον Όμιλο διανομής φυσικού αερίου Italgas Spa, ενώ τον Δεκέμβριο του ίδιου έτους η Italgas προχώρησε στην πώληση του 10% των μετοχών της ΔΕΠΑ Υποδομών στην εταιρεία Phaeton S.A του ομίλου Κοπελούζου. Η διάσπαση των δραστηριοτήτων της ΔΕΠΑ δυνάμει του Νόμου 4643/2019, οδήγησε με το πέρας της μερικής διάσπασης της ΔΕΠΑ στη μετονομασία αυτής σε ΔΕΠΑ Εμπορίας⁶³, η οποία λειτουργεί ως ο μεγαλύτερος εγχώριος εισαγωγέας φυσικού αερίου στη χονδρική αγορά. Το 65% των μετοχών της συγκεκριμένης εταιρείας ανήκει στο ελληνικό δημόσιο, ενώ το 35% έχει περιέλθει στα Ελληνικά Πετρέλαια Α.Ε.

Το μονοπωλιακό καθεστώς στην αγορά λιανικής έληξε το 2018 με την πλήρη απελευθέρωση της αγοράς, ενώ είχε προηγηθεί ο διαχωρισμός των δραστηριοτήτων της ΔΕΠΑ το 2017 με τη σύσταση τριών ξεχωριστών εταιρειών υπεύθυνων για τη διανομή, ανάπτυξη και συντήρηση του δικτύου διανομής φυσικού αερίου ανά την επικράτεια. Πιο συγκεκριμένα, δημιουργήθηκε η Δημόσια Επιχείρηση Δικτύων Διανομής Αερίου (ΔΕΔΑ), υπεύθυνη για την ανάπτυξη του δικτύου σε 39 πόλεις σε 8 περιφέρειες της χώρας, η Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής (ΕΔΑ Αττικής) που διαχειρίζεται και αναπτύσσει το δίκτυο διανομής στον νομό Αττικής και η ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας Α.Ε., η οποία δραστηριοποιείται στην κατασκευή δικτύου διανομής και τροφοδοσίας στον νομό Θεσσαλονίκης και στην περιφέρεια της Θεσσαλίας. Παρομοίως, για την εμπορική δραστηριότητα το μονοπωλιακό καθεστώς των Εταιρειών Παροχής Φυσικού Αερίου έλαβε τέλος με τις ιδιωτικοποιήσεις των ΕΠΑ Θεσσαλονίκης, ΕΠΑ Θεσσαλίας και ΕΠΑ Αττικής.

Η απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου και η εφαρμογή του διαχωρισμού της προσφοράς και της παραγωγής από την μεταφορά και διανομή (unbundling), καθώς και το δικαίωμα πρόσβασης τρίτων (third party access) βάσει των Οδηγιών της ΕΕ, έχουν διαμορφώσει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο διαρθρωτικών αλλαγών για τη συγκεκριμένη αγορά. Πέρα από τα ρυθμιστικά ζητήματα, το δίκτυο διανομής παραμένει αρκετά περιορισμένο, με πολλές περιοχές ανά την επικράτεια να στερούνται έως σήμερα την πρόσβαση στη χρήση φυσικού αερίου για την κάλυψη μέρους των ενεργειακών τους αναγκών, κατά συνέπεια δεν είναι ολοκληρωμένη η αγορά φυσικού αερίου από λειτουργική σκοπιά, όχι από την πλευρά του θεσμικού πλαισίου.

3.5.3 Η χονδρική αγορά – Η εισαγωγή του Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου

Η λειτουργία του Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου (ΒΕΦΑ) του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΧΕ) στις 21 Μαρτίου του 2022, εγκαινίασε μια νέα περίοδο για την εγχώρια αγορά φυσικού αερίου. Έως τότε η χώρα δεν διέθετε οργανωμένη βραχυπρόθεσμη αγορά φυσικού αερίου και οι συναλλαγές πραγματοποιούνταν είτε στο πλαίσιο διμερών συμβολαίων με φυσική παράδοση ή με παράδοση στο Εικονικό Σημείο Συναλλαγών (ΕΣΣ) ανάμεσα σε προμηθευτές και τελικούς πελάτες (ενδεικτικά, το 2020 οι συναλλαγές στο ΕΣΣ

⁶³ <https://hradf.com/depa-emporias-ae/>

ανήλθαν στις 41,97 TWh αντιστοιχώντας στο 60% της εισαχθείσας ποσότητας), είτε μέσω του μηχανισμού διάθεσης ποσότητας φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ⁶⁴ (ΡΑΕ (2021). Τέλος, αγοραπωλησίες αερίου διενεργούνταν μεταξύ του ΔΕΣΦΑ και των χρηστών για λόγους εξισορρόπησης, στο Βάθρο Εξισορρόπησης Φυσικού Αερίου σύμφωνα με τα προβλεπόμενα του Κανονισμού (ΕΕ) 312/2014⁶⁵ για τη θέσπιση κώδικα δικτύου με σκοπό την εξισορρόπηση του φορτίου φυσικού αερίου στα δίκτυα μεταφοράς⁶⁶.

Στο πλαίσιο της αγοράς εξισορρόπησης, ο ΔΕΣΦΑ χρησιμοποιεί για τον υπολογισμό της Τιμής Αναφοράς Αερίου Εξισορρόπησης το δείκτη τιμών European Gas Spot Index για την παράδοση Φυσικού Αερίου κατά την ημέρα της συναλλαγής. Ως αγορά αναφοράς λογίζεται το εικονικό σημείο συναλλαγών Title Transfer Facility (TTF), καθότι παρέχει περισσότερη ρευστότητα και βελτιωμένη ανταγωνιστικότητα, με τις ημερήσιες τιμές προ ενεργειακής κρίσης σταθερά χαμηλότερες κατά 1 έως 3€/MWh σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές αγορές φυσικού αερίου⁶⁷. Οι χρήστες του δικτύου είναι υπεύθυνοι για την εξισορρόπηση των χαρτοφυλακίων εξισορρόπησης τους, ώστε να μην χρειάζεται να επέμβει ο ΔΕΣΦΑ με στόχο την εξισορρόπηση του συστήματος. Ανάλογα με τις υπηρεσίες εξισορρόπησης που παρέχουν οι χρήστες δικαιούνται είτε να αποζημιωθούν για την παροχή ποσότητας φυσικού αερίου είτε να καταβάλουν «τέλη διαταραχής της ισορροπίας». Οι δημοπρασίες αγοράς-πώλησης Αερίου Εξισορρόπησης έχουν δύο μορφές βραχυπρόθεσμων τυποποιημένων προϊόντων. Το Ημερήσιο Προϊόν Τίτλου που δημοπρατείται την προηγούμενη ημέρα από την πράξη εξισορρόπησης και το Ενδοημερήσιο Προϊόν Τίτλου, η αγοραπωλησία του οποίου διενεργείται κατά την ημέρα της εξισορρόπησης.

Με την έναρξη λειτουργίας του Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου η χώρα απέκτησε τη δική της οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά. Το Εικονικό Σύστημα Συναλλαγών της αγοράς ΦΑ επιτρέπει τη διενέργεια ανώνυμων συναλλαγών, με στόχο να ωφεληθούν όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά και να δημιουργηθεί ένα υπολογίσιμο περιφερειακό «hub» κατά τα διεθνή πρότυπα⁶⁸.

Δυνάμει του Κανονισμού (ΕΕ) 312/2014 και του νόμου 4425/2016⁶⁹, το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE) λειτουργεί το Βάθρο Εμπορίας, ενώ η ΡΑΕ έχει εποπτικό ρόλο. Ως φορέας εκκαθάρισης των συναλλαγών έχει οριστεί από το Ν. 4425/2016 η Εταιρεία Εκκαθάρισης Συναλλαγών Χρηματιστηρίου Ενέργειας (EnExClear). Όλες οι πραγματοποιηθείσες συναλλαγές κοινοποιούνται στον ΔΕΣΦΑ, οποίος προβαίνει στις ανάλογες ενέργειες. Επιπλέον, ο ΔΕΣΦΑ για τη διασφάλιση της ισορροπίας της ζήτησης και της προσφοράς με την ιδιότητα του συμμετέχοντος αναλαμβάνει την αγορά και την πώληση ποσοτήτων φυσικού αερίου βραχυπρόθεσμου ορίζοντα με σκοπό την εξισορρόπηση του ΕΣΜΦΑ, όπως ορίζουν ο νόμος 4001/2011⁷⁰ και ο Κώδικας Διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου και ο Κανονισμός (ΕΕ) 312/2014.

Η ιδιότητα του συμμετέχοντος κατόπιν έγκρισης του EXE επιτρέπει την πρόσβαση στις συναλλαγές του Βάθρου Εμπορίας. Κάθε συμμετέχων οφείλει να διενεργεί ως άμεσο εκκαθαριστικό μέλος του Συστήματος Εκκαθάρισης της EnExClear) ή να έχει αναθέσει την εκκαθάριση των συναλλαγών σε πιστωτικό ίδρυμα ή ΕΠΕΥ που

⁶⁴ Ο μηχανισμός διάθεσης ποσότητας φυσικού αερίου από τη ΔΕΠΑ αποτελεί το επιστέγασμα των δεσμεύσεων της στην Επιτροπή Ανταγωνισμού το 2012 με σκοπό τη μείωση της συγκέντρωσης της αγοράς.

⁶⁵ Κανονισμού (ΕΕ) 312/2014

⁶⁶ ΕΕ L 91/27.3.2014

⁶⁷ ΦΕΚ Β' 2523/29.06.2018.

⁶⁸ [Κανονισμός Λειτουργίας Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου Χρηματιστηρίου Ενέργειας, Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας](#)

⁶⁹ https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/%CE%A6%CE%95%CE%9A-%CE%91_185_2016.pdf

⁷⁰ https://depa.gr/wp-content/uploads/2018/12/n_4001_2011.pdf

έχουν την ιδιότητα του Γενικού Εκκαθαριστικού Μέλους. Το EXE διατηρεί σχετικό μητρώο συμμετεχόντων και διαπιστευμένων διαπραγματευτών.

Το Βάθρο Εμπορίας Φυσικού Αερίου (ΒΕΦΑ) είναι μια οργανωμένη χρηματιστηριακή αγορά που διέπεται από τον Κανονισμό EU BAL Network Code (Κανονισμός (ΕΕ) 312/2014) και τον Κανονισμό για την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς, REMIT (Κανονισμός (ΕΕ) 1227/2011), σύμφωνα με το EXE⁷¹. Οι αγοραπωλησίες στη χονδρεμπορική πραγματοποιούνται στο Εικονικό Σημείο Συναλλαγών του ΕΣΜΦΑ (Hellenic VTP), πλατφόρμα που λειτουργεί το EXE (International Energy Agency, 2023), παρέχοντας πρόσβαση σε βραχυπρόθεσμα τυποποιημένα προϊόντα στα ενδιαφερόμενα μέρη, δηλαδή σε προμηθευτές φυσικού αερίου, εμπόρους και καταναλωτές⁷². Κατά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του ΒΕΦΑ η εμπορεύσιμη ποσότητα στην πλατφόρμα ανήλθε στο 3.3% της προσφοράς φυσικού αερίου στην χονδρική (IEA, 2023).

Η λειτουργία της οργανωμένης αγοράς φυσικού αερίου προσομοιάζει αρκετά στην αντίστοιχη ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, το EXE σύμφωνα με τον όγκο των πραγματοποιηθεισών συναλλαγών ορίζει τις Τιμές Αναφοράς-Τιμές Κλεισίματος, το Δείκτη Αερίου Επόμενης Ημέρας (HGSIDA) και τον Ενδομερήσιο Δείκτη Αερίου (HGSIRD), τις Οριακές Τιμές Αγοράς και τέλος, τις Οριακές Τιμές Πώλησης Αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ και ΟΤΠΑΕ). Το εφαρμοζόμενο μοντέλο προβλέπει συνεχή διαπραγμάτευση και δημοπρασίες. Οι διαπραγματεύσεις γίνονται σε καθημερινή βάση και περιλαμβάνουν ενδομερήσια και συμβόλαια επόμενης ημέρας για τις 3 επόμενες ημέρες.

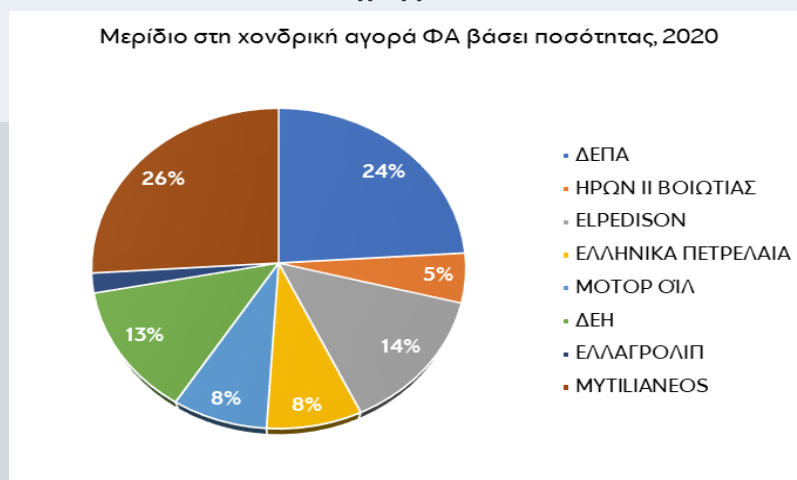
Οι συμμετέχοντες μπορούν να προβούν σε αγοραπωλησίες χωρίς την απαίτηση καταχώρησης χωρητικότητας στα σημεία εισόδου-εξόδου του ΕΣΜΦΑ. Επιπλέον, παρέχεται η δυνατότητα καταχώρισης προσυμφωνημένων συναλλαγών για λόγους εκκαθάρισης και διακανονισμού από την πλευρά του Φορέα Εκκαθάρισης, EnExClear. Το Σύστημα Συναλλαγών προβλέπει την ύπαρξη μηχανισμών ελέγχου μεταβλητότητας και άλλων μηχανισμών προς αποφυγή ενδεχόμενων στρεβλώσεων της αγοράς.

Συνοψίζοντας, οι συνθήκες ανταγωνισμού στη χονδρική αγορά ΦΑ έχουν βελτιωθεί αισθητά με την είσοδο νέων παικτών από το 2013 και τη σταδιακή μείωση της συγκέντρωσης της αγοράς. Ενδεικτικά, το μερίδιο αγοράς της ΔΕΠΑ έχει περιοριστεί στο 24% κατά το 2020 από 90% κατά το 2016 (Διάγραμμα 3.38).

⁷¹ <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>

⁷² <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>

Διάγραμμα 3.38



Πηγή: IEA, ΔΕΣΦΑ, Eurobank Research

Ταυτόχρονα, βελτιώνει συνολικά την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας και προωθεί τη διασυνδεσιμότητα με την αγορά ενέργειας της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, εξέλιξη η οποία αποτελεί και έναν από τους στόχους του Green Deal, στο πλαίσιο του οποίου έχει θεσπιστεί η πολιτική για τα Διευρωπαϊκά Δίκτυα Ενέργειας (TEN-E Regulation, παρουσιάζεται στην υποενότητα 4.3.1). Τέλος, με τη λειτουργία της Αγοράς Φυσικού Αερίου προετοιμάζεται το έδαφος για την ενσωμάτωση ανανεώσιμων αερίων στην χονδρική αγορά φυσικού αερίου.

3.5.4 Η διάρθρωση των τιμών φυσικού αερίου στην Ελλάδα

Το φυσικό αέριο αποτελεί τον «ενδιάμεσο σταθμό» στην πορεία της Ελλάδας προς μια οικονομία με ουδέτερο ισοζύγιο ρύπων, για αυτό τον λόγο η χρήση του στην ηλεκτροπαραγωγή για την αντιστάθμιση της σταδιακής απεξάρτησης από τον λιγνίτη υπήρξε βασικός άξονας του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ, 2019). Παρόμοια, το φυσικό αέριο επιλέχθηκε για την αντικατάσταση του πετρελαίου θέρμανσης και της χρήσης πετρελαίου στην βιομηχανία με την ανάπτυξη δικτύων διανομής φυσικού αερίου. Τούτων δεδομένων, ενδεχόμενες έντονες διακυμάνσεις στις διεθνείς τιμές φυσικού αερίου μπορούν να επηρεάσουν σε μεγάλο βαθμό το ενεργειακό κόστος εγχωρίως.

Η έντονη άνοδος των τιμών ενέργειας μετά την άρση των περιορισμών εξαιτίας της πανδημίας και κυρίως οι επιπτώσεις της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, ενέτειναν τις προσπάθειες θωράκισης της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας αναθεωρώντας τον ρόλο του φυσικού αερίου στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την αναγκαιότητα επιτάχυνσης των έργων ΑΠΕ (Ενότητα 3.5) και βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας (IEA, 2023). Επιπλέον, σε εθνικό επίπεδο δόθηκε έμφαση στην αντιμετώπιση των υψηλών τιμών ενέργειας υιοθετώντας μέτρα στήριξης των καταναλωτών. Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 3.2 από τον Σεπτέμβριο του 2021 έως και τον Ιανουάριο του 2023, το ύψος των μέτρων στήριξης έφτασε στα €9,5 δις, η πλειονότητα των οποίων προήλθε από εθνικούς πόρους, όπως επίσης από κεφάλαια του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, με τις επιδοτήσεις αποκλειστικά για το φυσικό αέριο να φθάνουν τα 309 εκατ. για την περίοδο Ιανουαρίου-Οκτωβρίου 2022 (IEA, 2023).

Καθώς η επίδραση των ραγδαία ανερχόμενων τιμών φυσικού αερίου αποτέλεσε το βασικό παράγοντα ανόδου των τιμών ηλεκτρισμού, οι αρμόδιες αρχές προχώρησαν σε παρεμβάσεις στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού, μεταξύ των οποίων η σύσταση του μηχανισμού ανάκτησης των απροσδόκπτων κερδών των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο του 2022 με αναδρομική ισχύ από τον Σεπτέμβριο του 2021⁷³. Μέχρι στιγμής η συνεισφορά του μηχανισμού ανάκτησης των υπερεσόδων των ηλεκτροπαραγωγών στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης ξεπερνά τα €3,25 δις, με τη λειτουργία του να έχει παραταθεί έως τα τέλη του Σεπτεμβρίου 2023 από κοινού με την άρση της ρήτρας αναπροσαρμογής στους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας⁷⁴ (ΥΠΕΝ, 2023). Πιο αναλυτικά, η έκτακτη εισφορά ανέρχεται στο 90% επί των ακαθάριστων κερδών των ηλεκτροπαραγωγών, αρχικά κατά την περίοδο Οκτωβρίου 2021 – Ιουνίου 2022, τα οποία μέσω του Ταμείου Ενεργειακής Μετάβασης διατέθηκαν για την ελάφρυνση των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Η έκτακτη φορολόγηση εφαρμόστηκε κυρίως σε λιγνιτικές, υδροηλεκτρικές και μονάδες που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο.

Επιπρόσθετα, θεσπίστηκαν ανώτατα όρια στα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στους παραγωγούς μονάδων φυσικού αερίου, λιγνίτη και υδροηλεκτρικών σε μηνιαία βάση συνυπολογίζοντας τα κόστη του καυσίμου και την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών του ETS (IEA, 2023). Τα μέτρα των αρχών για τη συγκράτηση των τιμών εξαιτίας των εξάρσεων του φυσικού αερίου περιλάμβαναν επίσης την επιβολή/θέσπιση ειδικού φόρου 10 €/MWh για τη χρήση φυσικού αερίου σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, τα έσοδα του οποίου διατέθηκαν στη μείωση των τιμών για τους τελικούς καταναλωτές με μορφή επιδότησης, στη χρηματοδότηση έργων υδρογόνου και υποδομών φυσικού αερίου.

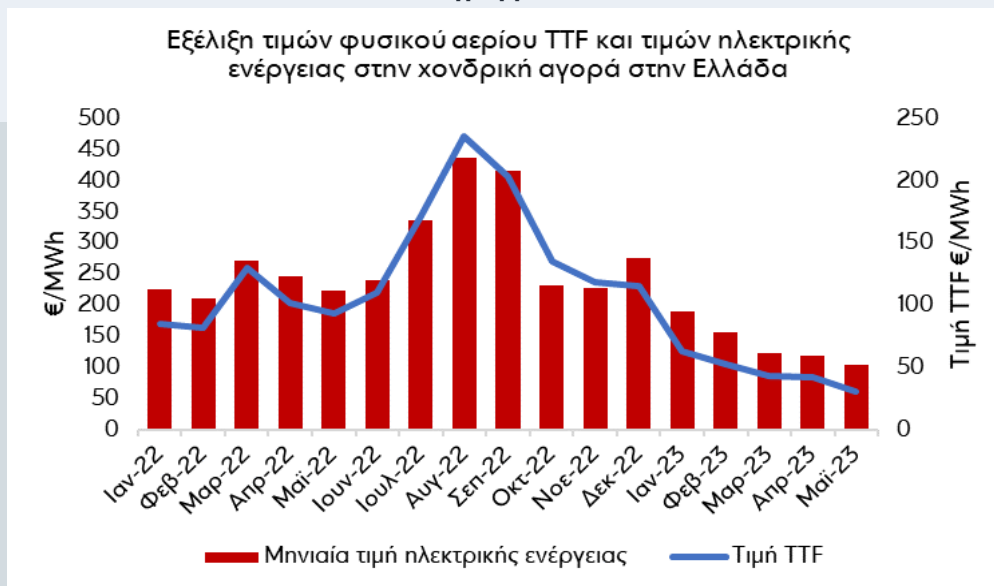
Στην περίπτωση της Ελλάδας η χονδρική αγορά ενέργειας συνδέεται με το χρηματιστήριο φυσικού αερίου της Ολλανδίας (TTF) το οποίο χρησιμοποιείται ως σημείο αναφοράς για την τιμολόγηση του φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Διαχρονικά ά χαρακτηριστικά του TTF αποτελούν η παροχή μεγαλύτερης ρευστότητας και τα χαμηλότερα επίπεδα τιμών συγκριτικά με άλλα ευρωπαϊκά hubs, πλεονεκτήματα τα οποία πλήγηκαν με την ενεργειακή κρίση κατά το «άνοιγμα» των οικονομιών μετά την πανδημία και την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία οδηγώντας σε πρωτοφανείς αυξήσεις τις τιμές (υποενότητα 2.2.1). Χαρακτηριστικά, οι τιμές spot εκτοξεύθηκαν στα 85 €/MWh τον Ιανουάριο του 2022 (Διάγραμμα 3.39) για να αγγίξουν τον Αύγουστο του ίδιου έτους τα 236 €/MWh. Στην Ελλάδα η απότομη άνοδος των τιμών είχε ως αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική φανερώνοντας την επίδραση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή (Διάγραμμα 3.42), καθώς το 2021 κατείχε μερίδιο 41% στο ενεργειακό μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής στη χώρα.

Στην Ελλάδα η διατήρηση των τιμών σε υψηλά επίπεδα σχετίζεται, πέρα από τους παραπάνω συγκυριακούς παράγοντες, και με το είδος των συμβολαίων και την πρόσφατη λειτουργία της ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα να μην διαθέτει την απαραίτητη ρευστότητα όπως άλλα ευρωπαϊκά hubs, καθώς οι καθημερινές διαπραγματεύσεις και αγοραπωλησίες παραμένουν περιορισμένες.

⁷³ <https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2023/02/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CE%83%CE%B7-%CE%A0%CE%B5%CE%80%CE%81%CE%B1%CE%B5%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CE%89%CE%BD-2021-%CE%99%CE%B1%CE%BD-2023-%CE%84%CE%B5%CE%BB%CE%B9%CE%BA%CE%8C.pdf>

⁷⁴ <https://ypen.gov.gr/parateinetai-i-leitourgia-tou-michanismou-anaktisis-yperesodon-ton-ilektroparagogen-kai-i-anastoli-tis-ritras-anaprosarmogis-sta-timologia-ilektrikis-energeias/>

Διάγραμμα 3.39



Πηγή: Ember org, Eurobank Research

Κατά κύριο λόγο οι συμμετέχοντες δεν αγοράζουν από την spot αγορά σε τιμές που διαμορφώνονται καθημερινά. Το μοντέλο που ακολουθείται είναι τα «Futures Month Ahead», δηλαδή προθεσμιακά συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης - futures του TTF, σε μια προκαθορισμένη τιμή με συμφωνία παράδοσης και πληρωμής για ένα μήνα αργότερα. Ακολουθώντας, υφίσταται υστέρηση στην προσαρμογή των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ως αποτέλεσμα του συγκεκριμένου μοντέλου. Η θετική συσχέτιση με χρονική υστέρηση ανάμεσα στις spot τιμές ηλεκτρικής ενέργειας εγχωρίως και τις τιμές του ολλανδικού hub αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 3.42, όπου φαίνεται πως οι τιμές της πρώτης αγοράς ακολουθούν τις τιμές του TTF, όμως προσαρμόζονται με βραδείς ρυθμούς, λόγω των συμβολαίων που μεταφέρουν τις τιμές περασμένων μηνών. Επομένως, μια έντονη άνοδος στο χρηματιστήριο φυσικού αερίου της Ολλανδίας (TTF) θα αποτυπωθεί στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ορισμένες εβδομάδες αργότερα. Το ίδιο θα γίνει σε περίπτωση υποχώρησης των τιμών στα προθεσμιακά συμβόλαια φυσικού αερίου ενός μηνός του TTF.

Ένα χαρακτηριστικό της υπέρμετρης χρήσης προθεσμιακών συμβολαίων ενός μηνός σύμφωνα με το Nick (2016), πέρα από το ότι προστατεύουν από το ρίσκο σε σχέση με τη spot αγορά, είναι πως επιτρέπουν σε κάποιο βαθμό τη διαμόρφωση των τιμών (price formation) και το arbitrage. Υπό τέτοιες συνθήκες σε μια αγορά φυσικού αερίου, ευνοούνται οι κερδοσκοπικές συμπεριφορές, ενώ ο ημερήσιος όγκος συναλλαγών δεν αντικατοπτρίζει αυτόν στο σύνολο των συμβολαίων φυσικής παράδοσης.

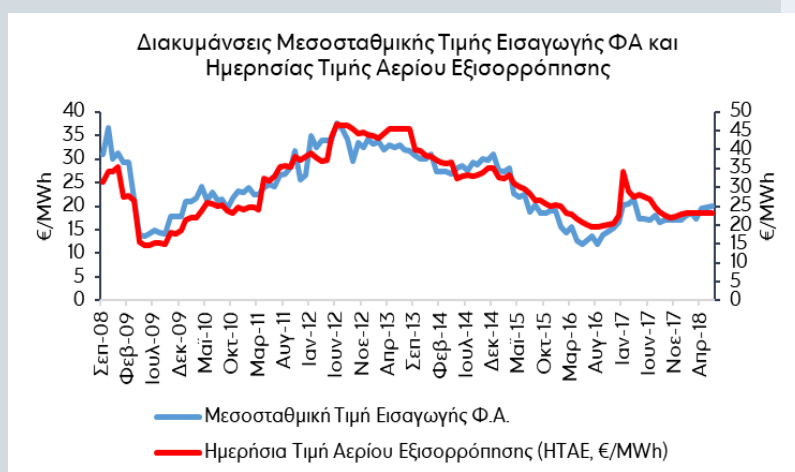
Σε κάθε περίπτωση, ο μηχανισμός πλαφόν στην τιμή του φυσικού αερίου που υιοθέτησε η ΕΕ τον Δεκέμβριο του 2022, ο οποίος παρουσιάστηκε στην υποενότητα 2.2.1, αναμένεται να αναχαιτίσει πιθανές προσπάθειες τεχνητής διόγκωσης των τιμών και χειραγώγησης της αγοράς.

Στο γράφημα 3.40 εμφανίζεται η εξέλιξη της μηνιαίας μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής φυσικού αερίου, όπως υπολογίζεται από τη ΠΑΕ βάσει των στοιχείων για τις τιμές και την ποσότητα φυσικού αερίου που παρέχουν

οι επιχειρήσεις που εισάγουν φυσικό αέριο στο ΕΣΜΦΑ⁷⁵ και της ημερήσιας τιμής αερίου εξισορρόπησης⁷⁶, από τον Σεπτέμβριο του 2008 έως και τον Μάρτιο του 2018).

Με αφετηρία το 2010 και κυρίως κατά την περίοδο 2011 με 2014 παρατηρούνται διακυμάνσεις στην τιμή εισαγωγής του φυσικού αερίου, η οποία οδήγησε σε άνοδο τις τιμές στην αγορά εξισορρόπησης, με αποτέλεσμα οι δεύτερες να διαμορφώνονται σταθερά πάνω από το ύψος των 30€/MWh ανάμεσα στον Απρίλιο του 2011 έως και τον Απρίλιο του 2015, ενώ ξεπεράσαν τα 46€/MWh κατά το διάστημα Ιουνίου-Αυγούστου του 2012. Η τιμή εξισορρόπησης διατηρήθηκε σε υψηλά επίπεδα έως τον Δεκέμβριο του 2014 όταν άρχισε να αποκλιμακώνεται σταδιακά. Η θετική συσχέτιση των τιμών του φυσικού αερίου με το αργό πετρέλαιο και η αύξηση των τιμών του τελευταίου λόγω της αναθέρμανσης της παγκόσμιας οικονομίας μετά την ύφεση του 2008 πίεσε τις τιμές του πρώτου ενεργειακού πόρου προς τα επάνω (Διάγραμμα 3.40).

Διάγραμμα 3.40



Πηγή: ΠΑΕ, Eurobank Research

Από το 2015 έως το 2020 οι τιμές εισαγωγών διατηρήθηκαν σε χαμηλότερα επίπεδα, φτάνοντας στην ελάχιστη τιμή τους το καλοκαίρι του 2020, υπό την επίδραση της ασθενικής ζήτησης λόγω της πανδημίας (Διάγραμμα 3.40). Πιο συγκεκριμένα, η τιμή εισαγωγής φυσικού αερίου στη χώρα κυμαινόταν μεταξύ 18-25 €/MWh το 2018 και 2019, υποχωρώντας απότομα κατά το πρώτο εξάμηνο του 2020, έως τα 5,4€/MWh τον Ιούνιο 2020 (ΠΑΕ, 2023).

Το Διάγραμμα 3.41 απεικονίζει την πορεία των Μεσοσταθμικών Τιμών Εισαγωγής Φυσικού Αερίου εγχωρίως κατά τη διάρκεια της τριετίας 2020-2022 σε συνδυασμό με την Οριακή Τιμή Πώλησης Εξισορρόπησης, την Οριακή Τιμή Αγοράς Εξισορρόπησης, την Τιμή Αναφοράς Αερίου Εξισορρόπησης και τέλος τη Μεσοσταθμική Τιμή Εκκαθάρισης Εξισορρόπησης, επιδιώκοντας να αποτυπώσει το ιστορικό των πρόσφατων κρίσεων. Ξεκινώντας από 20,70 €/MWh τον Δεκέμβριο του 2019 η Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής έναν χρόνο αργότερα

⁷⁵ Σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση υπ' αριθμ. Δ1/Γ/400 (ΦΕΚ Β' 33/19.1.2007) με θέμα «Καθορισμός διαδικασίας συλλογής και επεξεργασίας των στοιχείων που απαιτούνται για τον υπολογισμό της μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής Φυσικού Αερίου», οι επιχειρήσεις εισαγωγής φυσικού αερίου κοινοποιούν στη ΠΑΕ στοιχεία για τις τιμές και την ποσότητα που εισάγουν στο ΕΣΜΦΑ, στο πλαίσιο της αρμοδιότητας της ΠΑΕ ως εποπτεύουσας αρχής για την αγορά ενέργειας.

⁷⁶ Οι ημερήσιες τιμές αερίου εξισορρόπησης αφορούν τον καθορισμό των τιμών αγοράς – πώλησης ποσοτήτων φυσικού αερίου για λόγους εξισορρόπησης της αγοράς όταν παρατηρούνται βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις στη ζήτηση και προσφορά. Ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ (ΔΕΣΦΑ) ήταν υπεύθυνος για την πραγματοποίηση των δημοπρασιών-προσφορών των χρηστών του συστήματος στο Βάθρο Εξισορρόπησης, δηλαδή στο Βάθρο Εμπορίας στο οποίο ο Διαχειριστής συμμετέχει σε εμπορικές συναλλαγές, σύμφωνα με τα οριζόμενα του Ευρωπαϊκού Κώδικα Εξισορρόπησης (Κανονισμός (ΕΕ) αριθμ. 312/2014).

είχε υποχωρήσει στα 13,4 €/MWh ενώ τον Δεκέμβριο του 2021 αυξήθηκε έντονα φτάνοντας στα 65,25 €/MWh, δηλαδή περίπου κατά 52€/MWh υψηλότερα. Από τον Οκτώβριο του 2020 έως τον Απρίλιο του 2021 οι τιμές εισαγωγών βαίνουν ελαφρώς προς τα επάνω, καθώς τα lockdowns επανήλθαν, ωστόσο με ηπιότερα περιοριστικά μέτρα από ότι την άνοιξη του 2020. Η ανοδική πορεία κλιμακώνεται κατά το δεύτερο εξάμηνο του 2021 με τις τιμές φυσικού αερίου να πλησιάζουν στα 80 €/MWh το Νοέμβριο του 2021. Η αύξηση των τιμών μπορεί να αποδοθεί σε ένα συνδυασμό παραγόντων από την αύξηση της ζήτησης με την άρση των περιοριστικών μέτρων, εξαιτίας και των επεκτατικών πολιτικών μέσω του σχεδίου αντιμετώπισης της πανδημίας σε επίπεδο ΕΕ (NextGenerationEU), αλλά και με εθνικούς πόρους, έως τη μείωση της προσφοράς από τη Ρωσία κατά το 2021 και τα χαμηλά αποθέματα στην Ευρώπη (Μανιάτης, 2022), παράγοντες οι οποίοι όλοι μαζί συνθέτουν την ενεργειακή κρίση. Παρομοίως διακυμάνθηκαν οι τιμές στην αγορά εξισορρόπησης.

Σημαντική αύξηση εμφανίζεται τον Ιανουάριο του 2022 η οποία εξασθένησε σημαντικά έναν μήνα αργότερα (-23%), παραμένοντας σε αυτά τα επίπεδα τον Μάρτιο. Σημαντικό ρόλο έπαιξε το γεγονός πως η Ρωσία δεν διέκοψε απότομα την τροφοδοσία των ευρωπαϊκών χωρών καθώς και η σύναψη συμβολαίων Futures Month Ahead. Ο απόηχος της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία γίνεται αισθητός στις τιμές από τον Απρίλιο, όταν σημείωσαν αύξηση 44% έναντι του Μαρτίου με την τιμή να σκαρφαλώνει στα 105€/MWh. Τους δύο επόμενους μήνες οι τιμές αμβλύνθηκαν (84,6€/MWh τον Μάιο και 76,7€/MWh τον Ιούνιο), λόγω της εισαγωγής του σχεδίου RePowerEU, που επενέργησε κατευναστικά στις αρνητικές προσδοκίες, αλλά το κλίμα ανατρέπεται τον Ιούλιο μετά τις ανακοινώσεις της Gazprom για μείωση της ροής φυσικού αερίου μέσω του Nord Stream 1 κατά 20%. Στο εσωτερικό της χώρας οι ενεργειακές ανάγκες λόγω της εποχικότητας συμβάλουν επίσης στην άνοδο των τιμών, καθώς οι κλιματολογικές συνθήκες και η εποχικότητα συσχετίζονται θετικά με την αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα. Για αυτό τον λόγο ανακοινώθηκαν τον Ιούνιο μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και αύξησης της ενεργειακής αποδοτικότητας που είχαν εφαρμογή σε εγκαταστάσεις και κτίρια του δημόσιου τομέα⁷⁷.

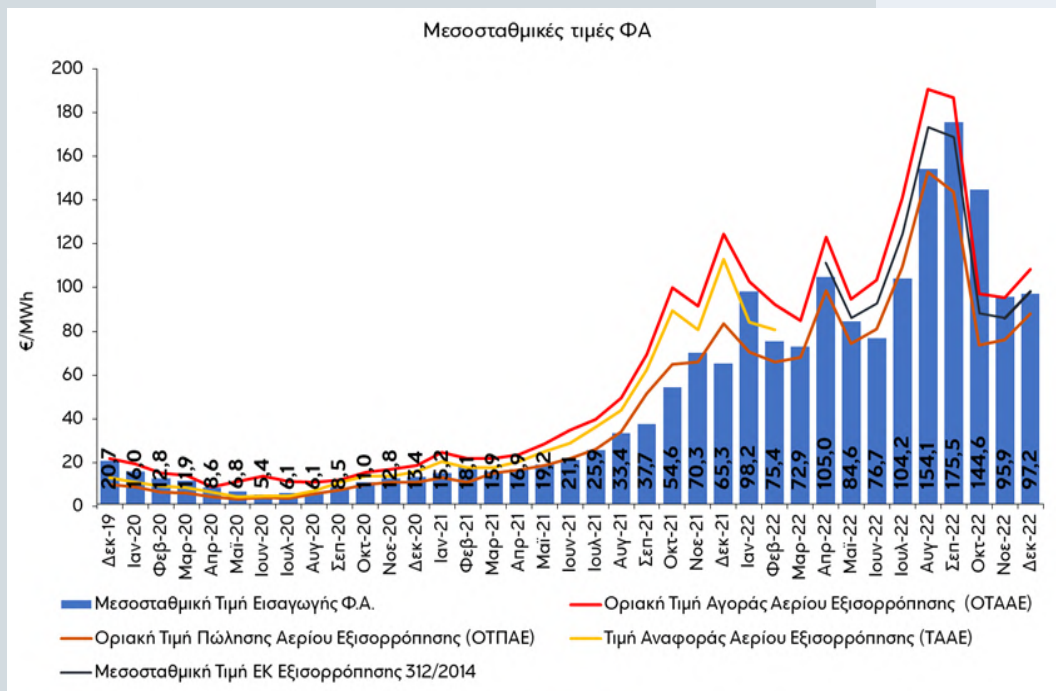
Τα πρωτοφανή υψηλά επίπεδα των τιμών φυσικού αερίου κατά το δεύτερο μισό του Αυγούστου είχαν σοβαρές δευτερογενείς επιπτώσεις για την ευρωπαϊκή και εθνική οικονομία με ανατιμήσεις στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και εκ νέου του πληθωρισμού, ο οποίος έφτασε σε ιστορικά υψηλά επίπεδα σε πολλές εκ των χωρών. Η κλιμάκωση των τιμών οφείλεται και στην απότομη μείωση των ροών φυσικού αερίου μέσω του Nord Stream 1 η οποία προαναφέρθηκε με απώλεια της δυναμικότητας μεταφοράς κατά 20% κατά τον Ιούλιο. Ωστόσο, σε ανοδική τροχιά, με υψηλή ταχύτητα κινήθηκαν οι τιμές φυσικού αερίου και τον Σεπτέμβριο με αποτέλεσμα να διαμορφωθούν σε ιστορικά μέγιστο επίπεδο, εξαιτίας της αβεβαιότητας για τον επικείμενο χειμώνα και της πλήρους αναστολής της μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω του ίδιου αγωγού Nord Stream 1 από την 1η Σεπτεμβρίου. Οι δολιοφθορές στους αγωγούς Nord Stream 1 και Nord Stream 2 ώθησαν τις τιμές προς τα επάνω με αποτέλεσμα η Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα να σκαρφαλώσει στα 175,54€/MWh.

Η υποχώρηση των τιμών το φθινόπωρο και το φετινό χειμώνα οφείλεται στα ήπια χαρακτηριστικά του καιρού και στην απόφαση της ΕΕ τον περασμένο Ιούλιο για περιορισμό της κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά 15% από τον Νοέμβριο του 2022 έως τον Μάρτιο 2023. Επιπλέον, τα γρήγορα αντανάκλαστικά που επέδειξαν οι αρμόδιες αρχές και η έγκαιρη, προ του φθινοπώρου, λήψη μέτρων με γνώμονα την εξασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας και την αποφυγή μιας ενδεχόμενης κρίσης εφοδιασμού σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, χάρη

⁷⁷ ΚΥΑ - ΦΕΚ Β3424/2-7-2022

και στις σχετικές προτάσεις της Ελλάδας σε επίπεδο ηγετών ΕΕ, ενίσχυσαν την ενεργειακή ασφάλεια της ΕΕ και τη διαφοροποίηση των εισαγωγών, ωθώντας τις τιμές σταδιακά χαμηλότερα κατά το τελευταίο τρίμηνο του 2022.

Διάγραμμα 3.41



Πηγή: PAE, Eurobank Research

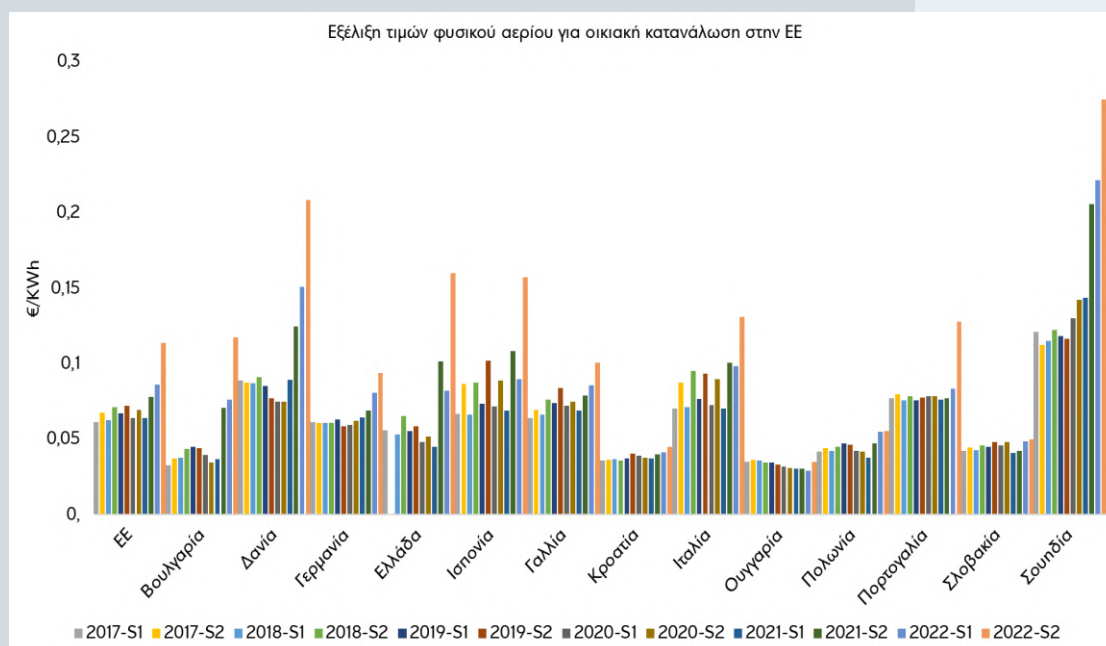
Η ανακοίνωση του προσωρινού μηχανισμού διόρθωσης της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις αρχές Δεκεμβρίου με τη ρύθμιση ανώτατου ορίου τιμών (price-cap, βλ. υποενότητα 2.2.1) λειτούργησε θετικά στις προσδοκίες αποσυμπιέζοντας τις τιμές σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Η υποχώρηση της αβεβαιότητας από την ανακοίνωση του μέτρου έχει ως αποτέλεσμα την έντονη υποχώρηση της τιμής τον Δεκέμβριο για την πλειονότητα των Ευρωπαϊκών χωρών, όμως λίγο επηρέασε τη διαμόρφωση των τιμών στην Ελλάδα με την τιμή να υποχωρεί μόνο κατά €1,36 ή αλλιώς μεταβολή -1% (Διάγραμμα 3.41).

Παρά τις έντονες διακυμάνσεις στην χονδρική αγορά, οι τιμές λιανικής για τους τελικούς καταναλωτές συγκρατούνται σε χαμηλό επίπεδο και συγκαταλέγονται στις πιο ανταγωνιστικές της ΕΕ. Οι τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα δε φαίνεται να επηρεάζουν τόσο τη διάρθρωση των τιμών λιανικής για οικιακούς καταναλωτές όσο σε άλλα κράτη-μέλη, έτσι η Ελλάδα βρίσκεται ανάμεσα στις χώρες της ΕΕ με τις πιο οικονομικά προσιτές τιμές για τα νοικοκυριά κατά τη διάρκεια των ετών 2018 με 2021 (Λουξεμβούργο, Ρουμανία, Ουγγαρία, Βουλγαρία και Κροατία) με μέσο όρο 0,005 €/kWh συμπεριλαμβανομένων όλων των φόρων και των χρεώσεων. Στον αντίποδα, η Ολλανδία, η Σουηδία, η Δανία, η Ιταλία, η Γαλλία και η Πορτογαλία έχουν τις πιο ακριβές τιμές για τους οικιακούς καταναλωτές.

Στην Ελλάδα ειδικότερα, καταγράφεται μείωση στην τελική τιμή μεταξύ των ετών 2018 και 2020, ενώ το 2021, - χροιά έναρξης της ενεργειακής κρίσης- η τιμή αυξάνεται ελάχιστα από 0,004 €/kWh σε 0,005€/kWh. Το

τοπίο των τιμών οικιακής κατανάλωσης αλλάζει άρδην κατά το πρώτο εξάμηνο του 2022 όταν οι τιμές ανήλθαν κατά μέσο όρο στα 0,089 €/kWh συγκλίνοντας σχεδόν στο μέσο όρο της ΕΕ.

Διάγραμμα 3.42



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Η εικόνα διαφοροποιείται σχετικά στην περίπτωση των μη οικιακών καταναλωτών, όπου το κόστος του φυσικού αερίου είναι ελαφρώς υψηλότερο σε σχέση με τον ευρωπαϊκό μέσο όρο ανάμεσα στα έτη 2013-2015 (Διάγραμμα 3.43). Μεταξύ των ετών 2015 - 2017 σημειώνεται πτώση της τιμής φυσικού αερίου για μη οικιακή χρήση (κατά το 2014 η τιμή αντιστοιχούσε περίπου στα 0,05€/KWh υποχωρώντας στα 0,03 €/KWh κατά το 2017). Ωστόσο, η πτωτική τάση των τιμών αντιστράφηκε σταδιακά από το 2018, με αποτέλεσμα το 2019, τελευταίο έτος πριν την πανδημία, η μέση τιμή να διαμορφωθεί περίπου στα 0,37€/KWh.

Διάγραμμα 3.43



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Σημείωση: Τα στοιχεία της Eurostat αφορούν τη μέση ετήσια τιμή φυσικού αερίου για μεσαίου μεγέθους μη οικιακούς καταναλωτές και δε συμπεριλαμβάνει φόρους.

Η πτώση του 2020 διατηρείται σε σημαντικό βαθμό στη διάρκεια του αρχικού εξαμήνου του 2021, με τη δυναμική να αντιστρέφεται από το δεύτερο εξάμηνο του ίδιου έτους, όπου η τιμή της κιλοβατώρας διπλασιάστηκε.

Έκτοτε η Ελλάδα κατατάσσεται στα κράτη-μέλη με τις υψηλότερες τιμές λιανικής για τους μη οικιακούς τελικούς καταναλωτές -συμπεριλαμβανομένων των φόρων και των λοιπών χρεώσεων- είναι υψηλότερη από τον μέσο όρο της Ευρωζώνης, ενώ η διάσταση μεταξύ Ελλάδας και ΕΕ οξύνθηκε έντονα στο δεύτερο εξάμηνο, με τις εγχώριες τιμές να είναι υψηλότερες κατά 0,06 ευρώ/kWh. Ειδικότερα, η τιμή διαμορφώθηκε περίπου στα 0,14 ευρώ/kWh (Διάγραμμα 3.43). Αυτή η επίδοση σημειώθηκε παρά την επιδότηση για τους οικιακούς καταναλωτές για το διάστημα Ιανουαρίου-Οκτωβρίου 2022, μεταξύ 20-40 €/MWh. Επιπλέον, και η ΔΕΠΑ Εμπορίας παρείχε εκπτώσεις.

Συμπερασματικά, καθώς τα συμβόλαια διαπραγμάτευσης για φυσική παράδοση λαμβάνουν χώρα στην αγορά έως και τρεις μέρες νωρίτερα συντελούν στη διατήρηση υψηλών τιμών κλεισίματος πρόσκαιρα και ως ένα βαθμό δικαιολογεί τη διατήρηση των υψηλών τιμών λιανικής.

3.5.5 Επενδύσεις σε στρατηγικές υποδομές Φυσικού Αερίου

Η ενεργειακή κρίση που ξεκίνησε το 2021 αποτέλεσε αφορμή για την πλήρη επανεξέταση του φάσματος των ενεργειακών πολιτικών από τις χώρες της ΕΕ με συντονισμένες κινήσεις και στοχευμένες παρεμβάσεις. Η απομάκρυνση από τη χρήση των ορυκτών καυσίμων και η όσο το δυνατόν ταχύτερη απεξάρτηση του ρωσικού αερίου αποτελούν μείζονες προκλήσεις για την ενεργειακή ασφάλεια της ΕΕ και κατ'επέκταση της χώρας μας.

Η ανάπτυξη στρατηγικών υποδομών για την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού και τη διεύρυνση των προμηθευτών φυσικού αερίου, ως αντίδραση κυρίως στις αρνητικές συνέπειες του πολέμου της Ρωσίας-Ουκρανίας οδήγησαν στην προτεραιοποίηση και την έναρξη έργων στρατηγικής σημασίας εγχωρίως, με εθνική και διεθνή εμβέλεια.

Σημαντικά βήματα έχουν γίνει στις επενδύσεις πλωτών σταθμών αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου (FSRUs), τα οποία αναμένεται να συμβάλλουν στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας μακροπρόθεσμα, να ενισχύσουν τη δυναμικότητα φυσικού αερίου και την εμπορική ευελιξία βραχυπρόθεσμα⁷⁸. Η πρώτη πλωτή μονάδα αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου, χωρητικότητας 225,000 κ.μ., λειτουργεί από τον ΔΕ-ΣΦΑ στη Ρεβυθούσα και διαδραματίζει κρίσιμο ρόλο για την επάρκεια της χώρας. Πρόσφατα, με την προσθήκη ενός FSRU από τη Gaslog, η συνολική δυναμικότητα ανέρχεται στα 370,000 κ.μ.

Ο ιδιωτικός τομέας συμμετέχει ενεργά στην προσπάθεια ενίσχυσης της ασφάλειας εφοδιασμού της χώρας με επενδύσεις σε στρατηγικές υποδομές υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) εθνικού και διεθνούς ενδιαφέροντος, εξασφαλίζοντας νέες πύλες εισαγωγής φυσικού αερίου για τη χώρα και την Ευρώπη.

⁷⁸ https://www.haee.gr/media/5011/haee_2023_infocus_standard.pdf

Οι εργασίες για το Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης από την εταιρεία Gastrade στην Αλεξανδρούπολη προχωρούν με στόχο να λειτουργήσει έως τα τέλη του 2023⁷⁹. Με την ολοκλήρωση του έργου της Gastrade το φυσικό αέριο που θα έρχεται μέσω δεξαμενοπλοίων, θα διοχετεύεται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας με αγωγό μήκους 28 χλμ. και θα προωθείται διαμέσου του Διασυνδεδετηρίου Αγωγού IGB στη Βουλγαρία, τη Ρουμανία, τη Μολδαβία και στην Ουκρανία. Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα αποτελείται από τέσσερις δεξαμενές αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου συνολικής αποθηκευτικής ικανότητας 153,500 κ.μ. και τρεις μονάδες αεριοποίησης δυναμικότητας 315.000 κ.μ. φυσικού αερίου/ώρα η καθεμία⁸⁰.

Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας ενέκρινε στο ΔΕΣΦΑ άδεια για την εγκατάσταση μετρητικού σταθμού για τη διασύνδεση του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Το FSRU Θράκης που πρόκειται να αναπτυχθεί από την Gastrade στο Θρακικό Πέλαγος, εκτιμάται προς το παρόν ότι θα λειτουργήσει εντός του 2024, παρέχοντας τη δυνατότητα αποθήκευσης 170.000 κ.μ. ΥΦΑ (Gastrade, 2023).

Στο στάδιο της προετοιμασίας βρίσκεται και Το ARGO FSRU της Mediterranean Gas στο Βόλο, Έχει ολοκληρωθεί από τον Δεκέμβριο του 2022 η πρώτη μη δεσμευτική φάση του market test προσελκύοντας το επενδυτικό ενδιαφέρον εγχώριων και διεθνών εταιρειών. Η πλωτή μονάδα αποθήκευσης ARGO θα διαθέτει δυναμικότητα επανααεριοποίησης 5,2 δις κ.μ., φυσικού αερίου σε ετήσια βάση. Τέλος, η Elpedison, έχει ανακοινώσει την ανάπτυξη του «Thessaloniki FSRU» με πρόβλεψη να τεθεί εντός λειτουργίας έως το 2025. Το Thessaloniki FSRU θα έχει ικανότητα αποθήκευσης 170.000 κ.μ. ΥΦΑ. Η εταιρεία προτίθεται να ενισχύσει τον τερματικό σταθμό στον Θερμαϊκό, με την προσθήκη νέας πλωτής μονάδας αποθήκευσης LNG (FSU).

Η λειτουργία δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου ανάμεσα στην Ελλάδα και τη γειτονική Βουλγαρία μέσω του Διασυνδεδετηρίου Αγωγού IGB από τον Οκτώβριο του 2022 προσδίδει επιπλέον οφέλη για την τροφοδοσία των δύο χωρών αλλά και της Ευρώπης, παρακάμπτοντας τις παραδοσιακές οδούς μεταφοράς μέσω των ρωσικών αγωγών.

Σε φάση διαβουλεύσεων βρίσκεται η αύξηση της δυναμικότητας του αγωγού Trans Adriatic Pipeline (TAP), ενώ έχουν τεθεί τα θεμέλια για την πλήρη ανάπτυξη του αγωγού διασύνδεσης ανάμεσα στη Β. Μακεδονία και την Ελλάδα, ο οποίος αναμένεται να έχει παραδοθεί και να βρίσκεται σε πλήρη λειτουργία έως το 2025.

Επιπλέον, η εταιρεία Motor Oil σε συνεργασία με τη ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ προχωρούν στην κατασκευή νέας μονάδας φυσικού αερίου, εγκατεστημένης μικτής ισχύος 877 MW, στη ΒΙΠΕ Κομοτηνής, η οποία σχεδιάζεται να τεθεί σε εμπορική λειτουργία το 2024⁸¹.

Ο σταθμός συμπίεσης στους Κήπους που επίσης βρίσκεται σε φάση υλοποίησης, πρόκειται να δώσει νέα ώθηση στην ικανότητα μεταφοράς του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ), καθιστώντας δυνατή τη τροφοδοσία της ελληνικής αγοράς με μεγαλύτερες ποσότητες φυσικού αερίου. Αυτός ο σταθμός θα επιτρέψει τη διαμετακόμιση φυσικού αερίου προς την ευρωπαϊκή αγορά μέσω του υφιστάμενου

⁷⁹ Ημερησία, 2022. Gastrade: Ο FSRU ενδυναμώνει το ρόλο της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη.

https://www.imerisia.gr/epiheiriseis/4191_gastrade-o-fsr-ndynamonei-rolo-tis-elladas-sti-na-eyropi

Οικονομικός Ταχυδρόμος, 2022. Gastrade: Αίτηση στη ΠΑΕ για τη χορήγηση άδειας ανεξάρτητου συστήματος φυσικού αερίου

<https://www.ot.gr/2022/03/01/energeia/fysiko-aerio/gastrade-aitisi-sti-rae-gia-ti-xorigisi-adeias-aneksartitou-systimatos-fysikou-aeriu/>

⁸⁰ Gastrade, 2023, <https://www.gastrade.gr/>

⁸¹ Αθηνά Καλαϊτζόγλου, Euro2day, 2023

δικτύου του ΕΣΜΦΑ στην Κομοτηνή ή των μελλοντικών σημείων του στην ευρύτερη περιοχή (αγωγοί IGB, IGI).

Τέλος, μια πιθανή αύξηση της δυναμικότητας του TAP από κοινού με την ανάπτυξη πολλών υποδομών υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) θα προσδώσουν μεγαλύτερη ευελιξία τροφοδοσίας στη χώρα, παρέχοντας περισσότερη ρευστότητα μέσω εισαγωγών LNG από διαφορετικούς προμηθευτές και μεγαλύτερη ευστάθεια στο σύστημα, από κοινού με τη γεωστρατηγικής σημασίας αναβάθμιση της χώρας σε κρίσιμο σημείο εισόδου-μεταφοράς φυσικού αερίου στην ΝΑ Ευρώπη, αλλά και ευρύτερα στην Ευρώπη.

Συνοψίζοντας η σταδιακή διακοπή των ανθρακικών μονάδων παραγωγής στην Ευρώπη και την Ελλάδα προσέφερε τη δυνατότητα ταχείας ανάπτυξης της αγοράς φυσικού αερίου μέσω της αύξησης της ζήτησης φυσικού αερίου για την ηλεκτροπαραγωγή⁸². Ωστόσο, ο μακροπρόθεσμος σχεδιασμός της αγοράς με έμφαση στη διείσδυση των ΑΠΕ, ιδιαίτερα υπό το ταραχώδες κλίμα που διαμορφώθηκε μετά την σύρραξη Ρωσίας – Ουκρανίας θέτει στο επίκεντρο την μετατόπιση του μεριδίου του σταδιακά από φορτίο βάσης σε φορτίο αιχμής, λειτουργώντας συμπληρωματικά με τις ΑΠΕ για την ευστάθεια του συστήματος.

3.6 Διάρθρωση και τάσεις στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.6.1 Τάσεις στα βασικά μεγέθη της παραγωγής και της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκεται σε σημείο καμψής στην Ευρώπη με την πορεία προς την ευρωπαϊκή ενεργειακή ολοκλήρωση να προϋποθέτει ένα πιο ανταγωνιστικό και οικονομικά αποδοτικότερο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με έμφαση στην ασφάλεια εφοδιασμού, στη διασυνοριακή μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, στην διείσδυση των ΑΠΕ και των τεχνολογιών ενεργειακής απόδοσης. Παράλληλα, οι παραπάνω προϋποθέσεις αποτελούν βασικές συνιστώσες της επίτευξης του φιλόδοξου στόχου της κλιματικής ουδετερότητας ως το 2050, καθιστώντας τη μετεξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής σε έναν πιο πράσινο κλάδο απαραίτητη.

Η Ελλάδα ως κράτος-μέλος συμμορφώνεται με τις ευρωπαϊκές κατευθυντήριες γραμμές και τα τελευταία χρόνια σημείωσε σημαντική πρόοδο στην προσπάθεια μετασχηματισμού του ενεργειακού της μείγματος και αναδιάρθρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Βήματα προόδου επίσης έχουν επιτελεσθεί στην ένταση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον κλάδο της ενέργειας και δη της ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηριστικά, παρατηρείται σημαντική κάμψη στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανάμεσα στα έτη 2007 με 2020 -από 99 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2007 περιορίστηκαν σε 49 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου κατά το 2020 (IEA, 2023).

Ο περιορισμός των ρύπων αρχικά οφειλόταν στην επιβράδυνση της οικονομικής δραστηριότητας λόγω της κρίσης χρέους και της επακόλουθης ύφεσης. Σταδιακά η συμμετοχή του κλάδου ηλεκτροπαραγωγής ως υψηλής έντασης ενέργειας στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) και το ολοένα και αυξανόμενο κόστος των δικαιωμάτων ρύπων συνέβαλαν από κοινού με τη σταδιακή διακοπή των λιγνιτικών μονάδων στη

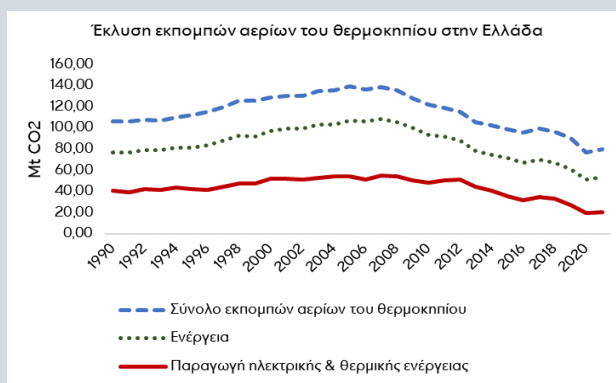
⁸² Global Gas Report 2019. Snam, IGU, BCG. https://www.desfa.gr/userfiles/brochurepdf/GGR%202019_vF.pdf

μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου. Τα δικαιώματα εκπομπών βρίσκονταν ήδη από το 2019 σε ανοδική τροχιά κοστίζοντας 28 €/τόνο.

Στην Ελλάδα οι ετήσιες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από την κλάδο της ενέργειας μειώθηκαν κατά 9,6 εκ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (million tons of CO₂ equivalent), μεταβολή της τάξεως του -15,67% ανάμεσα στα έτη 2019 και 2020 (Διάγραμμα 3.44). Η έκλυση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά το 2020 άγγιξε το κατώτερο επίπεδο ανάμεσα στα εξεταζόμενα έτη με 76,80 εκ. τόνους CO₂ ισοδύναμου, λόγω της πανδημίας. Παρόμοια, πτωτική τάση παρατηρείται στον κλάδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέεται με τη μειωμένη ζήτηση ενέργειας -οι ρύποι υποχώρησαν κατά -27% το 2020 (από 27,32 εκ. τόνους CO₂ ισοδύναμου το 2019 στους 20 εκ. τόνους CO₂ ισοδύναμου το 2020), ενώ η σταδιακή επιστροφή στις οικονομικές δραστηριότητες επέφερε μόνο μια ήπια αύξηση (+1%) κατά το 2021.

Η σταδιακή μείωση της συμμετοχής του λιγνίτη στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας από 40% στο 14%, όπως απεικονίζεται και στο Διάγραμμα 3.45 (IEA, 2023) και η άνοδος του κόστους των δικαιωμάτων εκπομπών, συνέβαλαν δραστικά στην πτώση των αερίων του θερμοκηπίου.

Διάγραμμα 3.44

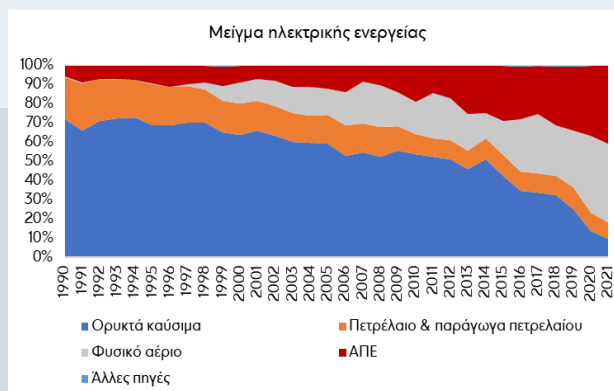


Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Ο σταθερός ρυθμός υποχώρησης των ορυκτών καυσίμων στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας και κυρίως του λιγνίτη σχετίζεται επίσης με την εφαρμογή του Target Model (παρουσιάζεται αναλυτικά στην υποενότητα 3.6.3 και συνοπτικά στην υποενότητα 2.3.1) και των διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής οι οποίες αφορούν στον πυλώνα (βλ. υποενότητα 4.1).

Εστιάζοντας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και το μείγμα των πρώτων υλών σε αυτή, η σημασία του πετρελαίου παρουσιάζει σταδιακά σημάδια υποχώρησης με αφετηρία το 2007. Η συμβολή των πετρελαϊκών προϊόντων στο ενεργειακό μείγμα είναι ιδιαίτερα υψηλή λόγω της χρήσης τους ως πρωταρχικών καυσίμων θέρμανσης αλλά και της συμμετοχής του πετρελαίου σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής περιοχών ανά την επικράτεια, οι οποίες δεν ανήκαν στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Από την αρχή της δεκαετίας του 2010 έως το 2020 κυμαίνεται κοντά στο 10% των χρησιμοποιούμενων πρώτων υλών, καταλήγοντας στο 8,5% το 2021 (Διάγραμμα 3.45). Η μείωση της συνεισφοράς του τα τελευταία έτη οφείλεται, κυρίως στην εκκίνηση της διασύνδεσης Μν Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) της περιφέρειας των Κυκλάδων και στη «μικρή διασύνδεση» Κρήτης-Πελοποννήσου το 2021 με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), καθώς μέχρι πρότινος στα ΜΔΝ το πετρέλαιο αποτελούσε το βασικό καύσιμο σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

Διάγραμμα 3.45



Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research, Eurobank Research

Αντιθέτως, η ένταξη του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας από το 1996 σηματοδοτεί τη σταδιακή αλλαγή της σύστασής του, αφού το φυσικό αέριο επελέγη ως καύσιμο βάσης, λόγω της έκλυσης χαμηλότερων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τη διαδικασία της ηλεκτροπαραγωγής. Η συνεισφορά του φυσικού αερίου αυξάνεται σταθερά από τη δεκαετία το 1990 έως σήμερα παρουσιάζοντας ελαφριές διακυμάνσεις. Από το 2017 ενδυναμώνεται ο ρόλος του (17,2%) φθάνοντας στο 25,3% κατά το 2021 (Διάγραμμα 3.45).

Το μερίδιο των στερεών καυσίμων, στα οποία κατατάσσεται ο λιγνίτης, ο οποίος αποτελούσε το καύσιμο βάσης στο παρελθόν, καθώς υποκαθίσταται από το φυσικό αέριο, στο πλαίσιο της προσπάθειας απολιγνιτοποίησης της χώρας, αλλά και προκειμένου να είναι συνεπής με τις μετέπειτα δεσμεύσεις της για τους στόχους του 2030 σχετικά με τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την αύξηση του ποσοστού των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ενεργειακής απόδοσης. Το πρώτο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), περιλάμβανε ένα εκτενές σχέδιο για τη διακοπή λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων. Το ΕΣΕΚ αποτελεί τον οδικό χάρτη για την απολιγνιτοποίηση της χώρας⁸³), προβλέποντας την απόσυρση αρκετών μονάδων έως το 2023 και την πλήρη ολοκλήρωση της διαδικασίας απόσυρσης έως το 2028 όπως αναφέρεται και στον Εθνικό Κλιματικό Νόμο⁸⁴. Υπό αυτό το πλαίσιο στόχων και πολιτικών, το μερίδιο των στερεών καυσίμων στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φθίνει συνεχώς από το 1990, όταν βρισκόταν στο 71,90%, με δύο απότομες πτώσεις να μεσολαμβάνουν πρόσφατα, το 2015-2016 και το 2019-2021, με αποτέλεσμα να διαμορφωθεί κατά το 2021 στο 9,7%. Έτσι, την τελευταία τριετία οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και το φυσικό αέριο υποκαθιστούν σε μεγαλύτερο βαθμό τον λιγνίτη (Διάγραμμα 3.45).

Ωστόσο, το 2021 η μείωση του μεριδίου του λιγνίτη επιβραδύνθηκε σε σχέση με τα προηγούμενα έτη, λόγω των υψηλών τιμών φυσικού αερίου και της προσπάθειας να διασφαλιστεί η ενεργειακή επάρκεια της χώρας εν μέσω της τρέχουσας ενεργειακής κρίσης που είχε ως συνέπεια την παράταση της λειτουργίας ορισμένων λιγνιτικών σταθμών έως το 2025 με απόφαση⁸⁵ του αρμόδιου υπουργείου τον Δεκέμβριο του 2022. Επιπλέον, πρόσφατα τέθηκε σε λειτουργία η σύγχρονη μονάδα Πτολεμαΐδα V, η οποία θα διατηρηθεί υπό το καθεστώς στρατηγικής εφεδρείας για την ενίσχυση της ασφάλειας του συστήματος, με αντικατάσταση της χρήσης λιγνίτη από άλλο καύσιμο το 2028. Συνεπώς, βραχυπρόθεσμα οι ανατιμήσεις του φυσικού αερίου και η εισβολή της

⁸³ ΚΥΣΟΙΠ/4/31.12.2019, ΦΕΚ 4893/Β'/31.12.2019

⁸⁴ https://www.hellenicparliament.gr/Nomothetiko-Ergo/Anazitisi-Nomothetikou-Ergou?law_id=0b7f36df-2e5b-4d4b-b5f3-ae9900a07542

⁸⁵ ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/124145/7794/27-12-2021

Ρωσίας στην Ουκρανία ενδέχεται να οδηγήσουν σε προσωρινή αύξηση της συμμετοχής του λιγνίτη στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς είναι εγχωρίως παραγόμενη και φθηνή πρώτη ύλη.

Σημαντική είναι η ενδυνάμωση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οφείλεται στα μέτρα στήριξης με τη μορφή επιδοτήσεων από το 2010 έως το 2020. Οι επιδοτήσεις παρέχονταν σε πρώτη φάση μέσω συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης με σταθερή εγγυημένη τιμή (fixed tariffs) και μέσω συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης με διαφορική προσαύξηση τιμών από το 2016 (Νόμος 4414/2016). Η έναρξη ανταγωνιστικών διαδικασιών με τη μορφή πλειστηριασμών πιλοτικά το 2016, που πλέον έχουν μονιμοποιηθεί, σε συνδυασμό με τον επανασχεδιασμό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας βάσει του ευρωπαϊκού Target Model (παρουσιάζεται αναλυτικά στην υποενότητα 3.6.3) και τη συμμετοχή των ΑΠΕ στις αγορές του Χρηματιστηρίου Ενέργειας έδωσαν νέα πνοή στον κλάδο των ΑΠΕ και το έναυσμα για την ανάπτυξη έργων μεγάλης κλίμακας. (Κεφάλαιο 3.7). Το συνεχώς αυξανόμενο κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων -ιδιαίτερα από τα τέλη του 2020, όταν η τιμή ξεπέρασε τα €30/t CO₂ φτάνοντας στο ιστορικό υψηλό των €105/t CO₂ τον Μάρτιο του 2023- καθιστά τις ΑΠΕ πιο ελκυστικές έναντι των συμβατικών πηγών ενέργειας (IEA, 2023). Οι νέες αυτές συνθήκες που ευνοούν τις ΑΠΕ αποτυπώνονται και στην απότομη αύξηση του μεριδίου τους το 2020 στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όταν η πτώση των εισαγωγών ενέργειας, από κοινού με τη μείωση της ζήτησης οδήγησε στην κάλυψη σημαντικού ποσοστού της εγχώριας κατανάλωσης από τις ΑΠΕ στο 40,6% (Διάγραμμα 3.45).

Διάγραμμα 3.46



Πηγή: EU energy statistical pocketbook and country datasheets, Eurobank Research

Η σύσταση του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται να επιδρά και στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Από το 1990 έως το 2008 αυξάνεται με σχεδόν σταθερό ρυθμό, ενώ από το 2009 έως το 2021 μειώθηκε κατά 10,8%. Από το ξεκίνημα της κρίσης δημοσίου χρέους η εγχώρια παραγωγή παρουσίαζε διακυμάνσεις, με την παραγωγή το 2010 να περιορίζεται στις 57,40 TWh. Η βελτίωση στην παραγωγή ανάμεσα στο 2012 και 2013 ανακόπηκε την αμέσως επόμενη χρονιά με την εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή να κυμαίνεται στις 50,48 TWh, ενώ το 2015 η πτώση επιταχύνθηκε, τάση η οποία ανακόπηκε την επόμενη διετία. Στην πρόσφατη περίοδο, το 2020 η παραγωγή έφτασε στο χαμηλότερο επίπεδο της τελευταίας εικοσαετίας αντικατοπτρίζοντας τις συνέπειες της πανδημίας στην οικονομική δραστηριότητα και τη ζήτηση, η οποία αποτυπώθηκε και στην προσφορά ενέργειας. Ανέκαμψε το 2021 με την σταδιακή άρση των μέτρων για την προστασία της δημόσιας υγείας, καταγράφοντας αύξηση της τάξεως 13% με την εγχώρια παραγωγή να φτάνει στις 54,72 TWh.

Παρά την πρόοδο ως προς τη διαφοροποίηση των πηγών στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής και την αύξηση των ΑΠΕ, η εγχώρια παραγωγή εξακολουθεί να βασίζεται σε εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για την αντιμετώπιση ανισορροπιών ανάμεσα στην προσφορά και στη ζήτηση και την εξασφάλιση της απρόσκοπτης παροχής ενέργειας, όπως έχει ήδη αναφερθεί παραπάνω.

Οι εισαγωγές παραμένουν νευραλγικές για την σταθερότητα του ηλεκτρικού Συστήματος της χώρας, ειδικά κατά τις ώρες αιχμής φορτίου, λόγω και της αυξανόμενης συμμετοχής των μεταβλητών ΑΠΕ. Συνεπώς, η εξισορρόπηση του Συστήματος με έμφαση στην αποφυγή της συμφόρησης και των απρόσμενων διακοπών ευνοεί τις εισαγωγές, αλλά και τις εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας. Η εφαρμογή του Target Model και η σύζευξη με άλλες αγορές χονδρικής της Ευρώπης οδήγησε σε σημαντική άνοδο των εξαγωγών (+303%) κατά τον πρώτο χρόνο της λειτουργίας του το 2021 (Διάγραμμα 3.47).

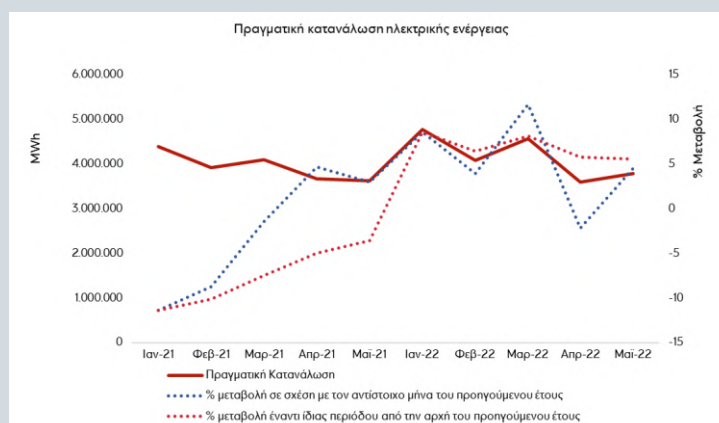
Διάγραμμα 3.47



Πηγή: EU Energy statistical country datasets, Eurobank Research

Από την άλλη πλευρά, στην πρόσφατη περίοδο, οι καθαρές εισαγωγές έφθιναν στο πρώτο έτος της πανδημίας και περαιτέρω, απότομα μεταξύ 2020 και 2021 (-58% ετήσια μεταβολή). Επομένως, η τάση στην υποχώρηση των εισαγωγών που παρατηρείται λόγω της πανδημίας το 2020, συνεχίζεται με υψηλότερο ρυθμό την επόμενη χρονιά.

Διάγραμμα 3.48



Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ, Eurobank Research

Η πρόσφατη πτωτική τάση στις εισαγωγές ηλεκτρισμού συνδέεται με τις διακυμάνσεις στην κατανάλωση που παρατηρούνται μεταξύ 2021 και 2022 από την επανάκαμψη της οικονομικής δραστηριότητας και την επακόλουθη ενεργειακή κρίση. Κατά τον Ιανουάριο και τον Φεβρουάριο του 2021 η κατανάλωση μειώνεται συγκριτικά με τους ίδιους μήνες του προηγούμενου έτους (-11,35% μεταβολή ανάμεσα στον Ιανουάριο του 2021 και του 2022 και -8,75% διαφορά ανάμεσα στον Φεβρουάριο του 2021 και τον Φεβρουάριο του 2022). Παρομοίως, το 2022 η μεταβλητότητα στην τάση της κατανάλωσης σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά συνεχίστηκε (Διάγραμμα 3.48).

3.6.2 Από την απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στη λειτουργία του Target Model

Η αναδιάρθρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ξεκίνησε το 2001, με την εκκίνηση των μεταρρυθμίσεων σε αυτή. Μέχρι τότε η αγορά ήταν μονοπωλιακή με μια πλήρως καθετοποιημένη, δημόσια επιχείρηση που κατείχε αποκλειστικά δικαιώματα για όλες τις σχετιζόμενες με την ηλεκτρική ενέργεια δραστηριότητες. Ο νόμος 2773/1999⁸⁶ σε συμφωνία με τις διατάξεις της Οδηγίας 96/92/EE⁸⁷ έγινε η αφετηρία την απελευθέρωση της αγοράς. Η Οδηγία 96/92/EE προέβλεπε το διαχωρισμό του κλάδου ηλεκτρισμού σε δύο διακριτές δραστηριότητες με τη διαχείριση του δικτύου να παραμένει σε μονοπωλιακό καθεστώς, ενώ οι κανόνες της ελεύθερης αγοράς θα ίσχυαν για την παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (Ιλιάδου, 2009).

Ο παραπάνω νόμος αναθεωρήθηκε λίγα χρόνια αργότερα προκειμένου να εναρμονιστεί με την Οδηγία 2003/54/EE, αλλά και για να παράσχει κίνητρα για τη συμμετοχή επενδυτών και την ενίσχυση του ανταγωνισμού. Ο πλήρης διαχωρισμός της αγοράς ολοκληρώθηκε στο πλαίσιο των διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής (παρουσιάζονται αναλυτικά στην ενότητα 4.1 της μελέτης) και των νομοθετημάτων του Τρίτου Ενεργειακού Πακέτου⁸⁸ (Third Energy Package, 2009) που περιλάμβανε τον ευρωπαϊκό κανονισμό λειτουργίας των δικτύων, (Regulation (EC) No 714/2009⁸⁹).

Κατά την πρώτη φάση αναδιάρθρωσης της αγοράς, το 2001 ελάχιστη πρόοδος σημειώθηκε· η ΔΕΗ εξακολούθησε να κατέχει δεσπόζουσα θέση τόσο στην παραγωγή όσο και στη διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς το 98% των καταναλωτών την είχε διατηρήσει ως πάροχο, ενώ αυτή παρέμεινε ουσιαστικά κάτω από τον έλεγχο του κράτους. Η είσοδος νέων «παικτών» στην αγορά ήταν περιορισμένη με την είσοδο δύο μόνο νέων παραγωγών ηλεκτρισμού με μικρή εγκατεστημένη ισχύ. Η ΔΕΗ ως ο μοναδικός μεγάλος παίκτης μπορούσε να διαμορφώνει τις τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας κάτι που ερχόταν σε αντίθεση με τις αρχές του ανταγωνισμού, την προστασία των καταναλωτών και την αποφυγή της κατάχρησης δεσπόζουσας θέσης.

Σημαντική υστέρηση παρατηρήθηκε και στην εφαρμογή της πολιτικής της ανεξαρτησίας του διαχειριστή μεταφοράς μέσω του πλήρους διαχωρισμού των συστημάτων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (unbundling), και της πρόσβαση τρίτων σε αυτά (third party access). Ουσιαστικά, ο διαχωρισμός μεταξύ των

⁸⁶ <https://www.rae.gr/%CE%BC%CE%B7%CE%BA%CE%B1%CF%84%CE%B7%CE%B3%CE%BF%CF%81%CE%B9%CE%BF%CF%80%CE%BF%CE%B9%CE%B7%CE%BC%CE%AD%CE%BD%CE%BF/1416/>

⁸⁷ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b9d99092-0a5f-4513-8073-74109730b1ad/language-el/format-PDF/A1B>

⁸⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_11_125

⁸⁹ <https://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>

δικτύων μεταφοράς και διανομής έλαβε χώρα με τη σύσταση του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) το 2011, όμως η ΔΕΗ παρέμεινε ο αποκλειστικός επωφελούμενος τόσο του συστήματος μεταφοράς όσο και του συστήματος Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Όσον αφορά στην ανταγωνιστική λειτουργία της χονδρικής αγοράς ο νόμος 3175/2003 έθεσε τις βάσεις για την εγκαθίδρυση μιας ανταγωνιστικής χονδρεμπορικής αγοράς επόμενης ημέρας -του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού- στη βάση του μοντέλου Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας (Mandatory Pool) που τέθηκε σε εφαρμογή το 2005, με τον ΛΑΓΗΕ να αναλαμβάνει τον ρόλο του διαχειριστή της αγοράς.

Η προσπάθεια εξορθολογισμού της αγοράς και του κόστους των τιμών ενέργειας ξεκίνησε με την υιοθέτηση του Τρίτου Ενεργειακού Πακέτου (Third Energy Package) το 2009 που προέβλεπε τη σύσταση και λειτουργία των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας βάσει του Μοντέλου Στόχου (Target Model), το οποίο παρουσιάζεται στη συνέχεια αυτής της ενότητας, για τη δημιουργία της Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρισμού.

Το 1^ο Πρόγραμμα Οικονομικής Προσαρμογής περιλάμβανε μέτρα για την ενδυνάμωση του ρόλου της Ανεξάρτητης Αρχής Ενέργειας και εισήγαγε το καθεστώς εγγυημένων τιμών (fixed tariffs) για τους παραγωγούς ΑΠΕ. Ιδιαίτερο βάρος δόθηκε στον εξορθολογισμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου αντίστοιχα (Ioannides, 2022). Ακόμα, επιχειρήσε να περιορίσει το μερίδιο της δημόσιας επιχείρησης ηλεκτρισμού θέτοντας επί τάπητος το ζήτημα της ιδιωτικοποίησης τμήματος της ΔΕΗ και προέβλεπε τη σύσταση ξεχωριστών φορέων για την μεταφορά και τη διανομή ενέργειας, δηλαδή τη δημιουργία του ΑΔΜΗΕ και ΔΕ-ΔΔΗΕ αντίστοιχα.

Το 2^ο Μνημόνιο σε ό,τι αφορά την αγορά ηλεκτρισμού στόχευε στην ολοκλήρωση των μεταρρυθμίσεων του 1^{ου} Μνημονίου. Παράλληλα έδινε έμφαση στην πρόσβαση τρίτων (third party access) στους πόρους που κατείχε η ΔΕΗ καθώς ήλεγχε τις πηγές του βασικού φορτίου -λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή- και στον πλήρη διαχωρισμό των δραστηριοτήτων στην αγορά ηλεκτρισμού με την είσοδο επενδυτών στον ΑΔΜΗΕ. Προκειμένου να καταστεί εφικτή η πρόσβαση τρίτων προτάθηκε από την ελληνική πλευρά η σύσταση της Μικρής ΔΕΗ που θα κατείχε το 30% της δυναμικότητας παραγωγής. Επιπλέον, προβλεπόταν η είσοδος στρατηγικού επενδυτή στη ΔΕΗ μέσω της πώλησης του 17% των μετοχών της, ενώ καταργήθηκαν οι ρυθμισμένες τιμές. Ενώ η ελληνική πλευρά κινούταν προς την κατεύθυνση των μεταρρυθμίσεων και των στόχων του Target Model σύμφωνα με την 4^η αξιολόγηση του 2^{ου} προγράμματος το 2014, σημειώθηκαν καθυστερήσεις ως την πώληση του ΑΔΜΗΕ παρά το ενδιαφέρον διεθνών επενδυτών.

Μια σημαντική μεταρρύθμιση που σημειώθηκε επίσης με το 3^ο Μνημόνιο σχετιζόμενη με την εξυγίανση της ΔΕΗ ήταν η υιοθέτηση των δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας, NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) για την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ με τη θέσπιση του Ν.4339/2016. Το καθεστώς των NOME ίσχυε ήδη από τον Σεπτέμβριο του 2009 ως μέρος του 3^{ου} Ενεργειακού Πακέτου για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτού του τύπου δημοπρασιών επιβλήθηκε η υποχρέωση πώλησης ορισμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας σε ενδιαφερόμενους προμηθευτές για ορισμένο χρονικό διάστημα.

Μέσω των δημοπρασιών NOME υπαγορευόταν στη ΔΕΗ να πουλάει σε ανταγωνίστριες εταιρείες συγκεκριμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας -προερχόμενη από λιγνιτικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής- σε τιμή κοντά στο κόστος παραγωγής, ώστε να επέλθει ανακατανομή μεριδίων στη λιανική αγορά ηλεκτρικής

ενέργειας με τη σταδιακή μείωση των μεριδίων της από το 90% στο 50% μέχρι το 2020 (Ν. 4339/2016). Οι δημοπρασίες NOME καταργήθηκαν με Πράξη Νομοθετικού Περιεχομένου το 2019, ενώ οι ζημιές που προκλήθηκαν από την εφαρμογή του μέτρου πλησίασαν τα €600 εκατ. βάσει των εκτιμήσεων του ΥΠΕΝ⁹⁰.

Κατά το 3^ο Πρόγραμμα Οικονομικής Προσαρμογής εντάθηκαν οι προσπάθειες συμμόρφωσης με το ευρωπαϊκό πρότυπο της ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγχώρια αγορά πέρασε σε μια νέα φάση επανασχεδιασμού με την ίδρυση του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας και γνώμονα τη διασύνδεση των αγορών και τη σύγκλιση τιμών των περιφερειών.

Συνοψίζοντας, η ενσωμάτωση και εφαρμογή των ευρωπαϊκών νομοθετημάτων καθώς και οι μεταρρυθμίσεις των Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής έπαιξαν καθοριστικό ρόλο στην απελευθέρωση της εγχώριας μονοπωλιακής αγοράς ηλεκτρισμού.

3.6.3 Η εφαρμογή του Target Model & οι επικείμενες μεταρρυθμίσεις

Προκειμένου να εναρμονιστεί η εγχώρια αγορά με την ενωσιακή νομοθεσία στο θέμα των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας ψηφίστηκε ο νόμος 4425/2016⁹¹ που προβλέπει τη δημιουργία τεσσάρων επιμέρους αγορών κατά τα πρότυπα του Target Model για την ολοκληρωμένη ευρωπαϊκή αγορά.

Τελικά, με τον νόμο 4512/2018⁹² που περιλαμβάνει τροποποιήσεις του ν. 4425/2016, η χονδρική αγορά διαχωρίστηκε σε τέσσερις διαφορετικές με διακριτή λειτουργία η καθεμία:

- Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά (Forward Market),
- Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market-DAM),
- Ημερήσια Αγορά (IntraDay Market-IDM) και
- Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market).

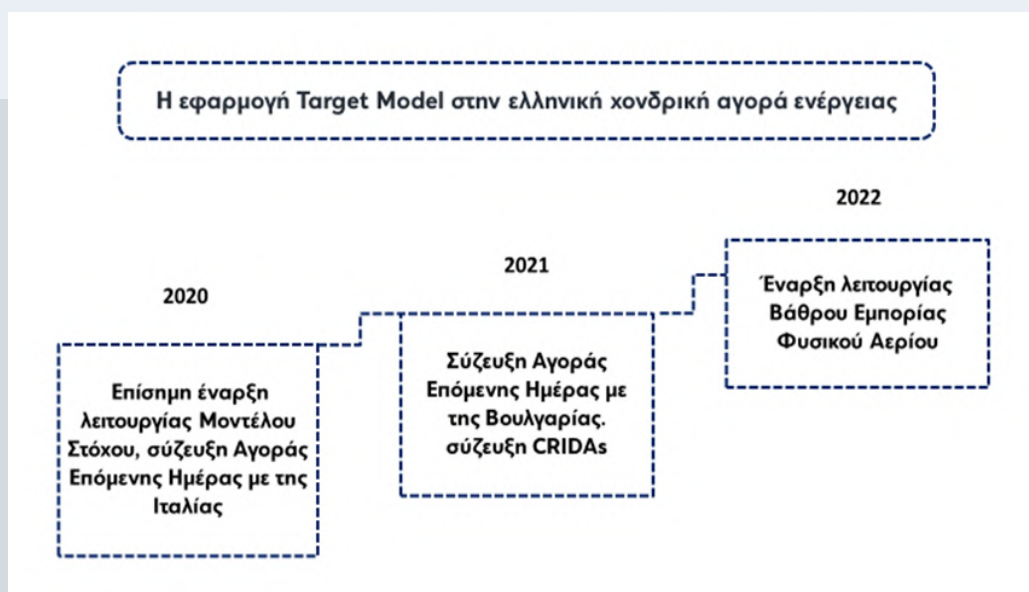
Λειτουργός της Αγοράς ορίστηκε το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας που βρίσκεται σε πλήρη λειτουργία από τον Νοέμβριο του 2020 και είναι υπεύθυνο τόσο για την ομαλή λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου όπως αναδείχθηκε στην προηγούμενη υποενότητα, όσο και για την αντίστοιχη της ηλεκτρικής ενέργειας. Ως Ορισθείς Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE) κατέστη ο διάδοχος φορέας του ΛΑΓΗΕ. Το EXE είναι επιφορτισμένο με τη λειτουργία των τριών εκ των τεσσάρων χονδρικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας-της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, της Ενδοημερήσιας Αγοράς, ενώ διαχειρίζεται και την Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά, την αγορά προθεσμιακών προϊόντων- και είναι υπεύθυνο για τη σύζευξη των παραπάνω αγορών. Για την λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης είναι υπεύθυνος ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

⁹⁰ <https://ypen.gov.gr/pnp-katargisi-nome/>

⁹¹ ΦΕΚ Α'185//30.09.2016

⁹² ΦΕΚ Α 5/17.01.2018

Διάγραμμα 3.49. Λειτουργία της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας



Πηγή: PAE, EXE, HAEE, Eurobank Research

Στην Αγορά Επόμενης Ημέρας διεξάγονται συναλλαγές αγοράς και πώλησης με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα, ενώ οι δημοπρασίες διενεργούνται μια ημέρα νωρίτερα. Επιπλέον δηλώνονται όλες οι συναλλαγές ενεργειακών χρηματοοικονομικών προϊόντων που έλαβαν χώρα στην Προθεσμιακή Αγορά του EXE ή αποκτήθηκαν μέσω της σύναψης διμερών συμβολαίων «Over-The-Counter» (OTC).

Οι παραγωγοί υποχρεούνται να συμμετάσχουν στην Αγορά Επόμενης Ημέρας υποβάλλοντας τις προσφορές πώλησης της διαθέσιμης παραγόμενης ισχύος τους που μπορεί να διαχυθεί στο Σύστημα και που δεν έχει εκχωρηθεί μέσω συναλλαγών χρηματοοικονομικών προϊόντων ενέργειας ή συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης και OTC με υποχρέωση φυσικής παράδοσης⁹³ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2022). Η συμμετοχή για όλους τους άλλους δρώντες παραμένει προαιρετική.

Καθώς η Αγορά Επόμενης Ημέρας είναι μια αγορά πραγματικού χρόνου, η ισορροπία ανάμεσα στην προσφορά και ζήτηση είναι απαραίτητη, δηλαδή η προσδοκώμενη παραγωγή πρέπει να ισούται με την προβλεπόμενη ζήτηση συνυπολογίζοντας τις καθαρές εισαγωγές ή εξαγωγές από άλλες ζώνες αγοράς. Ακόμα, στην Αγορά Επόμενης Ημέρας δηλώνονται οι ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από διμερή συμβόλαια ή την Προθεσμιακή Αγορά του EXE και έχουν υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα. Παράλληλα, η Σύζευξη (market coupling) των Ευρωπαϊκών Αγορών Επόμενης Ημέρας επιτρέπει την έμμεση κατανομή της ικανότητας μεταφοράς στις διασυνδέσεις (implicit allocation⁹⁴), δηλαδή τη μεταφορά ενέργειας ανάμεσα στις διαφορετικές ζώνες (bidding zones) μέσω των διασυνδέσεων των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με τις ανάγκες που προκύπτουν με στόχο την ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της αγοράς⁹⁵.

⁹³ <https://www.rae.gr/agora-epomenis-imeras/>

⁹⁴ Για περισσότερες πληροφορίες σε σχέση με τα είδη κατανομής (άμεση-έμμεση) της ικανότητας μεταφοράς βλέπε: Olga Gore and Evgenia Vanadzina and Satu Viljainen, 2016. Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market. Utilities Policy. V. 38, p. 52-61.

Η Ενδοημερήσια Αγορά αφορά σε διαπραγματεύσεις προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την ίδια ημέρα, αφότου λήξει η προθεσμία υποβολής εντολών συναλλαγών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας 2022). Σε αντιδιαστολή με την Αγορά Επόμενης Ημέρας, η συμμετοχή στην Ενδοημερήσια είναι προαιρετική, ωστόσο παραμένει ένα ισχυρό διορθωτικό εργαλείο για την αντιμετώπιση αποκλίσεων της προσφερόμενης ποσότητας εξαιτίας της διακοπής λειτουργίας κάποιων μονάδας ή απρόβλεπτων καιρικών συνθηκών που μεταβάλουν την παραγωγή των ΑΠΕ ή και αλλαγής στη ζήτηση. Συμπερασματικά, συμβάλλει στην αντιστάθμιση ενδεχόμενων αποκλίσεων ανάμεσα στις δηλωθείσες ποσότητες στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την πραγματική προσφορά και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συναλλαγές με υποχρέωση φυσικής παράδοσης πραγματοποιούνται μετά το κλείσιμο της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, ενώ οι δημοπρασίες φυσικής παράδοσης πραγματοποιούνται την ημέρα D (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας 2022).

Η τρίτη αγορά που λειτουργεί υπό την επίβλεψη του EXE είναι η Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά που συστάθηκε κατόπιν έγκρισης της Ελληνικής Επιτροπής Κεφαλαιαγοράς, το 2020. Πρόκειται για αγορά παραγώγων (Forward Market) η εκκαθάριση της οποίας γίνεται από την ATHEXClear που έχει το ρόλο του Κεντρικού Αντισυμβαλλόμενου και είναι μία από τις εταιρείες του Ομίλου Ελληνικών Χρηματιστηρίων.

Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης μπορεί να είναι διμερείς συμβάσεις *‘Over The Counter’* ή να διαπραγματεύονται μέσω Χρηματιστηριακών Αγορών θέτοντας ένα συγκεκριμένο πλαίσιο για το χρόνο παράδοσης, την ποσότητα ενέργειας και την συμφωνημένη τιμή ανταλλαγής για κάποια στιγμή στο μέλλον. Τα Futures είναι συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης που επιτρέπουν περαιτέρω διαπραγμάτευση για την ανταλλαγή ισχύος, σε αντίθεση με τα Forwards που συνήθως δεν επιτρέπουν περαιτέρω διαπραγμάτευση (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας 2022). Τα προθεσμιακά προϊόντα-παράγωγα είναι πολύ σημαντικά οικονομικά εργαλεία καθώς επιτρέπουν στους συμμετέχοντες στην αγορά (παραγωγούς – προμηθευτές – εμπόρους - ΦΟΣΕ) να θωρακιστούν απέναντι στις σημαντικές διακυμάνσεις των τιμών μειώνοντας την έκθεση των συμβαλλόμενων μερών σε ενδεχόμενους οικονομικούς κινδύνους. Παράλληλα, επιτρέπουν την πρόσβαση σε νέες αγορές και το σχεδιασμό μακροπρόθεσμων στρατηγικών που αναδεικνύονται ολοένα και περισσότερο ζωτικής σημασίας, όπως οι υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης με επίδραση στις μελλοντικές προσδοκίες για τις τιμές.

Στην Αγορά Παραγώγων του EXE προβλέπεται η διαπραγμάτευση Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης με χρηματικό διακανονισμό. Όσα μέλη ή πελάτες μελών συμμετέχουν παράλληλα και στην Αγορά Επόμενης Ημέρας δύνανται προαιρετικά να προχωρήσουν σε φυσικό διακανονισμό των μηνιαίων συμβολαίων. Σύμφωνα με το EXE η αξία των Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης αφορά σε ενεργειακούς δείκτες της αγοράς φυσικής παράδοσης (spot) (Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, Προθεσμιακή Αγορά 2022), ενώ ο υπολογισμός τους προκύπτει από το προφίλ φορτίου βάσης που ορίζει σταθερό ρυθμό παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια όλης της ημέρας από Δευτέρα έως Κυριακή και το προφίλ φορτίου αιχμής, που αναφέρεται σε σταθερό ρυθμό παράδοσης ενέργειας από τις 08:00 έως τις 20:00, από Δευτέρα έως Παρασκευή (Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, Προθεσμιακή Αγορά 2022). Τα συμβόλαια μπορεί να είναι μηνιαία, τριμηνιαία ή ετήσια.

Τέλος, το EXE ως λειτουργός της αγοράς συμμετέχει με το ρόλο του Φορέα Εκκαθάρισης στην Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market) την οποία διαχειρίζεται όπως έχει ήδη αναφερθεί ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Η Αγορά Εξισορρόπησης αποτελεί βασική συνιστώσα του Target

Model καθώς εγγυάται την ασφάλεια του Συστήματος και την εύρυθμη λειτουργία των άλλων αγορών. Συμπερασματικά ο πρωταρχικός στόχος της Αγοράς Εξισορρόπησης είναι η απρόσκοπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της διόρθωσης των ανισορροπιών που προκύπτουν ανάμεσα στην πραγματική παραγωγή και στην πραγματική ζήτηση.

Στην ελληνική Αγορά Εξισορρόπησης εφαρμόζεται το μοντέλο του κεντρικού προγραμματισμού και κατανομής ανά μονάδα (central dispatching model), δηλαδή ο διαχειριστής του Συστήματος βάσει των προσφορών ανά μονάδα παραγωγής επιλέγει τις οικονομικά πιο ανταγωνιστικές με τη χρήση αλγόριθμου βελτιστοποίησης και δίνει τις αντίστοιχες εντολές ενεργοποίησης σε κάθε μονάδα παραγωγής που έχει επιλεγεί για την κάλυψη κάθε επικουρικής υπηρεσίας.

Σε πρώτη φάση πρέπει να διασφαλίζεται η επάρκεια διαθέσιμης ισχύος για υπηρεσίες εξισορρόπησης βάσει των εκτιμήσεων του Διαχειριστή, δηλαδή του ΑΔΜΗΕ. Εν συνεχεία δίνονται οι κατάλληλες εντολές στις οντότητες που προσφέρουν υπηρεσίες εξισορρόπησης. Οι οντότητες που συμμετέχουν στις υπηρεσίες εξισορρόπησης υποβάλλουν τις προσφορές τους ανά μονάδα, ανά ζώνη και ανά σύνορο διασύνδεσης.

Οι κύριοι παίκτες της αγοράς είναι το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, οι παραγωγοί (συμβατικών και ανανεώσιμων μονάδων), ο ΔΑΠΕΕΠ ως Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου (Φο.Σε.Τε.Κ.)⁹⁶, οι προμηθευτές, οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σε.), οι traders, οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης Απόκρισης Ζήτησης που παρέχουν υπηρεσίες Απόκρισης Ζήτησης (DR)⁹⁷.

Η πορεία προς την ολοκλήρωση της ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας αποσκοπεί στην αύξηση της αποδοτικότητας και της διασυνοριακής αλληλεγγύης με γνώμονα τη δημιουργία ενός πιο αποδοτικού και ανταγωνιστικού συστήματος. Αυτό το πλαίσιο στόχων εξυπηρετεί η σύζευξη αγορών και η σύγκλιση τιμών των περιφερειακών αγορών, που αποτελούν δομικά χαρακτηριστικά του Target Model. Με την ολοκλήρωση των αγορών επίσης, θα αμβλυνθούν οι διακυμάνσεις και τα σφάλματα στις προβλέψεις που συνδέονται με τις μεταβλητές ΑΠΕ, ενώ η σύζευξη των αγορών θα επιδράσει θετικά στην ευημερία και στην επάρκεια παραγωγή (Ringler et al., 2017).

Οι ιδιαίτερα υψηλές αυξήσεις στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της ενεργειακής κρίσης πυροδότησαν τη συζήτηση για τον επανασχεδιασμό του Target Model. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει στοχευμένες μεταρρυθμίσεις για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, την προστασία των καταναλωτών από τις εξάρσεις των τιμών των ορυκτών καυσίμων και πιθανές προσπάθειες χειραγώγησης των τιμών και τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας στους βιομηχανικούς κλάδους.

Επιγραμματικά, οι προτάσεις της Επιτροπής έχουν ως επίκεντρο την αναθεώρηση του Κανονισμού και της Οδηγίας Λειτουργίας της Αγοράς Ηλεκτρισμού καθώς και του Κανονισμού REMIT για τη διαφάνεια της αγοράς. Τα μέτρα δίνουν κίνητρα για τη σύναψη μακροχρόνιων συμβολαίων πώλησης-αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PPAs), ενώ εξέχουσα θέση στις προτάσεις κατέχουν οι υπηρεσίες Ζήτησης-Απόκρισης και οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας. Με αυτό τον τρόπο θα μειωθούν τα υπέρογκα κόστη για τους τελικούς καταναλωτές και θα αντικατοπτρίζεται το χαμηλότερο κόστους παραγωγής ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ.

⁹⁶ <https://www.dapeep.gr/fosetek/>

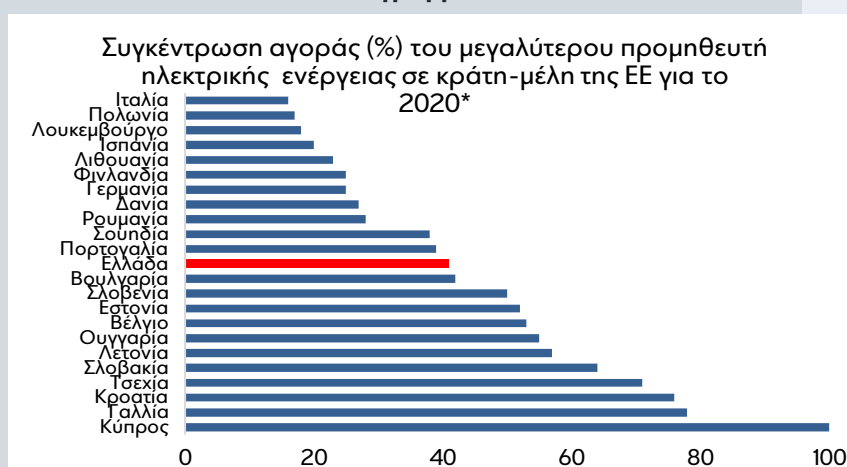
⁹⁷ <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>

Επιπλέον, τα σχήματα Απόκρισης-Ζήτησης που περιλαμβάνονταν ήδη στο Winter Package, αποκτούν ιδιαίτερη σημασία για την εύρυθμη λειτουργία και την σταθερότητα του συστήματος ιδιαίτερα κατά τις ώρες αιχμής. Η συνεισφορά τους θα βοηθήσει επίσης στη μείωση του κόστους για τους τελικούς καταναλωτές μετατοπίζοντας την κατανάλωση από τις ώρες αιχμής και υψηλού κόστους σε ώρες με χαμηλή ζήτηση. Ένα νέο εργαλείο επίσης που προωθείται σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο είναι τα συμβόλαια Contract of Difference (CfDs), η εισαγωγή των οποίων θα εγγυάται μια σταθερή τιμή αποζημίωσης των παραγωγών, ενώ στην περίπτωση απροσδόκπτων κερδών το πλεόνασμα θα επιστρέφεται στους τελικούς καταναλωτές. στις παραπάνω κατευθύνσεις κινούνται και οι μεταρρυθμίσεις που περιλαμβάνονται ΕΣΕΚ δίνοντας βαρύτητα στην χρήση εργαλείων όπως τα PPAs, τα CfDs και οι υπηρεσίες DR (υποενότητα 4.4.1).

Τα παραπάνω μέτρα αποσκοπούν στη βελτίωση των συνθηκών της εσωτερικής αγοράς και στο επίπεδο ολοκλήρωσής της. Σύμφωνα με την τελευταία έκθεση του ACER για το 2021, σημειώθηκε πρόοδος ως προς το βαθμό ολοκλήρωσης και των τριών αγορών (Αγορά Επόμενης Ημέρας, Ημερήσια Αγορά και Αγορά Εξισορρόπησης) με σημαντικότερη ωστόσο εκείνη της αγοράς εξισορρόπησης. Ο βαθμός ολοκλήρωσης αφορά περισσότερο τη δυνατότητα ένταξης έργων μεγάλης κλίμακας ΑΠΕ και στις 3 αγορές και περισσότερο την ένταξή τους στην αγορά εξισορρόπησης όπου η συμμετοχή τους ήταν αρκετά περιορισμένη⁹⁸.

Σε εθνικό επίπεδο παρά την εφαρμογή του ευρωπαϊκού μοντέλου ο βαθμός συγκέντρωσης στη χονδρική αγορά παραμένει υψηλός εμποδίζοντας την είσοδο μικρών και νέων παικτών, ενώ ενδέχεται να δημιουργεί στρεβλώσεις στις τιμές (ACER, 2021). Σε αυτό το φαινόμενο συμβάλλει η ύπαρξη πολύ μεγάλων καθετοποιημένων επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται τόσο στην παραγωγή όσο και στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες δυνητικά μπορούν να διαμορφώσουν συνθήκες καθορισμού των τιμών. Έως το 2020 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού παρέμεινε ο βασικός παίκτης με το μερίδιό της στην δραστηριότητα της παραγωγής το 2020 να αντιστοιχεί στο 45,9% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, παρόμοια στην προμήθεια το μερίδιο ανήλθε στο 46,6% (IEA, 2023). Στην Ελλάδα παρατηρούμε μια σταδιακή πτώση στο μερίδιο αγοράς που αντιστοιχεί στη μεγαλύτερη εταιρεία, τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, λόγω της εισόδου νέων παικτών στην αγορά.

Διάγραμμα 3.50



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

*Σημείωση: Βάσει του μεριδίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

⁹⁸https://acer.europa.eu/Publications/Electricity_MMR_2022-Key_Developments.pdf

Ταυτόχρονα, ο αριθμός των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί, με τα πρόσφατα στοιχεία της ΡΑΕ να δείχνουν 24 ενεργούς προμηθευτές. Αν και το ζήτημα της συγκέντρωσης αγοράς είναι αισθητό στην Ελλάδα, ωστόσο στις αγορές άλλων κρατών-μελών της ΕΕ η δυνατότητα διαμόρφωσης τιμών συναντάται πιο έντονα. στις αγορές της Κύπρου, της Γαλλίας, της Κροατίας, της Τσεχίας, της Σλοβακίας, της Ουγγαρίας (Διάγραμμα 3.50).

3.6.4 Η Αγορά ΑΠΕ

3.6.4.1 Το θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ

Οι Συμβάσεις Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας υπό τη μορφή Σταθερών Εγγυημένων Τιμών (Feed-in-Tariffs) - αρχικά ήταν διαθέσιμες για την πλειονότητα των έργων ΑΠΕ ανεξαρτήτως μεγέθους. Το εν λόγω καθεστώς παρείχε μια σταθερή αποζημίωση (€/MWh) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η επιλεξιμότητα των έργων περιορίστηκε στα μικρής κλίμακας έργα (500MW) ή και σε καινοτόμα projects το 2016 όταν τέθηκε σε ισχύ ο Ν. 4414/2016⁹⁹.

Το νέο θεσμικό πλαίσιο για την στήριξη των ΑΠΕ που τέθηκε με το Ν. 4414/2016¹⁰⁰ σε συμφωνία με τις «Κατευθυντήριες Γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας (2014-2020)» (ΕΕ C200/28.6.2014¹⁰¹), προέβλεπε τη βαθμιαία αποδέσμευσή τους από κάθε μορφή κρατικής ενίσχυσης και την ενσωμάτωσή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με οικονομικά αποδοτικό τρόπο για τους καταναλωτές.

Με τον Νόμο 4414/2016 αντικαταστάθηκε το προηγούμενο καθεστώς με αυτό της σύναψης Συμβάσεων Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης¹⁰² (Feed – in – Premium), δηλαδή με τη συμμετοχή των ΑΠΕ σε διαγωνισμούς, μέσω κατάθεσης ανταγωνιστικών προσφορών, οι οποίες καθορίζουν την τιμή σύμβασης πώλησης. Οι ΑΠΕ επιπλέον της τιμής που λαμβάνουν συμμετέχοντας στην αγορά μπορούν να αποζημιωθούν βάσει της τιμής ενός άνω κατωφλίου, δηλαδή της Τιμής Αναφοράς¹⁰³. Η Τιμή Αναφοράς τίθεται ξεχωριστά ανά κατηγορία ΑΠΕ βάσει μιας εύλογης απόδοσης της επένδυσης λαμβάνοντας υπόψη σε αυτή την παραγωγικότητα (Capacity Factor) και το κόστος κατασκευής και λειτουργίας του έργου. Για τους εν λειτουργία σταθμούς προβλέπεται η δυνατότητα ένταξης στο νέο καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης και συμμετοχής στην χονδρική αγορά.

Για τις ώριμες τεχνολογίες -φωτοβολταϊκά και αιολικά- η Τιμή Αναφοράς από τον Ιανουάριο του 2017 καθορίζεται αποκλειστικά μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών. Λειτουργική στήριξη παρέχεται μόνο στους επιτυχόντες βάσει των πιο ανταγωνιστικών τιμών. Με το νόμο 4414/2016 προβλέπεται η υποχρέωση συμμετοχής των παραγωγών ΑΠΕ που έχουν συνάψει Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ ο νόμος 4643/2019¹⁰⁴ θέτει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο συμμετοχής

⁹⁹ http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/downloads/2016/10/Sxedio_Ypourgikis.pdf

¹⁰⁰ ΦΕΚ Α' 149/09.08.2016

¹⁰¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/HTML/?uri=OJ%3AC%3A2014%3A200%3AFULL>

¹⁰² Η αποζημίωση των παραγωγών για την ηλεκτρική ενέργεια εγχέουν στο Σύστημα γίνεται στη βάση μιας εγγυημένης διαφορικής τιμής, δηλαδή κυμαινόμενης προσαύξησης επί των τιμών της χονδρικής αγοράς (feed in premium).

¹⁰³ <https://www.rae.gr/ape/>

¹⁰⁴ ΦΕΚ Α'193/03.12.2019

των ανανεώσιμων μονάδων στην χονδρική αγορά ηλεκτρισμού. Πιο αναλυτικά, οι ΑΠΕ μπορούν να συμμετέχουν στην αγορά με τέσσερις ξεχωριστούς τρόπους:

- αυτοβούλως,
- μέσω των Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.),
- μέσω της λειτουργίας του Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ) ως Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου (Φο.Σ.Ε.Τε.Κ), ή με το νόμο 4643/2019¹⁰⁵ απευθείας στην αγορά ηλεκτρισμού με την αποζημίωση τους να καθορίζεται από τους μηχανισμούς της αγοράς.

Οι επόμενοι στόχοι για τη λειτουργία των σταθμών ΑΠΕ αφορούν στην πλήρη αποδέσμευση των ώριμων τεχνολογιών (αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών) από οποιαδήποτε μορφή λειτουργικής ενίσχυσης. Για την πλειονότητα ωστόσο των υφιστάμενων μονάδων ισχύει μέχρι στιγμής η συμμετοχή στο ΕΧΕ είτε μέσω του ΔΑΠΕΕΠ ως Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου είτε μέσω Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης που διαπραγματεύονται για λογαριασμό των παραγωγών.

Με σκοπό τη βελτίωση του καθεστώτος στήριξης των ΑΠΕ μέσω των ανταγωνιστικών διαδικασιών, το 2020 διεξήχθησαν 4 διαγωνισμοί από τη ΡΑΕ. Με την εφαρμογή των ανταγωνιστικών διαδικασιών κατά την περίοδο 2018-2020, η ισχύς των νέων έργων ξεπέρασε τον αρχικό στόχο των 2,6GW και παράλληλα, μείωσε τις τιμές προς όφελος των τελικών καταναλωτών (ΡΑΕ, 2021).

Ο νόμος 4685/2020¹⁰⁶ εισήγαγε σημαντικές μεταρρυθμίσεις σχετικά με την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, αντικαθιστώντας τις Άδειες Παραγωγής με τις Βεβαιώσεις Παραγωγού Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το νέο σύστημα τέθηκε σε εφαρμογή από τον Δεκέμβριο του ίδιου έτους και η ΡΑΕ δέχτηκε το μεγαλύτερο αριθμό αιτήσεων έως τότε που ισοδυναμούσε σε έργα συνολικής ισχύος 45,5 GW (Έκθεση Πεπραγμένων 2020, ΡΑΕ, 2020). Συμπερασματικά, η εφαρμογή του καθεστώτος ανταγωνιστικών δημοπρασιών επιτρέπει την ενίσχυση της διαφάνειας των τιμών και αντικατοπτρίζει τις τιμές της αγοράς, ενώ γίνονται ουσιαστικά βήματα για τη μείωση του απαιτούμενου χρόνου για τις αδειοδοτικές διαδικασίες και την απονομή των όρων σύνδεσης στο δίκτυο. Αναφορικά με τη στήριξη των έργων ΑΠΕ, κύρια πηγή επιδοτήσεων με το νέο νόμο παραμένει ο Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ (ΕΛΑΠΕ). Ο λογαριασμός χρηματοδοτείται με έσοδα από: το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ) που αποτελεί χρέωση στους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος των τελικών καταναλωτών, τις δημοπρασίες των δικαιωμάτων εμπορίας ρύπων (βλ. υποενότητα 3.2.1) και από τα υπερβάλλοντα κέρδη των παραγωγών ΑΠΕ που έχουν συνάψει Σύμβαση Λειτουργικής Προσαύξησης (FIP).

Πριν το 2021 περισσότερο από 78% των εσόδων των δικαιωμάτων εμπορίας ρύπων διοχετευόταν στον ΕΛΑΠΕ. Από το 2021 το 75% των εσόδων των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων χρηματοδοτούν απευθείας το Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης, το οποίο παρέχει τις επιδοτήσεις στους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας.

Από τα τέλη του 2021 η άνοδος των τιμών ηλεκτρισμού αύξησε τα έσοδα του ΕΛΑΠΕ από τα υπερβάλλοντα έσοδα των παραγωγών ΑΠΕ που διατηρούν Σύμβαση Λειτουργικής Προσαύξησης. Τα υπερβάλλοντα έσοδα για τον Νοέμβριο και τον Δεκέμβριο του 2021 άγγιξαν τα €936.5 εκατ., ενώ κατά το 2022 μεταφέρθηκαν €1.1 δις από τον ΕΛΑΠΕ στο Ταμείο Ενεργειακής Μετάβασης (IEA, 2023).

¹⁰⁵ https://www.hellenicparliament.gr/Nomothetiko-Ergo/Anazitisi-Nomothetikou-Ergou?law_id=8d13cab2-ec12-49f6-855f-ab060179396f

¹⁰⁶ ΦΕΚ Α'92/07.05.2020

Το 2020 και το 2021 αποτέλεσαν έτη-σταθμούς για το μετασχηματισμό του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, καθώς σημειώθηκε έντονη άνοδος του ρόλου των ανανεώσιμων πηγών για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, ενισχύοντας την ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας (Διάγραμμα 3.52). Η αναμενόμενη περαιτέρω αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στα επόμενα χρόνια, όπως διαφαίνεται από την πρόταση για τη νέα ΕΣΕΚ η οποία κατατέθηκε από το ΥΠΕΝ το 2023, με αύξηση του στόχου διείσδυσής τους το 2030 μεταξύ 79% και 83% στην ηλεκτροπαραγωγή, από 61% στην ΕΣΕΚ (2019), καθώς και για σκοπούς μεταφορών, στο 32% με 36% έναντι 19% στην προηγούμενη ΕΣΕΚ (βλ. αναλυτικά υποενότητα 4.4.1), διαμορφώνει νέες προοπτικές για την ανάπτυξη έργων μεγάλης κλίμακας (utility scale), την προώθηση της αυτοκατανάλωσης με ενεργειακό συμψηφισμό (net metering) τόσο για οικιακούς όσο και βιομηχανικούς καταναλωτές και την ανάδειξη ενός νέου τύπου καταναλωτών με μεγαλύτερη εμπλοκή που θα παράγουν και θα πωλούν ταυτόχρονα ηλεκτρική ενέργεια (prosumers).

Η μεγαλύτερη ένταξη έργων ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, όπως ορισμένα από αυτά τα οποία αναφέρονται στην παρούσα μελέτη (Παράρτημα 2), μπορεί να οδηγήσει σε δραστική αναδιάρθρωση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και ταχύτερη μετάβαση σε ένα σαφώς λιγότερο συγκεντρωτικό και περισσότερο ευέλικτο σύστημα, το οποίο δε θα στηρίζεται σε κεντρικές μονάδες παραγωγής με συμβατικές υποδομές μεταφοράς και διανομής (Κάπρος, 2022), αλλά θα είναι περισσότερο διασυνδεδεμένο και ψηφιοποιημένο αξιοποιώντας τις δυνατότητες της μηχανικής μάθησης (machine learning) και των μεγάλου μεγέθους δεδομένων (big data) μέσω έξυπνων μετρητών και υπηρεσιών ζήτησης-απόκρισης. Το «Σχέδιο Ελλάδα 2.0»¹⁰⁷ και οι στόχοι της ΕΕ για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ ευρείας κλίμακας προκειμένου να επιταχυνθεί η απεξάρτηση από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και η μείωση του ενεργειακού κόστους δίνουν προτεραιότητα στον εξηλεκτρισμό του συστήματος και στην αποκεντρωμένη παραγωγή και αποθήκευση.

3.6.4.2 Παρουσίαση βασικών μεγεθών της εγχώριας αγοράς ΑΠΕ

Η εγχώρια αγορά ΑΠΕ από το 2019 εισήλθε σε μια νέα εποχή άνθησης. Η πορεία προς την εφαρμογή του ευρωπαϊκού Μοντέλου Στόχου και οι σημαντικές αλλαγές που το συνόδευσαν λειτούργησε ευεργετικά για την αγορά προσελκύοντας εγχώριους και ξένους επενδυτές.

Διάγραμμα 3.51



Πηγή: EU Energy statistical country datasets, Eurobank Research

¹⁰⁷ <https://greece20.gov.gr/to-plires-sxedio/>

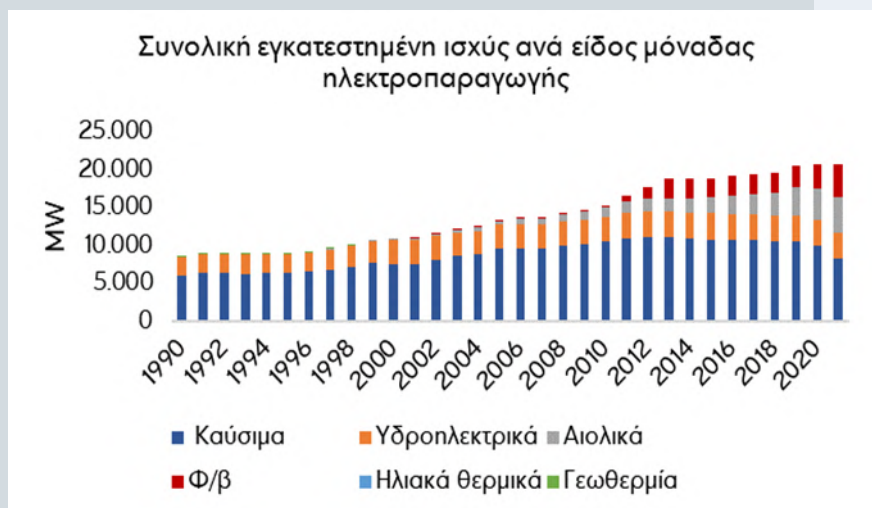
Παρότι τα πρώτα έργα ΑΠΕ στη χώρα εμφανίζονται κατά την περίοδο 1990-2006, η εγχώρια αγορά έως το 2006 βρισκόταν σε πρώιμο στάδιο με τη συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να αντιστοιχεί στις 8,29 TWh (Διάγραμμα 3.51).

Στο αρχικό στάδιο διείσδυσης των ΑΠΕ από το 2006-2013 κρίθηκε αναγκαία η λήψη υποστηρικτικών μέτρων για την επιτυχή ανάπτυξή τους με τη σύναψη Συμβάσεων Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας με Σταθερή Εγγυημένη Τιμή (Feed-in-Tariff). Τα σχήματα στήριξης για τις ΑΠΕ επίδρασαν θετικά στις προσδοκίες διαμορφώνοντας ένα ευνοϊκό και ασφαλές επενδυτικό περιβάλλον που οδήγησε σε αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κατά την αναφερόμενη περίοδο. Ενδεικτικά, η εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε συνολικά στα 2,58 GW για τα φωτοβολταϊκά συστήματα και στα 1,81 GW για τις ανεμογεννήτριες από 491 MW αντίστοιχα (Διάγραμμα 3.52).

Αν και οι αποζημιώσεις που λάμβαναν οι κάτοχοι των σταθμών με τις παραπάνω ήταν ιδιαίτερα ελκυστικές, την ταχεία ανάπτυξη της αγοράς διαδέχθηκε μια περίοδος σχετικής στασιμότητας ως προς τις επενδύσεις στον απόηχο της δημοσιονομικής κρίσης. Κατά τη διάρκεια της περιόδου 2014-2016 η εγκατεστημένη ισχύς των κυρίαρχων τεχνολογιών ΑΠΕ παρέμεινε σταθερή για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς, ενώ παρουσίασε ελαφριά αύξηση για τους αιολικούς (Διάγραμμα 3.52).

Τα πρώτα σημάδια για την σταδιακή νέα ανάκαμψη της αγοράς εμφανίστηκαν το 2016 με την εισαγωγή των ανταγωνιστικών διαδικασιών (Νόμος 4414/2016) και τις προσπάθειες εξορθολογισμού της αγοράς στο πλαίσιο εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου.

Διάγραμμα 3.52



Πηγή: EU Energy statistical country datasets, Eurobank Research

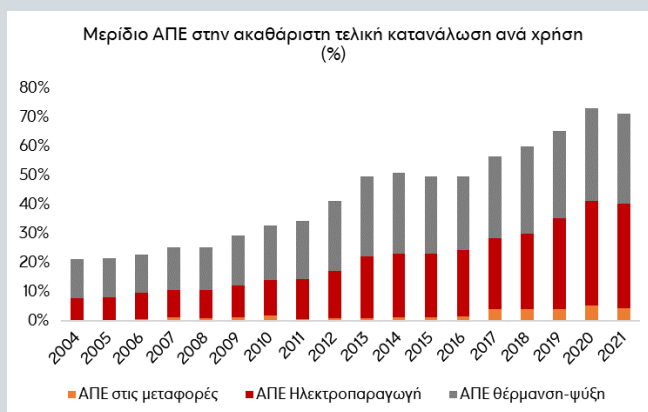
Οι επιδοτήσεις για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ με τη μορφή Συμβάσεων Λειτουργικής Ενίσχυσης επέτρεψαν στις τεχνολογίες ΑΠΕ να μπορούν να ανταγωνιστούν τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, ενώ το ολοένα και αυξανόμενο κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων -ιδιαίτερα από τα τέλη του 2020, όταν η τιμή ξεπέρασε τα 30 ευρώ/t CO₂- κατέστησαν τις ΑΠΕ πιο ελκυστικές έναντι των συμβατικών πηγών ενέργειας (IEA, 2023) ενισχύοντας τη συμμετοχή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι ταχύτεροι ρυθμοί ανάπτυξης της αγοράς από το 2019 είναι εμφανείς στις εκτιμήσεις σε σχέση με τη σύνδεση νέων έργων, αφού υπολογίζεται ότι από το 2019 έως το τέλος του 2022 η πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύς από νέα έργα θα πλησιάσει τα 5 GW. Η άνθιση του κλάδου στην Ελλάδα αποτυπώνεται και στα πρόσφατα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ, για επικείμενη σύνδεση 7.000 σταθμών ΑΠΕ το προσεχές διάστημα. Η συνολική ισχύς τους αντιστοιχεί σε 2,2 GW, χωρίς να ληφθούν υπόψη υφιστάμενοι σταθμοί.

Οι νέες αυτές δυνατότητες και χαρακτηριστικά των ΑΠΕ αποτυπώνονται στην αύξηση του μεριδίου τους κατά το 2020, όταν η πτώση των εισαγωγών ενέργειας, από κοινού με τη μείωση της ζήτησης οδήγησε στην κάλυψη σημαντικού ποσοστού της εγχώριας κατανάλωσης από τις ΑΠΕ κοντά στο 40% (Διάγραμμα 3.53). Παρομοίως, το 2021 η προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ άγγιξε τις 22,19TWh (Διάγραμμα 3.52)

Από την πλευρά της ζήτησης και της τελικής κατανάλωσης, το μερίδιο των ΑΠΕ σ από το 2011 έως το 2021 μεγεθυνόταν -από 11% σε 20%- ενισχυόμενο κυρίως από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς καθώς και τη σταθερή αύξηση της ανάπτυξης ηλιακών θερμικών συστημάτων. Ταυτόχρονα, παρατηρείται μικρή αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στις μεταφορές. Κατά το 2021 οι ΑΠΕ άγγιξαν το 22% της Ακαθάριστης Τελικής Κατανάλωσης Ενέργειας, ενώ κάλυψαν το 36% της ηλεκτροπαραγωγής και το 36% της ζήτησης για θέρμανση-ψύξη αντίστοιχα (Διάγραμμα 3.54).

Διάγραμμα 3.53



Πηγή: EU Energy statistical country datasets, Eurobank Research

Η ενεργειακή πολιτική που ακολουθείται τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα έχει ως κεντρικούς άξονες την ενδυνάμωση των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από κοινού με του φυσικού αερίου. Υπό το πρίσμα της Οδηγίας για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας¹⁰⁸ (EU Renewable Directive, EU (2018/2001)) η Ελλάδα έθεσε συγκεκριμένους στόχους για τις ΑΠΕ για το 2020 και το 2030¹⁰⁹. Η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ όπως έχει αναδειχθεί στα παραπάνω γραφήματα συνδέεται με τη διαδικασία απεξάρτησης από τον λιγνίτη και τις δεσμεύσεις της χώρας (Βλέπε ενότητα 4.4 της μελέτης). Η χώρα πέτυχε τους στόχους για το 2020 (Διάγραμμα 3.58), ωστόσο η υπεραπόδοση οφείλεται στη σημαντική μείωση της ενεργειακής ζήτησης λόγω της παρατεταμένης οικονομικής συρρίκνωσης και της πανδημίας (IEA, 2023).

¹⁰⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

¹⁰⁹ <https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/%CE%A6%CE%95%CE%9A-%CE%92-4893.2019.pdf>

Διάγραμμα 3.54



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή, IEA, Eurobank Research

Με την αποσταθεροποίηση των τιμών λόγω της ενεργειακής κρίσης και της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, οι ΑΠΕ αναδείχθηκαν ως μέτρο αντιστάθμισης κινδύνου έναντι της μεταβλητότητας των ορυκτών καυσίμων στις διεθνείς αγορές σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, στρατηγική που είχε ήδη υποστηριχτεί από ερευνητές του πεδίου της ενέργειας¹¹⁰, (Wiser, Bolinger 2008). Η ενίσχυση διείσδυσης των ΑΠΕ και η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας δυνητικά οδηγούν σε μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου και επομένως πτώση των τιμών, με αναδιανεμητικά αποτελέσματα ανάμεσα στους παραγωγούς και τους καταναλωτές (transfers & redistribution effects), δηλαδή αύξηση του πλεονάσματος καταναλωτή, τα οποία θα είναι υψηλότερα σε περιόδους κρίσης και κλιμάκωσης των τιμών.

Για τους παραπάνω λόγους προωθούνται η απλοποίηση των αδειοδοτικών διαδικασιών, ο επανασχεδιασμός της εγχώριας αγοράς με την ενσωμάτωση νέων μηχανισμών της αγοράς και ο εξηλεκτρισμός της κατανάλωσης ενέργειας¹¹¹ ενώ μακροπρόθεσμα, η χώρα επιδιώκει να μετατραπεί σε καθαρό εξαγωγέα ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας στην υπόλοιπη Ευρώπη.

3.6.5 Διαμόρφωση τιμών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η πρωτοφανής ενεργειακή κρίση των τελευταίων περίπου δύο ετών έχει προκαλέσει σημαντικές διακυμάνσεις στις ευρωπαϊκές αγορές ηλεκτρισμού, όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 2.3, με συχνές απότομες ανατιμήσεις στα ενεργειακά προϊόντα και κυρίως στο φυσικό αέριο. Ως αποτέλεσμα, οι τιμές ηλεκτρισμού στις ευρωπαϊκές

¹¹⁰ Για περισσότερα βλέπε τις ακόλουθες μελέτες: 1. Wiser, Clair, Bolinger, 2005, 2. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE). 2003, 3. Bailie, A., S. Bernow, B. Castell, P. O'Connor, and J. Romm. 2003a.

¹¹¹ https://www.hellenicparliament.gr/Nomothetiko-Ergo/Anazitisi-Nomothetikou-Ergou?law_id=0b7f36df-2e5b-4d4b-b5f3-ae9900a07542

αγορές χονδρικής διαμορφώθηκαν κατά μέσο όρο στα €250/MWh το 2021¹², αύξηση περίπου 400% συγκριτικά με τη μέση τιμή των €35/MWh in 2020.

Διάγραμμα 3.55



Πηγή: Statista, Eurobank Research

Η ενεργειακή κρίση επηρεάζει όλες τις χώρες της ΕΕ καθώς η ανοδική τάση των τιμών έχει παρόμοια εξελικτική πορεία με αποκορύφωμα τις τιμές του Αυγούστου του 2022 που σε ορισμένες χώρες ξεπέρασαν τα €500/MWh (Eurostat, 2023). Η τεράστια άνοδος στις τιμές προμήθειας του φυσικού αερίου παρέσυρε τις τιμές ηλεκτρισμού στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας από κοινού με την αύξηση των δικαιωμάτων εκπομπών. Ενδεικτικά τον Ιούνιο του 2022, οι τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριλαμβανομένων του κόστους για τις υπηρεσίες εξισορρόπησης και λοιπές επικουρικές υπηρεσίες ήταν κατά 314% υψηλότερες σε σχέση με τον μέσο όρο του 2019 – από €64,1/MWh σε €265,2/MWh (Μανιάτης, 2022).

Η επίδραση των αυξήσεων των δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων - από €24/tCO⁺*τον Ιανουάριο 2020 σε €85/tCO⁺*τον Μάιο του 2022 - στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σαφώς είναι μικρότερη από τις ανατιμήσεις του φυσικού αερίου, ωστόσο σαφώς άσκησαν πρόσθετες ανοδικές πιέσεις.

Στις επόμενες δύο υπο-ενότητες αναλύονται πιο λεπτομερώς οι διακυμάνσεις στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική και λιανική αγορά στην Ελλάδα.

3.6.5.1 Εξελίξεις στις τιμές χονδρικής στην Ελλάδα

Ο υψηλός ωστόσο χαμηλότερος από ότι στο παρελθόν βαθμός συγκέντρωσης τόσο στην παραγωγή όσο και στην προμήθεια (ενδεικτικά, βλ. διάγραμμα 3.54), η σχετικά πρόσφατη ολοκλήρωση της απελευθέρωσης της αγοράς με την εφαρμογή του Target Model και η έλλειψη πρόσβασης σε οικονομικότερους πόρους για τους νέους παίκτες της αγοράς, αποτελούν τις σημαντικότερες διαχρονικές παθογένειες που αναδείχθηκαν κατά την ενεργειακή κρίση.

Οι διακυμάνσεις στη χονδρεμπορική στην Ελλάδα εν μέρει δικαιολογούνται από τη συμμετοχή τεχνολογιών διακοπόμενης παραγωγής σε συνδυασμό με την εφαρμογή του μοντέλου οριακής τιμολόγησης (marginal pricing). Η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα στα πρόσφατα έτη,

¹² <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Surging-2021-European-Gas-Prices-%E2%80%93-Why-and-How.pdf>

έχει ενισχύσει τη σημασία τους ως παράγοντα διαμόρφωσης των τιμών χονδρικής. Από την άλλη πλευρά, παραμένει, η μεταβλητότητα στην παραγωγή, καθώς η έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα εξαρτάται από εξωγενείς παράγοντες όπως οι καιρικές συνθήκες, ενώ μέχρι πρόσφατα η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας για μελλοντική χρήση ήταν περιορισμένη, συντηρώντας τις αποκλίσεις ανάμεσα στην προβλεπόμενη και την προσφερόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας (Loumakis, Giannini, Maroulis, 2019). Η συμμετοχή των ΑΠΕ έχει εντείνει την ανησυχία σε σχέση με ενδεχόμενες πιέσεις που θα μπορούσαν να ασκήσουν στο δίκτυο κατά τις ώρες υψηλής παραγωγής δημιουργώντας σοβαρά προβλήματα συμφόρησης. Για παράδειγμα, ο μεγάλος όγκος φορτίου που δε θα ήταν εφικτό να απορροφηθεί (πχ η υπέρ-απόδοση των φωτοβολταϊκών μονάδων σε ημέρα με έντονη ηλιοφάνεια) αποτελεί δυνητικά μια πηγή ανισορροπίας για το σύστημα και χρειάζεται ειδική μεταχείριση. Στην αντίθετη περίπτωση μη ευνοϊκών καιρικών συνθηκών η προσφερόμενη ποσότητα που εγχέεται από τις ΑΠΕ διαφέρει από την προβλεπόμενη και οι αποκλίσεις ανάμεσα στην προσδοκώμενη και τη διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια στην Ημερησία Αγορά θέτουν σε ρίσκο την κάλυψη της ζήτησης, αν συνυπολογιστούν και οι απώλειες κατά τη μεταφορά.

Ένας πρόσθετος λόγος που η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ είχε εγείρει ανησυχίες σχετίζεται με το ενδεχόμενο στρέβλωσης των τιμών που έχει παρατηρηθεί σε άλλες χώρες, καθώς θεωρούνται υπεύθυνες για το missing money problem¹¹³, που συνδέεται με τη μεταβλητότητα των ΑΠΕ και το καθεστώς οριακής τιμολόγησης για τη συμμετοχή των μονάδων στη χονδρική αγορά που δίνει προτεραιότητα στις πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες (πρότυπο merit order). Ο σχεδιασμός της αγοράς επιτρέπει στις ΑΠΕ να βρίσκονται σε προτεραιότητα ως προς την προσφορά ενέργειας δεδομένου ότι προτιμώνται οι μονάδες χαμηλής έντασης άνθρακα, όμως η οριακή τιμή συστήματος διαμορφώνεται πάνω από το οριακό κόστος των συμμετεχουσών μονάδων που χρησιμοποιούν καύσιμα και συμπερασματικά αντιμετωπίζουν διάφορα μεταβλητά και σταθερά κόστη στη βάση μιας λογικής αποζημίωσης για τη συνεισφορά τους. Επομένως, η «συμπεριφορά» των ΑΠΕ στην ελληνική αγορά όπως και σε όσες αγορές εφαρμόζεται ο μηχανισμός “merit order” δικαιολογεί σε ένα βαθμό τις διακυμάνσεις τιμών στην ημερησία αγορά.

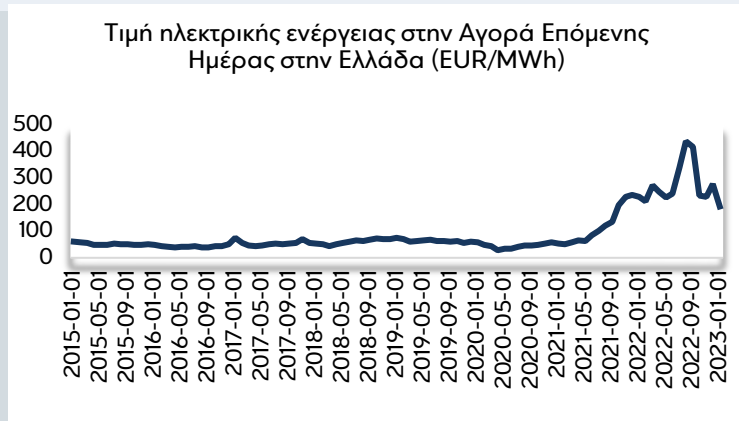
Από το 2015 έως και τον Μάιο του 2021 (Διάγραμμα 3.56) οι μηνιαίες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική διατηρούνταν σε σχεδόν σταθερά επίπεδα καταγράφοντας διακυμάνσεις ανά περιόδους. Ανάμεσα στα έτη 2015 και 2019 οι υψηλότερες τιμές στη χονδρική σημειώνονταν κατά τους χειμερινούς μήνες λόγω των αυξημένων αναγκών για θέρμανση. Σημαντική ήταν η πτώση στις τιμές τους μήνες εφαρμογής των περιοριστικών μέτρων για την αντιμετώπιση της πανδημίας, φθάνοντας το 35% κατά τον Απρίλιο του 2020 συγκριτικά με ένα χρόνο πριν. Η καθοδική τάση οφείλεται τόσο στη μειωμένη κατανάλωση, λόγω της επιβράδυνσης της οικονομικής δραστηριότητας όσο και στη συμμετοχή των ΑΠΕ.

Από τον Ιούνιο του 2021 η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) αυξανόταν σταθερά επηρεαζόμενη τόσο από την υψηλή ζήτηση όσο κι από την άνοδο των δικαιωμάτων εμπορίας άνθρακα. Η ανοδική τροχιά της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας κλιμακώθηκε μεταξύ Νοεμβρίου-Δεκεμβρίου αγγίζοντας 235,36 €/MWh τον Δεκέμβριο του ίδιου έτους. Η ήπια κάμψη που είχε σημειώσει δύο μήνες αργότερα, στα €211/MWh- διακόπηκε από τη γεωπολιτική αστάθεια λόγω του πολέμου στην Ουκρανία, με τις απότομες διακυμάνσεις των τιμών ενέργειας να ασκούν έντονες πληθωριστικές πιέσεις. Με εξαίρεση τον Μάιο του 2022, όταν η επίδραση στις προσδοκίες του REPowerEU, του συντονισμένου σχεδίου δράσης της ΕΕ για την αντιμετώπιση της δριμείας αύξησης των

¹¹³ Hogan, M., (2017), “Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system”, The Electricity Journal, Volume 30, Issue 1, p. 55-61.

τιμών ενέργειας, οδήγησε σε πρόσκαιρη πτώση των τιμών χονδρικής, η αυξητική τάση συνεχίστηκε τους καλοκαιρινούς μήνες.

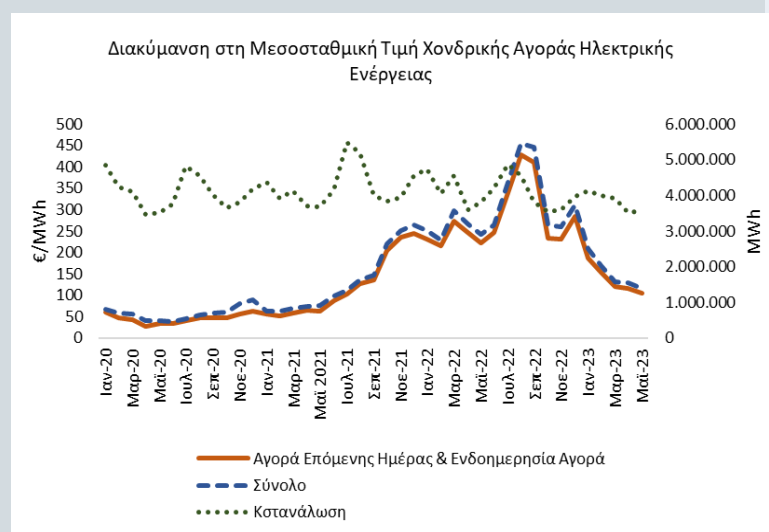
Διάγραμμα 3.56



Πηγή: Entso-E, Ember Climate Org, Eurobank Research

Η ανασφάλεια εξαιτίας του πολέμου και οι φόβοι για ένα δύσκολο χειμώνα είχαν ως αποτέλεσμα την εκτίναξη των τιμών στα €437/MWh τον Αύγουστο του 2022, επίπεδο το οποίο είναι το μέγιστο τουλάχιστον των τελευταίων 7 ετών και εν πολλοίς συνεχίστηκε και τον επόμενο μήνα. Η κλιμάκωση όμως των προσπαθειών της ΕΕ και ευρύτερα των αναπτυγμένων χωρών για διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού, σε συνδυασμό με τον ήπιο χειμώνα του 2023 στο βόρειο ημισφαίριο και την εθελοντική εξοικονόμηση της κατανάλωσης ενέργειας, που σημειώθηκε και εγχωρίως, οδήγησαν σε υποχώρηση των τιμών φυσικού αερίου, που αποτελεί τη βασική πρώτη ύλη. Οι τιμές χονδρικής, τόσο στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά, όσο και στο σύνολο, βρίσκονται συνεχώς σε πτωτική τροχιά από τον Ιανουάριο έως τον Μάιο του 2023.

Διάγραμμα 3.57



Πηγή: ΑΔΜΗΕ, Eurobank Research

Η Ελλάδα όπως ήδη αναφέρθηκε παραπάνω έχει υψηλότερη μέση τιμή φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με την αντίστοιχη ευρωπαϊκή τιμή, για παράδειγμα κατά το τέταρτο τρίμηνο του 2015 η διαφορά κυμαινόταν στο 24%, ενώ κατά το πρώτο τετράμηνο του 2016 ανερχόταν στο 34% (Διάγραμμα 3.58). Η απόκλιση

των τιμών εγχωρίως ήταν αισθητή επίσης κατά το 2019, προ πανδημίας, όταν, ενδεικτικά, κατά το δεύτερο τετράμηνο η μέση τιμή φορτίου διαμορφώθηκε στα 65,5 €/MWh στην Ελλάδα, ενώ η αντίστοιχη σε ευρωπαϊκό επίπεδο διαμορφώθηκε στα 43,3 €/MWh. Η απόκλιση των τιμών σε εθνικό επίπεδο συνεχίστηκε κατά την περίοδο της πανδημίας, όμως εξασθένησε έντονα σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη. Η ενεργειακή κρίση από το δεύτερο τρίμηνο του 2021 σταδιακά άνοιξε εκ νέου τη ψαλίδα μεταξύ του επιπέδου των τιμών στην Ελλάδα και στην Ευρώπη. Ωστόσο, έως το τρίτο τρίμηνο του 2022, η διαφορά με την ΕΕ ήταν σαφώς μικρότερη σε σύγκριση με πριν την πανδημία.

Διάγραμμα 3.58



Πηγή: DG Energy Reports, Eurobank Research

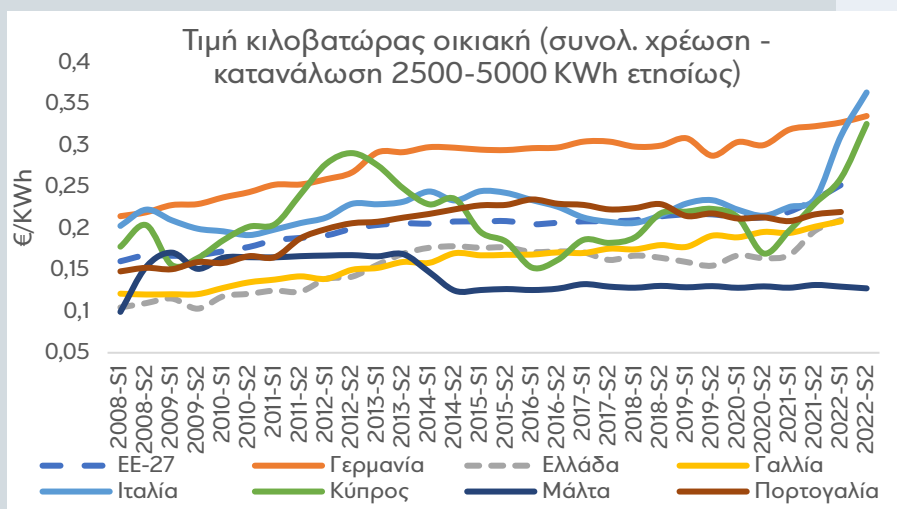
Ως προς τους παράγοντες ανομοιογένειας της εξέλιξης των τιμών χονδρικής ανάμεσα στα κράτη-μέλη της ΕΕ κατά τη διάρκεια της ενεργειακής κρίσης, περιλαμβάνονται οι διαφορές στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, την ευελιξία του συστήματος, το βαθμό διαφοροποίησης των πηγών στην εγχώρια παραγωγή ενέργειας και το μερίδιο των ΑΠΕ. Ορισμένες χώρες ανταποκρίνονται καλύτερα δείχνοντας μεγαλύτερο βαθμό προσαρμοστικότητας, ενώ σε άλλες παρατηρείται μεγαλύτερη υστέρηση ως προς την υποχώρηση των τιμών κατά τη διάρκεια της κρίσης.

3.6.5.2 Εξελίξεις στις τιμές λιανικής στην Ελλάδα

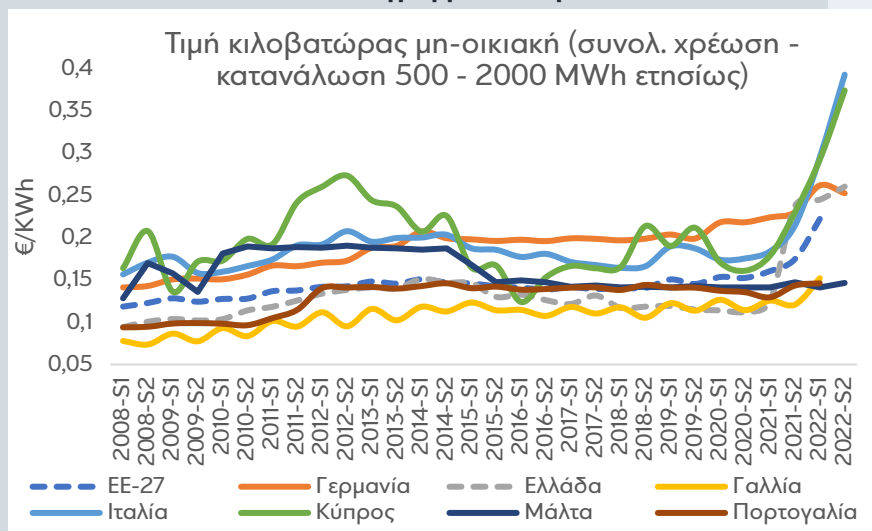
Οι τιμές τελικής κατανάλωσης εξαρτώνται κυρίως το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στις χονδρικές αγορές τα περιθώρια εμπορίας των προμηθευτών λιανικής, τα κόστη μεταφοράς και διανομής του δικτύου, τους φόρους και τα τέλη που καλούνται να πληρώσουν οι τελικοί καταναλωτές (Μαυιάτης, 2022). Ευνόητα, τα μέτρα στήριξης με τη μορφή επιδοτήσεων ή εκπτώσεων για τους τελικούς καταναλωτές μετριαζουν το κόστος.

Σε ό,τι αφορά τις τάσεις των τιμών ενέργειας στις αγορές λιανικής εγχωρίως, σε σύγκριση και με χώρες από τον «πυρήνα» και την περιφέρεια της Ευρωζώνης, οι τελικές τιμές (με φόρους, εισφορές) δεν παρουσιάζουν κατά την τελευταία δεκαετία διακυμάνσεις στο σύνολο της ΕΕ, τόσο για τα οικιακά, όσο και για τα μη

οικιακά τιμολόγια, για μεσαίου και μεγάλου μεγέθους καταναλωτές στη δεύτερη κατηγορία τιμολογίων (Διαγράμματα 3.59(α) – 3.59(γ)). Κατά μέσο όρο τα τιμολόγια παρουσίασαν αρκετά ήπια ανοδική τάση σε αυτή την χρονική περίοδο, η οποία θεωρείται ένδειξη σημαντικού βαθμού ολοκλήρωσης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Υφίστανται και ορισμένες χώρες οι οποίες παρουσίασαν σημαντικές διακυμάνσεις τιμών (π.χ. όλα τα εξεταζόμενα τιμολόγια στην Κύπρο), καθώς και ορισμένες στις οποίες σημειώθηκε σημαντική σχεδόν συνεχής άνοδος τιμών (π.χ. οικιακά τιμολόγια στη Γερμανία), εξελίξεις οι οποίες αναδεικνύουν την ανάγκη περαιτέρω προσαρμογών στη λειτουργία τους. Εξαιρεση στην ήπια τάση ανόδου των τελικών τιμών λιανικής κατά μέσο όρο στην ΕΕ αποτελεί η περίοδος από το δεύτερο εξάμηνο του 2021. Τα πρώτα διαθέσιμα στοιχεία σε επίπεδο χωρών για το δεύτερο εξάμηνο του 2022 αποτελούν ένδειξη συνέχισης της ισχυρής ανοδικής δυναμικής στις τιμές και σε αυτή την περίοδο, με ορισμένες χώρες να αποτελούν εξαιρέσεις, παρουσιάζοντας σταθερότητα (π.χ. Μάλτα, πιθανόν Πορτογαλία).

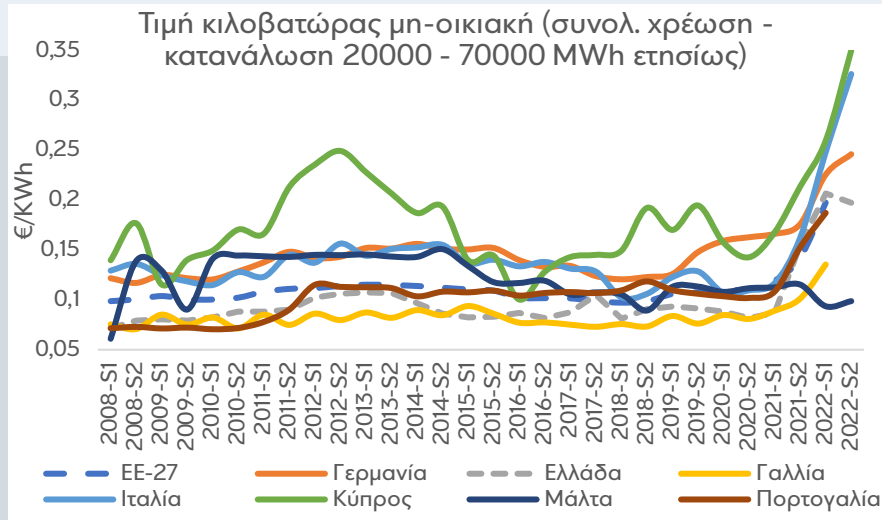
Διάγραμμα 3.59 (α)


Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.59 (β)


Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.59 (γ)

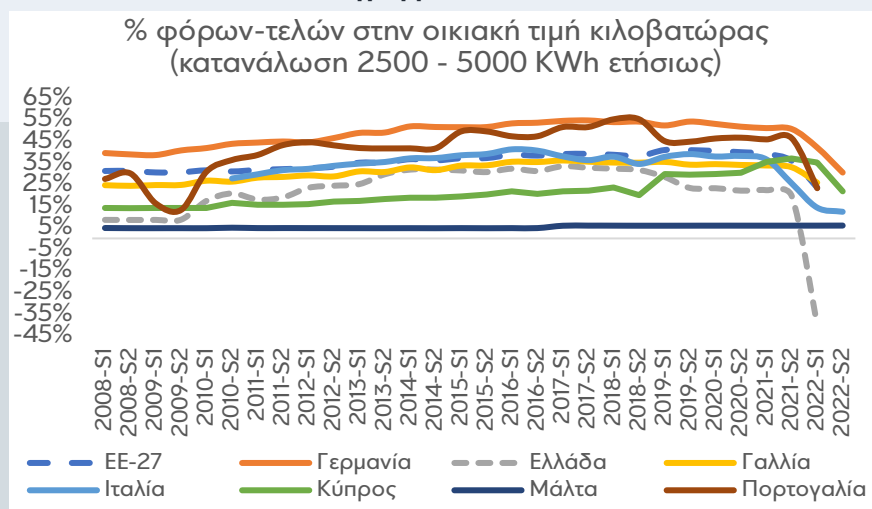


Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Οι τελικές τιμές λιανικής στην Ελλάδα κυμαίνονταν διαχρονικά χαμηλότερα από το μέσο όρο στην ΕΕ και την πλειονότητα των εξεταζόμενων χωρών του πυρήνα και της περιφέρειας αυτής. Τα οικιακά τιμολόγια είναι σταθερά χαμηλότερα τα τελευταία χρόνια στη Μάλτα από ότι στην Ελλάδα, ενώ τα μη οικιακά έχουν διαμορφωθεί κατά περιόδους χαμηλότερα των εγχωρίων στη Γαλλία (Διαγράμματα 3.59(α) – 3.59(γ)). Ωστόσο, από το δεύτερο εξάμηνο του 2021, τα μη οικιακά τιμολόγια στην Ελλάδα έχουν φτάσει ή και υπερβεί τον ευρωπαϊκό μέσο όρο.

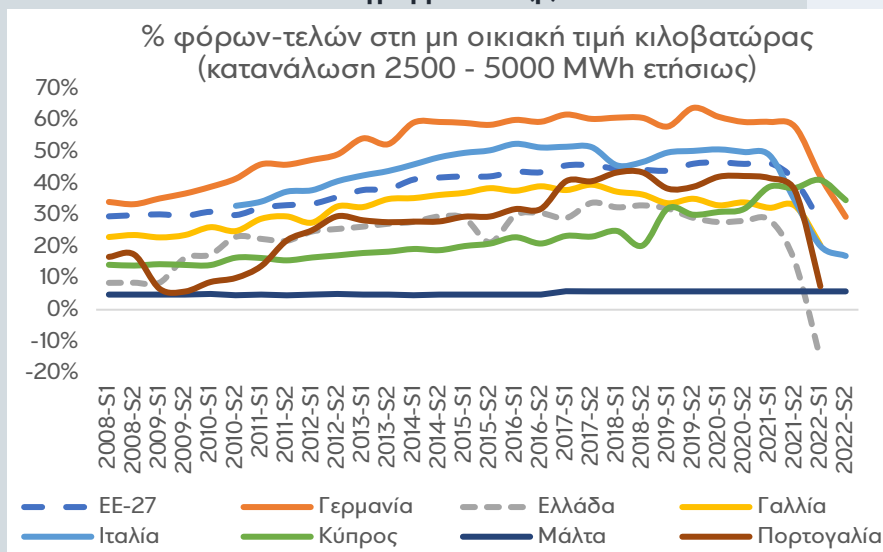
Τα τιμολόγια εγχωρίως, οικιακά και μη, χαρακτηρίζονται και από συγκριτικά χαμηλότερο ποσοστό φόρων και τελών επί της τελικής τιμής έναντι του μέσου όρου της ΕΕ και της πλειονότητας των εξεταζόμενων χωρών (Διαγράμματα 3.60(α) – 3.60(γ)). Από την άλλη πλευρά, οι σημαντικές εκπτώσεις και επιδοτήσεις στην Ελλάδα από το πρώτο εξάμηνο του 2022, τόσο στα οικιακά, όσο και στα μη οικιακά τιμολόγια λιανικής, σε συνδυασμό με το χαμηλό ποσοστό φόρων, οδήγησαν τις τελικές τιμές χαμηλότερα από τις τιμές προ φόρων, τελών και επιδοτήσεων. Δηλαδή, οι εκπτώσεις και οι επιδοτήσεις υπερέβησαν τους φόρους ανά κιλοβατώρα, τουλάχιστον έως το δεύτερο εξάμηνο του 2022. Αυτό το γεγονός αποτυπώνεται στα διαγράμματα 3.60(α) – 3.60(γ) στην αρνητική ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τελικής τιμής και τιμής προ φόρων, τελών και επιδοτήσεων, χαρακτηριστικό το οποίο δεν επέδειξαν οι τιμές σε κάποια άλλη από τις εξεταζόμενες χώρες του πυρήνα και της περιφέρειας της ΕΕ. Οι εκπτώσεις σε σχέση με τους φόρους ήταν αναλογικά ισχυρότερες στα οικιακά τιμολόγια σε σύγκριση με τα μη οικιακά τιμολόγια, έως το δεύτερο εξάμηνο του 2022.

Διάγραμμα 3.60 (α)



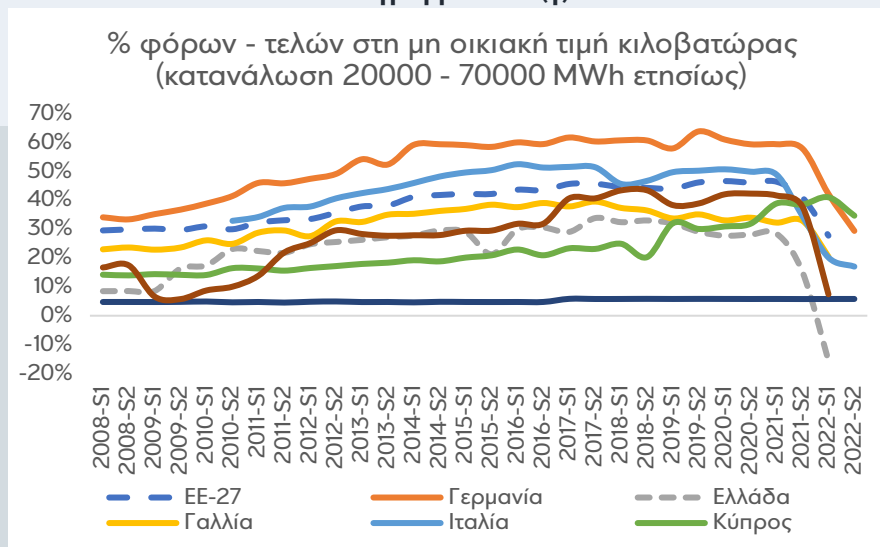
Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.60 (β)



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Διάγραμμα 3.60 (γ)



Πηγή: Eurostat, Eurobank Research

Συμπερασματικά, οι τιμές στην αγορά χονδρικής εγχωρίως σε σύγκριση με το μέσο όρο στην ΕΕ είναι ελαφρώς -ή αρκετά κατά περιόδους, π.χ. της πανδημίας- υψηλότερες. Το φαινόμενο αυτό μπορεί να αποδοθεί σε μια σειρά από λόγους και ιδιομορφίες της ελληνικής αγοράς που αναφέρονται παρακάτω. Το μέγεθος της αγοράς και η σχετικά περιορισμένη ρευστότητα, τα οποία συνδέονται με την χαμηλή εγχώρια προσφορά και οδηγούν στην εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης, καθώς και στην άνοδο των τιμών στην αγορά εξισορρόπησης σε ένα περιβάλλον έλλειψης (scarcity). Δεύτερον, το συγκριτικά υψηλότερο κόστος και η μείωση του αριθμού των διαθέσιμων δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (EU-ETS allowances) στην 4^η Φάση λειτουργίας του Ευρωπαϊκού Συστήματος Δικαιωμάτων Εμπορίας Εκπομπών για τους παραγωγούς με ισχυρό περιβαλλοντικό αποτύπωμα (π.χ λιγνιτικές μονάδες, μονάδες φυσικού αερίου).

Επιπλέον, η εν εξελίξει εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου της ΕΕ και η ανεπάρκεια στις διασυνδέσεις περιφερειακών αγορών που καθυστερούν τη σύζευξή τους, ενώ ταυτόχρονα παρεμποδίζουν τη μεταφορική ικανότητα και τις διασυννοριακές ροές ενέργειας¹¹⁴. Η καθυστέρηση στη διαδικασία απελευθέρωσης της εγχώριας αγοράς και ο χαμηλός βαθμός ανταγωνισμού, κυρίως στο σκέλος της παραγωγής με την σχετικά πρόσφατη είσοδο νέων παικτών και τα οποία δύνανται να βελτιωθούν με τη στήριξη σχετικών επενδυτικών εγχειρημάτων, κυρίως μεγάλης κλίμακας, για αξιοποίηση των σχετικών οικονομιών και την ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της αγοράς.

Επιπροσθέτως, η κατακόρυφη άνοδος των τιμών από το δεύτερο μισό του 2021 συνδέεται στενά με τη σύσταση του μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η συμμετοχή του φυσικού αερίου κυμαίνεται κοντά στο 40% αναδεικνύοντας τη σημαντικότητα της διαφοροποίησης των πηγών για την σταθερότητα των τιμών. Η αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ παρέχει ένα δίκτυο ασφαλείας έναντι σοβαρών διακυμάνσεων στις αγορές ενέργειας, ωστόσο υπόκειται σε φυσικούς περιορισμούς λόγω της στοχαστικότητας και της μεταβλητότητας που τις χαρακτηρίζουν, η επίδραση των οποίων ήταν εντονότερη κατά τα προηγούμενα έτη εξαιτίας της έλλειψης

¹¹⁴ Metaxas, A., Mathioulakis, M., & Lykidi, M. (2019). Implementation of the target model: Regulatory reforms and obstacles for the regional market coupling, *European Energy & Climate Journal*, 8(3-4), 28-43. Retrieved Jun 28, 2023, from <https://doi.org/10.4337/eecj.2019.03-04.02>

τεχνολογιών αποθήκευσης ή του κόστους των τελευταίων, που δεν επέτρεπαν την απρόσκοπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, Παράλληλα, η εποχικότητα και οι καιρικές συνθήκες επηρεάζουν το επίπεδο της εγχεόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ στο σύστημα με αποτέλεσμα αποκλίσεις ανάμεσα στο προβλεπόμενο και το πραγματικό φορτίο ή στην αντίθετη περίπτωση συμφόρηση στο δίκτυο λόγω της υπεραπόδοσής τους.

Λόγω των επιπτώσεων της ενεργειακής κρίσης και της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, στο προσκήνιο επανέρχεται η εξέταση της εφαρμογής του μηχανισμού της οριακής τιμολόγησης (*merit order*) στις ευρωπαϊκές αγορές, καθώς η άνοδος στις τιμές καυσίμων και ειδικότερα του φυσικού αερίου, ώθησε τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας προς τα επάνω¹¹⁵, ενώ για λόγους αντιστάθμισης του κόστους προτιμήθηκε η συμμετοχή συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Παρά τις υψηλότερες τιμές χονδρικής, οι τιμές λιανικής στην Ελλάδα, για νοικοκυριά και μη οικιακούς καταναλωτές, κυμαίνονται διαχρονικά χαμηλότερα από το μέσο όρο στην ΕΕ και την πλειονότητα των εξεταζόμενων χωρών του πυρήνα και της περιφέρειας αυτής. Μια από τις βασικές ερμηνείες των χαμηλότερων τιμών είναι το συγκριτικά χαμηλότερο ποσοστό φόρων και τελών επί της τελικής τιμής έναντι του μέσου όρου της ΕΕ. Η βελτίωση του ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών επίσης έχει συμβάλει στη διατήρηση των τιμών χαμηλότερα από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Ενδεικτικά, το μερίδιο στην αγορά του μεγαλύτερου προμηθευτή το 2020 βρισκόταν στο διάμεσο επίπεδο μεταξύ των αντίστοιχων επιπέδων στις χώρες της ΕΕ, αντανακλώντας τις θετικές επιδράσεις των μεταρρυθμίσεων στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης. Ωστόσο, από το δεύτερο εξάμηνο του 2021, τα μη οικιακά τιμολόγια στην Ελλάδα έχουν φτάσει ή και υπερβεί τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Οι εκπτώσεις και οι επιδοτήσεις στην Ελλάδα, όπως στις υπόλοιπες χώρες της ΕΕ, από το πρώτο εξάμηνο του 2022 ήταν αναλογικά ισχυρότερες στα οικιακά τιμολόγια σε σύγκριση με τα μη οικιακά τιμολόγια, τουλάχιστον έως το δεύτερο εξάμηνο του 2022.

3.6.6 Στρατηγικά έργα για τον κλάδο ηλεκτρικής ενέργειας

Καθώς οι καιροί επιτάσσουν την ανάπτυξη σημαντικών υποδομών στον κλάδο της ενέργειας τόσο η κατασκευή αγωγών φυσικού αερίου όσο και δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι καίριας σημασίας για την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας.

Σε αυτό το πνεύμα, οι υποθαλάσσιες διασυνδέσεις με την Κύπρο και το Ισραήλ -EuroAsia Interconnector- και η αντίστοιχη με την Αίγυπτο -GREGY Project- θα ανοίξουν τον δρόμο για την εισαγωγή και εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε νέες αγορές. Λαμβάνοντας υπόψη τις δεσμεύσεις για τη διείσδυση των ΑΠΕ-με το Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος να εκτιμά στην πρόταση για τη νέα ΕΣΕΚ ότι το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα αγγίξει το 80% έως το 2030 και η ανανεώσιμη εγκατεστημένη ισχύς θα ανέρχεται στα 28 GW- η εκμετάλλευση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού της χώρας, συνδυασμένη με συστήματα αποθήκευσης θα συμβάλει περαιτέρω στην ενεργειακή αυτάρκεια και την ανάδειξη της Ελλάδας ως περιφερειακού ενεργειακού κόμβου.

Η επιτάχυνση του εξηλεκτρισμού του Συστήματος συνδέεται με στρατηγικές επενδύσεις σε υποδομές, προκειμένου να διασφαλιστούν η ευστάθεια, η ευελιξία και η αύξηση της ικανότητας μεταφοράς του Εθνικού

¹¹⁵ <https://www.ffe.de/en/publications/merit-order-shifts-and-their-impact-on-the-electricity-price/>

Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Καθώς η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ αποτελεί προτεραιότητα σε εθνικό επίπεδο, ο ΑΔΜΗΕ στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του ως Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ εκπονεί και δημοσιεύει κάθε χρόνο το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ σε συμφωνία με τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και τις διατάξεις του Νόμου 4001/2011¹¹⁶, περιλαμβάνοντας την πορεία και χρονοδιαγράμματα για την εκτέλεση και ολοκλήρωση σημαντικών έργων που αφορούν στη βελτίωση του δικτύου με τον εκσυγχρονισμό υπάρχοντων γραμμών μεταφοράς και την κατασκευή νέων.

Σε αυτό το πλαίσιο στοχοθεσίας, η διασύνδεση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) στο Ηπειρωτικό Σύστημα είναι ένα από τα κύρια ζητούμενα με στόχο τον εξηλεκτρισμό τους και την κάλυψη των μελλοντικών ενεργειακών τους αναγκών. Το μεγάλο έργο της Διασύνδεσης των Κυκλάδων, χωρισμένο σε 4 διαφορετικές φάσεις υλοποίησης αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024. Η Α' Φάση αφορούσε στη διασύνδεση της Πάρου, της Σύρου και της Μυκόνου, ακολούθησαν στη Β' Φάση η Άνδρος, η Τήνος και η Νάξος και κατά την Γ' Φάση ενισχύθηκε η σύνδεση της Σύρου. Με την υλοποίηση της Δ' πλέον Φάσης του έργου, θα δημιουργηθούν διασυνδετικές γραμμές για τη Σαντορίνη, τη Φολέγανδρο, τη Μήλο και τη Σέριφο. Το έργο είναι ενταγμένο στο Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας «Ελλάδα 2.0» και πραγματοποιείται με πόρους του ελληνικού δημοσίου και της ΕΕ στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού σχεδίου NextGenerationEU.

Νευραλγικής σημασίας παραμένει η ολοκλήρωση του έργου «Μεγάλη Κρήτη», δηλαδή η διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ. Το έργο προσβλέπει αφενός στην ενεργειακή επάρκεια και ευστάθεια της Κρήτης, αφετέρου στη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματός της. Η αρχική φάση του έργου έχει πραγματοποιηθεί ήδη από τον Ιούλιο του 2021 με την διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο (Μικρή Διασύνδεση), ενώ η ολοκλήρωση της διασύνδεσης της Κρήτης με την Αττική αναμένεται εντός του 2023¹¹⁷. Το έργο παρουσιάζει σημαντικές καινοτομίες αξιοποιώντας τις πιο σύγχρονες τεχνολογίες και κατατάσσεται ανάμεσα στα πέντε ευρωπαϊκά πιο πρωτοποριακά έργα συνεχούς ρεύματος. Ταυτόχρονα, αποτελεί τη μεγαλύτερη σε ισχύ (1000 MW) διασύνδεση νησιού μαζί με εκείνη της Σαρδηνίας και ανήκει στα τρεις υποβρύχιες διασυνδέσεις με μεγαλύτερο βάθος διεθνώς.

Με γνώμονα τον εκσυγχρονισμό του δικτύου, την ενίσχυση της αξιοπιστίας και την μείωση των απωλειών του Συστήματος θα ανακατασκευαστεί το Κέντρο Υψηλής Τάσης (ΚΥΤ) Κουμουνδούρου,. Η υλοποίηση του έργου έχει βαρύνουσα σημασία καθώς σε αυτό θα διασυνδεθούν το καλώδιο συνεχούς ρεύματος Αττικής-Κρήτης και ο Ανατολικός Διάδρομος Πελοποννήσου. Η ολοκλήρωση του ΚΥΤ Κουμουνδούρου αναμένεται εντός του τρέχοντος έτους.

Ο Δυτικός Διάδρομος Πελοποννήσου¹¹⁸ (Μεγαλόπολη – Πάτρα – Δυτική Στερεά) έχει σχεδόν ολοκληρωθεί. Η δημιουργία του νέου ΚΥΤ στη Μεγαλόπολη, το οποίο λειτουργεί από το 2014 είχε ως κύριο στόχο την στήριξη της νέας μονάδας παραγωγής «Μεγαλόπολη Ν», την ευστάθεια του δικτύου σε ώρες αιχμής φορτίου στην περιοχή και την ομαλή ένταξη νέων ΑΠΕ στο κορεσμένο δίκτυο της Πελοποννήσου. Ακόμα, τον Ιούλιο του 2022 τέθηκε σε λειτουργία η ηλεκτρική διασύνδεση της Σκιάθου με την Εύβοια, που εξασφαλίζει την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση των Σποράδων από το ΕΣΜΗΕ.

¹¹⁶ https://depa.gr/wp-content/uploads/2018/12/n_4001_2011.pdf

¹¹⁷ <https://www.admie.gr/erga/erga-diasyndeseis/diasyndesi-tis-kritis-me-tin-peloponniso>

¹¹⁸ <https://www.admie.gr/erga/erga-diasyndeseis/dytikos-diadromos-400-kv-peloponniso>

Η Διασύνδεση Ελλάδας και Βουλγαρίας με την κατασκευή δεύτερης διασυνδεδετικής γραμμής μεταξύ των εθνικών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας των δύο χωρών κατά 2022, αναμένεται να βελτιώσει την ενεργειακή επάρκεια της χώρας μέσω της αύξησης της μεταφορικής ικανότητας ηλεκτρικής ενέργειας στα 800 MW από την Ελλάδα προς τη Βουλγαρία και στα 1350 MW από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα. Παράλληλα, από το έργο θα επωφεληθούν όλα τα κράτη της Βαλκανικής Χερσονήσου, θα ενισχυθεί η εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ στις περιφέρειες της βορείου Ελλάδας και τέλος, θα συμβάλει στην ολοκλήρωση των αγορών ηλεκτρισμού της Ευρώπης και της Τουρκίας. Το έργο ανήκει στα έργα πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος και εμπεριέχεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E από το 2012.

4 Πολιτικές και χρηματοδοτικά προγράμματα για την Ενέργεια-Πράσινη Μετάβαση

4.1 Μεταρρυθμίσεις Προγραμμάτων Οικονομικής Προσαρμογής

Στην περίπτωση της Ελλάδας οι μεταρρυθμίσεις στον τομέα της ενέργειας αντιμετωπίστηκαν ως μέρος των προγραμμάτων οικονομικής προσαρμογής αποτελώντας ταυτόχρονα βασικά προαπαιτούμενα τους. Τα διαρθρωτικά μέτρα που προτάθηκαν και υλοποιήθηκαν ως ένα βαθμό μέσω των τριών προγραμμάτων οικονομικής προσαρμογής βελτίωσαν την ανταγωνιστικότητα στην αγορά φυσικού αερίου και τη σύσταση του ενεργειακού μείγματος της χώρας. Η συγκέντρωση όμως της αγοράς διατηρήθηκε σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα, ενώ οι τιμές της χονδρικής παρέμειναν ανάμεσα στις πιο υψηλές της Ευρωζώνης.

Πρωταρχικός στόχος μέσω της αναδιάρθρωσης της αγοράς και των προτεινόμενων μεταρρυθμίσεων ήταν η αντιμετώπιση χρόνιων παθογενειών της αγοράς ενέργειας, όπως ο υψηλός βαθμός συγκέντρωσης, η έλλειψη ανταγωνιστικότητας, το καθεστώς μονοπωλίου σε ορισμένες δραστηριότητες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και οι σημαντικές ελλείψεις στις υποδομές.

Η δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, ΔΕΗ ήταν μια πλήρως καθετοποιημένη επιχείρηση κοινής ωφέλειας ενεργή σε όλα το φάσμα δραστηριοτήτων της αγοράς ηλεκτρισμού από την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή ως την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές. Προκειμένου, να υπάρξουν διακριτά όρια ανάμεσα στο εύρος δραστηριοτήτων της στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και να αποφευχθεί η πιθανότητα κατάχρησης δεσπόζουσας θέσης, οι μεταρρυθμίσεις των προγραμμάτων οικονομικής προσαρμογής εστίασαν στον διαχωρισμό των δραστηριοτήτων και την ενίσχυση του ανταγωνισμού και τον εξορθολογισμό της ΔΕΗ. Αν και οι μεταρρυθμίσεις στόχευαν στην αναδιάρθρωση της ΔΕΗ μέχρι τη λήξη των προγραμμάτων παρέμενε κάτω από τον κρατικό έλεγχο διατηρώντας ταυτόχρονα μονοπώλιο στην εκμετάλλευση του λιγνίτη και των υδροηλεκτρικών μονάδων.

Παρόμοια, κρίθηκε απαραίτητη η επιτάχυνση της διαδικασίας απελευθέρωσης της αγοράς φυσικού αερίου που μπορεί να βρισκόταν στα σπάργαλα κατά την εφαρμογή του πρώτου Μνημονίου, όμως η εισαγωγή των πολιτικών της ΕΕ για τον μετριασμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και ο κομβικός ρόλος του φυσικού αερίου ως ενδιάμεσου καυσίμου επιταχύνουν τη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς. Το τρίτο πρόγραμμα οικονομικής προσαρμογής θέτει στο επίκεντρο τις ιδιωτικοποιήσεις των εγχώριων μονοπωλίων στην αγορά φυσικού αερίου.

Οι ελλείψεις διασυνδέσεις ανάμεσα στις νησιωτικές περιοχές και το ηπειρωτικό Σύστημα παρέμενε (και παραμένει για ορισμένες περιοχές) ένα άλυτο πρόβλημα τονίζοντας την αναγκαιότητα σημαντικών επενδύσεων για το δίκτυο. Τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά επωμίζονταν αυξημένα ενεργειακά κόστη λόγω της κάλυψης των ενεργειακών τους αναγκών μέσω μονάδων ηλεκτροπαραγωγής πετρελαίου.

Υπό το πρίσμα του Ευρωπαϊκού Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών και του συνδεδεμένου κόστους η χώρα θα έπρεπε να επανεξετάσει το ποσοστό συμμετοχής των συμβατικών μορφών ενέργειας στο ενεργειακό της μείγμα και κυρίως του λιγνίτη εφόσον η εισαγωγή των δικαιωμάτων εκπομπών θέτει εν αμφιβόλω την αποτελεσματικότητα του λόγω του χαμηλού οριακού κόστους. Ωστόσο, η σταδιακή απεξάρτηση από τον λιγνίτη χρειαζόταν εξισορροπητικά μέτρα για την εξασφάλιση της απρόσκοπτης παροχής ενέργειας. Ως αντίβαρο το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ θα έπρεπε να αυξηθεί προκειμένου να συμβαδίζει η Ελλάδα με την

μακροπρόθεσμη ενεργειακή στρατηγική της ΕΕ και τον Μηχανισμό Επανάκτησης και Αποθήκευσης Άνθρακα (Carbon Capture & Storage).

Η ενδυνάμωση του ρόλου της ΡΑΕ με σκοπό την αποφυγή των στρεβλώσεων εξαιτίας κρατικών παρεμβάσεων είχε συμπεριληφθεί και στα τρία μνημόνια. Τέλος, κρίσιμης σημασίας για τις επενδύσεις ΑΠΕ και την εξέλιξη της αγοράς αποδείχτηκε η εισαγωγή των διαγωνιστικών διαδικασιών και το ρυθμιστικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ με μέτρα που αποσκοπούσαν στην αντιμετώπιση των καθυστερήσεων και την αβεβαιότητα γύρω από την εξέλιξη των επενδύσεων.

Πιο συγκεκριμένα, το 1ο πρόγραμμα οικονομικής προσαρμογής θέτει τις βάσεις για τις μεταρρυθμίσεις και αποτελεί τον οδικό χάρτη για την απελευθέρωση της αγοράς. Περιλαμβάνει διαρθρωτικά μέτρα για το καθεστώς των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, προβλέποντας την είσοδο νέων παικτών στην αγορά και την ενδυνάμωση του ρόλου και της ανεξαρτησίας της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας. Τέλος, εισάγει τον μηχανισμό για τον καθορισμό εγγυημένων τιμών (Tariffs).

Η διαδικασία απελευθέρωσης της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μολονότι, είχε δρομολογηθεί από το 2001 χρειαζόταν σημαντικές παρεμβάσεις για την ενίσχυση του ανταγωνισμού και την εύρυθμη λειτουργία της. Ήδη από το 2008 το Ευρωπαϊκό Δικαστήριο είχε αποφανθεί ότι η Ελλάδα θα πρέπει να προτείνει αντίδοτα για τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας και την άρση του καθεστώτος μονοπωλίου της ΔΕΗ.

Δεδομένου ότι η δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού εξακολουθούσε να κατέχει δεσπόζουσα θέση και είχε υπό τον έλεγχό την πρωταρχική πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τον λιγνίτη, όπως και το υδροηλεκτρικό δυναμικό, το 1ο πρόγραμμα οικονομικής προσαρμογής επιχειρεί να οριοθετήσει το μερίδιο αγοράς της ΔΕΗ με προσδιορισμό του ορίου του 40% στην παραγωγή μέσω λιγνίτη και την προώθηση της ιδιωτικοποίησης μέρους της ΔΕΗ (Ιωαννίδης, 2022). Παρόλα αυτά δεν σημειώθηκε σπουδαία πρόοδος. Επιπλέον, οι πολιτικές που περιλαμβάνει το Τρίτο Ενεργειακό Πακέτο (Third Energy Package) και ο κώδικας για τη λειτουργία του δικτύου Network Codes εξετάζονται σε σχέση με την ελληνική αγορά ενέργειας κατά την 5η έκθεση προόδου, ώστε να συμπεριληφθούν στις μεταρρυθμίσεις της αγοράς. Δίνεται λοιπόν έμφαση στην ανεξαρτησία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας και στην ίδρυση ξεχωριστών αρμόδιων φορέων επιφορτισμένων με διακριτές δραστηριότητες τόσο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ) όσο και για την αγορά φυσικού αερίου (ΔΕΠΑ, ΔΕΣΦΑ).

Τα διαρθρωτικά μέτρα του 2ου προγράμματος οικονομικής προσαρμογής προσβλέπουν στην ολοκλήρωση των μεταρρυθμίσεων που περιλαμβάνονταν στο 1ο μνημόνιο, ενώ δίνουν ιδιαίτερη βαρύτητα στην ολοκλήρωση του διαχωρισμού της ιδιοκτησίας και των δραστηριοτήτων των βασικών λειτουργιών της αγοράς (unbundling) και στην πρόσβαση τρίτων με στόχο την ενδυνάμωση του ανταγωνισμού και την αποτελεσματικότητα της αγοράς.

Ο έλεγχος των δύο κύριων πηγών βασικού φορτίου -λιγνιτικές μονάδες και υδροηλεκτρικά- από τη δημόσια επιχείρηση προκαλούσε στρεβλώσεις στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, και ταυτόχρονα αφαιρούσε τη δυνατότητα των ανταγωνιστών να διεκδικήσουν μερίδιο της αγοράς/να εισέλθουν στην αγορά. Προκειμένου, να εξασφαλιστεί το δικαίωμα πρόσβασης τρίτων (third-party access) στους πόρους που κατείχε η ΔΕΗ, προτάθηκε η δημιουργία μιας νέας οντότητας, της Μικρής ΔΕΗ, όπου και κατέληξε σε συμφωνία τον Μάιο του 2013.

Προβλεπόταν πλήρης διαχωρισμός του ιδιοκτησιακού καθεστώτος και ιδιωτικοποίηση του διαχειριστή μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με παράλληλη σύσταση και πώληση μιας νέας οντότητας, της Μικρής ΔΕΗ που θα κατείχε το 30% της παραγωγικής δυναμικότητας/ικανότητας. Επιπλέον, περίπου το 17% των μετοχών της ΔΕΗ που ανήκαν στο κράτος θα πωλούνταν σε στρατηγικό επενδυτή.

Στην 4η έκθεση προόδου τον Απρίλιο του 2014, τόσο το σχέδιο ιδιωτικοποίησης της ΔΕΗ όσο και οι μεταρρυθμίσεις στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας προχωρούν σε ικανοποιητικό βαθμό και σε συμφωνία πάντα με τις απαιτήσεις του EU Target Model για τη θέσπιση των διακριτών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας (Αγορά Επόμενης Ημέρας, Ημερήσια Αγορά, Αγορά Εξισορρόπησης και την Προθεσμιακή Αγορά). Ακόμα, κατά την εφαρμογή του 2ου προγράμματος οικονομικής προσαρμογής καταργούνται οι ρυθμίσεις στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, Ωστόσο, η πώληση του ΑΔΜΗΕ δε θα ολοκληρωθεί κατά το 2014 παρά το ενδιαφέρον διεθνών επενδυτών.

Η απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου παρουσιάζει σημαντικές καθυστερήσεις ειδικά ως προς την είσοδο νέων παικτών στην αγορά. Παράλληλα, η ελληνική πλευρά δεσμεύεται να άρει τα εμπόδια για την είσοδο ιδιωτών στην προμήθεια φυσικού αερίου καταργώντας τα αποκλειστικά δικαιώματα των τοπικών εταιρειών παροχής φυσικού αερίου και επιτρέποντας την δημιουργία και χρήση τοπικών δικτύων διανομής φυσικού αερίου. Ενώ, η προβλεπόμενη ιδιωτικοποίηση των ΔΕΠΑ και ΔΕΣΦΑ θα αποτύχουν εξαιτίας ζητημάτων ανταγωνισμού.

Το 3ο πρόγραμμα οικονομικής προσαρμογής συμπίπτει με τη διαδικασία ολοκλήρωσης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας και την εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου από τα κράτη-μέλη. Έτσι, κατά την εφαρμογή του 3ου προγράμματος εντείνονται οι προσπάθειες συμμόρφωσης με το ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος και η εγχώρια αγορά επανασχεδιάζεται με τη σύσταση του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΕΧΕ) και κεντρικό άξονα την σύγκλιση των τιμών με τις άλλες ευρωπαϊκές αγορές. Το ΕΧΕ τίθεται σε πλήρη λειτουργία από τον Νοέμβριο του 2020 και σε πρώτη φάση στοχεύει στη σύγκλιση με τις αγορές της Βουλγαρίας και της Ιταλίας.

Κατά την εφαρμογή του 3ου μνημονίου εισάγονται οι δημοπρασίες ΝΟΜΕ και επανεξετάζονται αμφότερες η βιωσιμότητα και η αποτελεσματικότητα του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ (ΕΛΑΠΕ), καθώς το καθεστώς επιδοτήσεων και κρατικών ενισχύσεων στους παραγωγούς ΑΠΕ κρίνεται ότι προκαλεί στρεβλώσεις στην αγορά. Για τον λόγο αυτό από τον Ιανουάριο του 2016 οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και εντάσσονται σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης (ΡΑΕ, 2022).

Ο πλήρης διαχωρισμός του ΑΔΜΗΕ από την ΔΕΗ ολοκληρώνεται κατά τη διάρκεια του 3ου Μνημονίου το 2017, ενώ το αρχικό σχέδιο για τη δημιουργία της Μικρής ΔΕΗ με στόχο τη μείωση του μεριδίου της στην αγορά αντικαθίσταται από τις δημοπρασίες ΝΟΜΕ μέσω του νόμου 4368/2026. Οι διατάξεις του νόμου προβλέπουν τον περιορισμό του μεριδίου της ΔΕΗ από το 90% στο 40% και αποτελούν τη συνέχεια της αντιμονοπωλιακής, δεσμευτικής απόφασης του Ευρωπαϊκού Δικαστηρίου τον Δεκέμβριο του 2016. Συνοψίζοντας, η ένταξη των δημοπρασιών ΝΟΜΕ και η πρόσβαση τρίτων στην εκμετάλλευση του λιγνίτη αποτελούν τα κύρια αντίδοτα για τη συγκέντρωση της αγοράς.

Πρόοδος σημειώνεται επίσης, ως προς τις προτεινόμενες ιδιωτικοποιήσεις των ΔΕΣΦΑ και ΔΕΠΑ (Ιωαννίδης, 2022). Το πρόγραμμα του ESM περιλαμβάνει νέο διαγωνισμό το 2017 ο οποίος καταλήγει σε συμφωνία τον

Δεκέμβριο του 2018, ως μια από τις υποχρεώσεις της μετά-μνημονίων εποχής /από τις μετά-μνημονιακές δεσμεύσεις. Τέλος, λαμβάνει χώρα ο διαγωνισμός για την ιδιωτικοποίηση.

4.2 Οι βασικές στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια διαχρονικά

Ο τομέας της ενέργειας συγκαταλέγεται σε εκείνους για τους οποίους η ΕΕ σχεδιάζει και υλοποιεί πολιτικές εδώ και δεκαετίες. Εγχωρίως, ο σχεδιασμός και η υλοποίηση πολιτικών για τον τομέα της ενέργειας έγκεινται κυρίως στη μεταφορά στο εθνικό δίκαιο των σχετικών ευρωπαϊκών πολιτικών.

Επιγραμματικά, ενώ η ΕΕ νομοθετεί για τον τομέα της ενέργειας και θέτει σχετικούς στόχους εδώ και πολλά χρόνια, η εισαγωγή της πρώτης υποχρεωτικής κοινής ενεργειακής πολιτικής στην Ευρωπαϊκή Ένωση εγκρίθηκε στη συνεδρίαση του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου της 17^{ης} Οκτωβρίου 2005 στο Λονδίνο, απόφαση η οποία οδήγησε στην υπογραφή της Συνθήκης για την Ενεργειακή Ένωση στην Αθήνα στις 25 του ίδιου μήνα και την ενεργοποίησή της από τον Ιούλιο του 2006¹¹⁹. Ακολούθως, οι πρώτες προτάσεις πολιτικής δημοσιεύθηκαν τον Φεβρουάριο του 2007¹²⁰ και βασιζόνταν ως επί το πλείστον στο **Green Paper**¹²¹. Προηγουμένως, η νομοθεσία της ΕΕ για επί μέρους θέματα ενέργειας βασιζόταν στις δικαιοδοσίες της Ευρωπαϊκής Επιτροπής σε θέματα κοινής αγοράς και περιβάλλοντος. Η **Συνθήκη της Λισαβόνας το 2007**¹²² περιλάμβανε την αλληλεγγύη σε θέματα ενεργειακού εφοδιασμού και αλλαγές στην ενεργειακή πολιτική της ΕΕ. Επιπλέον, τέθηκαν από τη Συνθήκη οι **«Στόχοι 20-20-20»** για το 2020 οι οποίοι νομοθετήθηκαν το 2009 με το **«Πακέτο για το Κλίμα και την Ενέργεια»**¹²³ και αφορούσαν σε: α) περιορισμό κατά 20% στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (από τα επίπεδα του 1990), β) παραγωγή του 20% της ενέργειας της ΕΕ από ανανεώσιμες πηγές και γ) βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%, σε σύγκριση με τα προβλεπόμενα επίπεδα.

Το 2009, με την οδηγία 2009/28/ΕΚ¹²⁴ ορίστηκε ένα κοινό πλαίσιο για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (αιολική, ηλιακή, αεροθερμική, γεωθερμία, υδροθερμική, υδροηλεκτρική, βιομάζα, αέριο κωματερών κ.ά.). Επιπρόσθετα, καθορίστηκαν υποχρεωτικοί εθνικοί στόχοι για το συνολικό μερίδιο της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, όπως επίσης για το μερίδιο της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στις μεταφορές. Η συγκεκριμένη οδηγία επικαιροποιήθηκε με την οδηγία 2018/2001/ΕΕ.

Οι Στόχοι 20-20-20, καθώς και άλλος ένας, της επίτευξης μεριδίου 10% στη χρήση ανανεώσιμης ενέργειας στον τομέα των μεταφορών, περιλαμβάνονταν στη **στρατηγική «Ενέργεια 2020»** η οποία παρουσιάστηκε το 2010¹²⁵. Η νέα ενεργειακή στρατηγική επικεντρωνόταν σε πέντε προτεραιότητες:

- 1) Επίτευξη μιας ενεργειακά αποδοτικής Ευρώπης
- 2) Δημιουργία μιας πραγματικά πανευρωπαϊκής ολοκληρωμένης αγοράς ενέργειας
- 3) Ενδυνάμωση των καταναλωτών και επίτευξη του υψηλότερου επιπέδου ασφάλειας
- 4) Επέκταση της ηγετικής θέσης της Ευρώπης στην ενεργειακή τεχνολογία και καινοτομία

¹¹⁹ Council Decision No 2006/500/EC, OJ L 198, 20.7.2006, p. 15–17

¹²⁰ European Commission (2007) - «Energy for a Changing World: The New European Energy Policy», Speech/07/70

¹²¹ European Commission (2006) – «A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy», COM(2006) 105 final

¹²² European Union (2007) – «Lisbon Treaty», OJ C 306, 17.12.2007, p. 1–271

¹²³ Οδηγία 2009/29/ΕΚ, Οδηγία 2009/28/ΕΚ, Οδηγία 2009/31/ΕΚ, Απόφαση No. 406/2009/ΕΚ

¹²⁴ OJ L 140, 05.06.2009, p. 16–47

¹²⁵ COM(2010) 639 final

5) Ενίσχυση της εξωτερικής διάστασης της αγοράς ενέργειας της ΕΕ

Επιχειρώντας για πρώτη φορά να διαμορφώσει μια μακροπρόθεσμη στρατηγική για την ενέργεια, η ΕΕ κατάρτισε το 2011 τον **«Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια 2050»**¹²⁶. Ήδη από τον Οκτώβριο του 2009 το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο είχε δεσμευθεί να περιοριστούν στην ΕΕ οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το επίπεδό τους το 1990 κατά 80-95%. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ανέλυσε τις επιπτώσεις αυτής της δέσμευσης στο **«Χάρτη πορείας για τη μετάβαση σε μια ανταγωνιστική οικονομία χαμηλών επιπέδων εκπομπών άνθρακα το 2050»**¹²⁷. Ωστόσο, μέχρι τις αρχές του 2011 δεν είχαν χαραχθεί επαρκείς κατευθύνσεις ως προς τις ενέργειες και τους στόχους μετά τη στρατηγική «Ενέργεια 2020» προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος για το 2050. Τούτου δεδωμένου, βασικός στόχος του «Οδικού Χάρτη για την Ενέργεια 2050» ήταν η μετάβαση του ενεργειακού συστήματος με τρόπους που θα ήταν συμβατοί με το συγκεκριμένο στόχο, ενισχύοντας παράλληλα την ανταγωνιστικότητα και την ασφάλεια του εφοδιασμού. Ο οδικός χάρτης προέβλεπε σημαντικές επενδύσεις σε νέες τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών άνθρακα, παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ενίσχυση ενεργειακής απόδοσης, όπως επίσης σε υποδομές δικτύου. Με τον οδικό χάρτη καθορίστηκαν τέσσερις βασικές κατευθύνσεις προς ένα περισσότερο βιώσιμο, ανταγωνιστικό και ασφαλές ενεργειακό σύστημα το 2050: ενεργειακή απόδοση, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, πυρηνική ενέργεια και δέσμευση-αποθήκευση άνθρακα. Συνδυάζοντας τις με εναλλακτικούς τρόπους, διαμορφώθηκαν και αναλύθηκαν επτά πιθανά σενάρια μετάβασης στο 2050.

Τον Δεκέμβριο του 2012 τέθηκε σε ισχύ η **Οδηγία για την Ενεργειακή Απόδοση (EED)**¹²⁸, με την οποία επιβλήθηκαν βελτιώσεις στην ενεργειακή αποτελεσματικότητα των οικονομιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, καθώς εισάγονταν με αυτή δεσμευτικοί κανόνες για αποτελεσματικότερη χρήση της ενέργειας σε όλα τα στάδια και τους κλάδους της αλυσίδας εφοδιασμού. Επιπλέον, με τη συγκεκριμένη οδηγία καθιερωνόταν ένα κοινό πλαίσιο για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης εντός της ΕΕ, στο πλαίσιο των Στόχων 20-20-20, εισάγοντας την υποχρέωση καθορισμού εθνικών στόχων ενεργειακής απόδοσης στα Εθνικά Σχέδια Δράσης για την Ενεργειακή Απόδοση (NEEAP) έως τον Απρίλιο του 2014.

Τον Ιανουάριο του 2014, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% έως το 2030 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, στόχο 27% για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, μέτρα για την περαιτέρω βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, μεταρρυθμίσεις του συστήματος εμπορίας εκπομπών της ΕΕ ώστε να συμπεριληφθεί αποθεματικό σταθερότητας της αγοράς κ.ά. Τον Οκτώβριο του ίδιου έτους, στη βάση αυτών και άλλων επιμέρους προτάσεων, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο συμφώνησε το **«Πλαίσιο του 2030 για το κλίμα και την ενέργεια»**¹²⁹. Οι στόχοι για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την ενεργειακή απόδοση στο Πλαίσιο 2030 αναθεωρήθηκαν κατόπιν προς τα πάνω με την αναθεώρηση της **Οδηγίας για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (2018/2001/ΕΕ)**, όπως επίσης και της **Οδηγίας για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα (2018/2002/ΕΕ)**, σε 32% και 32,5% αντίστοιχα.

Προηγουμένως τον Μάιο του 2014, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τη **στρατηγική της για την Ενεργειακή Ασφάλεια**¹³⁰ και το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κατέληξε σε συμπεράσματα σχετικά με το θέμα τον Ιούνιο και τον Οκτώβριο του ίδιου έτους. Η στρατηγική χρησίμευσε ως δομικό στοιχείο της Στρατηγικής για την Ενεργειακή

¹²⁶ COM(2011)0885

¹²⁷ COM(2011)112

¹²⁸ Οδηγία 2012/27/ΕΕ

¹²⁹ COM(2014)015 final

¹³⁰ COM(2014)330

Ένωση, η οποία παρουσιάστηκε το επόμενο έτος. Ορισμένα από τα βασικά της συγκεκριμένης στρατηγικής ήταν τα εξής:

- 1) Ενίσχυση μηχανισμών έκτακτης ανάγκης/αλληλεγγύης (συμπεριλαμβανομένης της αναθεώρησης του Κανονισμού του 2010 για την ασφάλεια του εφοδιασμού με φυσικό αέριο)
- 2) Μετριασμός της ζήτησης ενέργειας για τη μείωση της εξάρτησης από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα
- 3) Ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας
- 4) Αύξηση της εγχώριας παραγωγής ενέργειας στην ΕΕ, η οποία μειώθηκε κατά 15% την περίοδο 2001-12
- 5) Διαφοροποίηση εξωτερικών προμηθειών και σχετικών υποδομών σε αέριο και ουράνιο/πυρηνικά καύσιμα

Το Φεβρουάριο του 2015 παρουσιάστηκε η **Στρατηγική για την Ενεργειακή Ένωση**¹³¹, με στόχους την παροχή ασφαλούς, βιώσιμης, ανταγωνιστικής και οικονομικά προσιτής ενέργειας. Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κατέληξε τον Μάρτιο του 2015 σε μια μακροπρόθεσμη πολιτική για το κλίμα με βάση τη συγκεκριμένη στρατηγική, με πέντε προτεραιότητες:

- 1) Ενεργειακή ασφάλεια, αλληλεγγύη και εμπιστοσύνη
- 2) Πλήρως ενοποιημένη ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας
- 3) Ενεργειακή απόδοση που συμβάλλει στη συγκράτηση της ζήτησης
- 4) Απαλλαγή της οικονομίας από τον άνθρακα
- 5) Έρευνα, καινοτομία και ανταγωνιστικότητα

Η στρατηγική περιλάμβανε έναν ελάχιστο στόχο διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας 10% για όλα τα κράτη μέλη έως το 2020, προκειμένου να ασκηθεί καθοδική πίεση στις τιμές της ενέργειας, να περιοριστεί η ανάγκη κατασκευής νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και να διευρυνθεί ο εφοδιασμός με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η Στρατηγική για την Ενεργειακή Ένωση παραμένει η βασική στρατηγική της ΕΕ για την ενέργεια, η οποία επικουρείται από άλλες μεταγενέστερες στρατηγικές και πολιτικές της Ένωσης. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει δημοσιεύσει στο πλαίσιο της Ενεργειακής Ένωσης πολλές δέσμες μέτρων και τακτικές εκθέσεις προόδου, με πλέον γνωστή την ετήσια έκθεση «Κατάσταση της ενεργειακής ένωσης», οι οποίες παρακολουθούν την εφαρμογή της, προκειμένου να διασφαλιστεί η επίτευξή της.

Τον Δεκέμβριο του 2018 τέθηκε σε ισχύ ο **Κανονισμός για τη Διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και τη Δράση για το Κλίμα**¹³². Ο κανονισμός έχει σκοπό να αναδείξει τη σημασία της επίτευξης των ενεργειακών και κλιματικών στόχων της ΕΕ για το 2030 και να καθορίσει τον τρόπο συνεργασίας των χωρών της ΕΕ και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Οι στόχοι του είναι οι εξής:

- 1) Να εφαρμόσει στρατηγικές και μέτρα που διασφαλίζουν ότι οι στόχοι της Ενεργειακής Ένωσης, ιδίως οι ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι της ΕΕ για το 2030, και οι μακροπρόθεσμες δεσμεύσεις της για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου συνάδουν με τη συμφωνία του Παρισιού
- 2) Να τονώσει τη συνεργασία μεταξύ των κρατών-μελών προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της Ενεργειακής Ένωσης

¹³¹ «Energy Union Package», COM(2015) 81 final

¹³² Κανονισμός (ΕΕ) 2018/1999, ΟJ L 328, 21.12.2018, p. 1-77

- 3) Να προωθήσει τη μακροπρόθεσμη βεβαιότητα και προβλεψιμότητα για τους επενδυτές στην ΕΕ και να ενισχύσει τις θέσεις εργασίας, την ανάπτυξη και την κοινωνική συνοχή
- 4) Να περιορίσει το διοικητικό φόρτο, σύμφωνα με την αρχή της καλύτερης νομοθεσίας. Αυτό έγινε με την ενσωμάτωση και τον εξορθολογισμό των περισσότερων από τις απαιτήσεις σχεδιασμού και υποβολής εκθέσεων ενέργειας και κλίματος των χωρών της ΕΕ, καθώς και των υποχρεώσεων παρακολούθησης από την πλευρά της Επιτροπής
- 5) Να διασφαλίσει τη συνεπή υποβολή εκθέσεων από την ΕΕ και τα κράτη-μέλη της βάσει της σύμβασης-πλαίσου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή και της συμφωνίας του Παρισιού

Ο μηχανισμός διακυβέρνησης βασίζεται σε ολοκληρωμένα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) τα οποία καλύπτουν την περίοδο από το 2021 έως το 2030, σε μακροπρόθεσμες στρατηγικές της ΕΕ και εθνικές στρατηγικές, όπως επίσης σε παρακολούθηση και δημοσίευση δεδομένων.

Το 2019, με την **Οδηγία 2019/944**¹³³ επικαιροποιήθηκε η Οδηγία 96/92/ΕΚ, η πρώτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία αφορούσε στους κοινούς κανόνες για τη σχετική εσωτερική αγορά. Η νέα οδηγία περιλάμβανε κοινούς κανόνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και αποθήκευση ενέργειας, όπως επίσης για την προστασία των καταναλωτών, αποσκοπώντας στη διαμόρφωση πραγματικά ολοκληρωμένων και εστιασμένων στον καταναλωτή αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ένωση.

Ως προς την υλοποίηση των στόχων της στρατηγικής «Ενέργεια 2020» δηλαδή των Στόχων 20-20-20, καθώς και του στόχου για το μερίδιο της ανανεώσιμης ενέργειας στον τομέα των μεταφορών, σύμφωνα με έκθεση του Ευρωπαϊκού Οργανισμού Ενέργειας η Ελλάδα συγκαταλέγεται στις 10 χώρες της ΕΕ οι οποίες τους πέτυχαν εμπρόθεσμα¹³⁴. Μάλιστα, από το 2020 η Ελλάδα και άλλες τέσσερις χώρες είχαν ήδη επιτύχει επίπεδα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου χαμηλότερα από τα όρια εκπομπών τα οποία έχουν τεθεί βάσει της νομοθεσίας περί Καταμερισμού Προσπάθειας για το 2030¹³⁵. Επιπρόσθετα, στην Ελλάδα και άλλες 10 χώρες το επίπεδο τελικής κατανάλωσης ενέργειας βρισκόταν ήδη χαμηλότερα από το προβλεπόμενο για το 2030, ενώ εγχωρίως και σε άλλες 15 χώρες η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας εκκείνιτο από το 2020 χαμηλότερα από το προβλεπόμενο επίπεδο για το 2030. Αντιθέτως, καμία χώρα δεν είχε επιτύχει στο συγκεκριμένο έτος το μερίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας το οποίο προβλεπόταν για το 2030. Στο σύνολο της ΕΕ, οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου το 2020 ήταν 31% χαμηλότερες από ό,τι το 1990, το μερίδιο της κατανάλωσης ενέργειας το οποίο προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές διαμορφώθηκε στο 21,3%, ενώ βάσει προκαταρκτικών στοιχείων, έστω οριακά, επιτεύχθηκε ο επιμέρους στόχος του 10% ως προς τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα των μεταφορών. Τέλος, ενώ η επίτευξη περιορισμού της κατανάλωσης ενέργειας κατά 20% έως το 2020 εθεωρείτο απίθανη, τα εκτεταμένα lockdowns το 2020 λόγω της πανδημίας COVID-19, εκτιμάται πως συγκράτησαν την κατανάλωση πρωτογενούς και τελικής ενέργειας της ΕΕ χαμηλότερα από τα επίπεδα-στόχους, κατά 5% και 3% αντίστοιχα.

Βάσει των πλέον πρόσφατων στοιχείων, τα οποία αφορούν στο 2021, η Ελλάδα πέτυχε σε εκείνο το έτος τη μεγαλύτερη μείωση τελικής κατανάλωσης σε σύγκριση με το 2005 (-30,9%, Διάγραμμα 4.1) και ταυτόχρονα τη μεγαλύτερη υπέρβαση του σχετικού εθνικού στόχου στη στρατηγική «Ενέργεια 2020» για το 2030 (+18,4π.μ.). Η Ελλάδα βρισκόταν το 2021 υψηλότερα και από το στόχο μεριδίου ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή

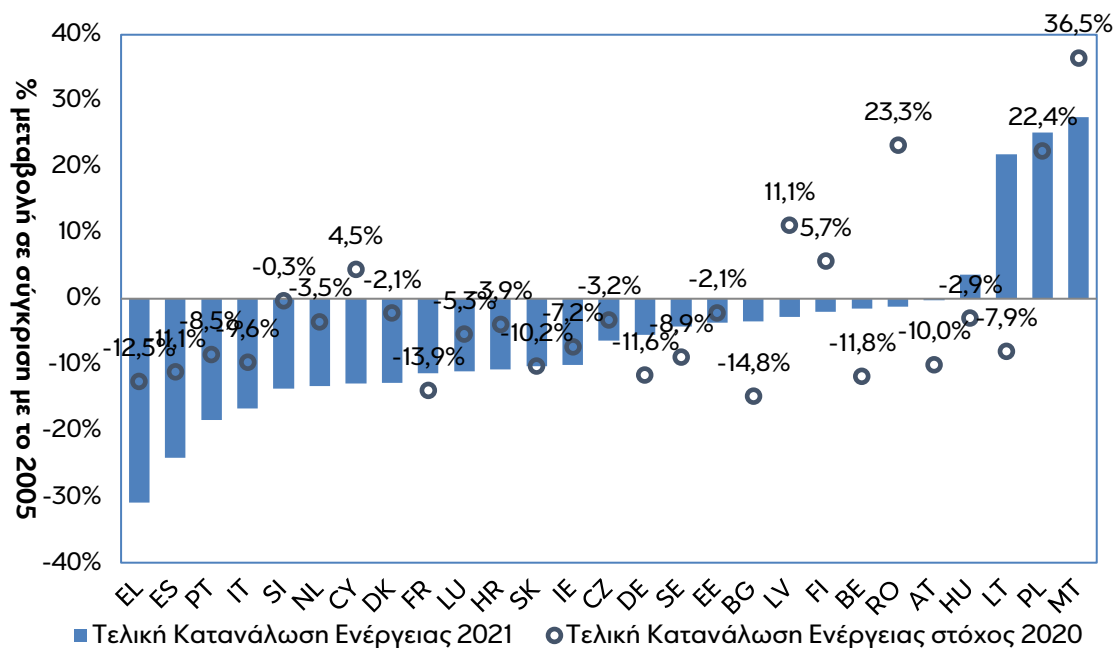
¹³³ OJ L 158, 14.06.2019, p. 125–199

¹³⁴ Οι υπόλοιπες χώρες ήταν η Δανία, η Εσθονία, η Ισπανία, η Ιταλία, η Κροατία, η Λετονία, η Πορτογαλία, η Σουηδία και η Τσεχία

¹³⁵ European Environment Agency (2021), «Trends and projections in Europe 2021», No 13/2021

ενέργειας για το 2030, με την επίδοσή της να υπολείπεται οριακά του μέσου όρου στην ΕΕ-27 (21,9% έναντι 22,2%, Διάγραμμα 4.2).

Διάγραμμα 4.1: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας στις χώρες μέλη ΕΕ (2021) και στόχοι 2020

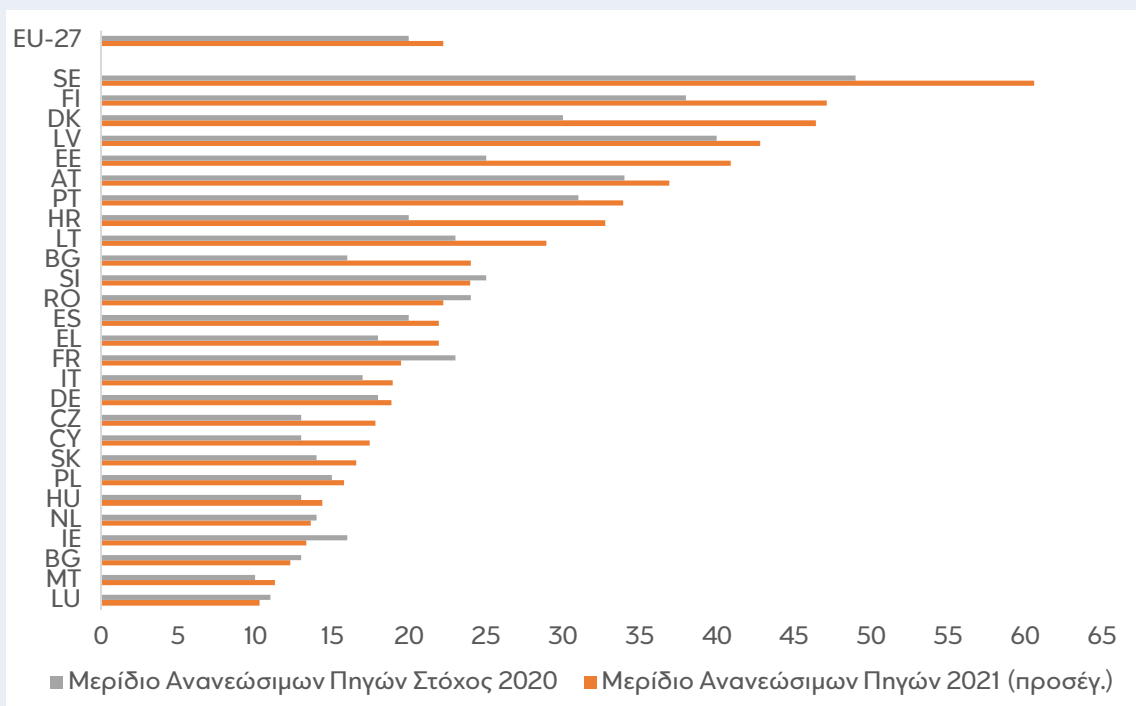


Πηγή: European Environment Agency, Eurobank Research

Συνεπώς, η υλοποίηση της στρατηγικής «Ενέργεια 2020» ήταν επιτυχημένη, εγχωρίως και κατά μέσο όρο στην ΕΕ. Ωστόσο, καθώς αυτή η επιτυχία οφείλεται εν μέρει στις έκτακτες, πρωτοφανείς συνθήκες παγκοσμίως το 2020 οι οποίες προέκυψαν από την πανδημία, κυρίως στα θέματα του περιορισμού της πρωτογενούς και τελικής παραγωγής ενέργειας, θα απαιτηθεί ιδιαίτερη προσοχή κατά το στάδιο της εξόδου από την υγειονομική κρίση και τις επιπτώσεις του πολέμου στην Ουκρανία και τη συνακόλουθη οικονομική ανάκαμψη, προκειμένου να μην χαθεί η πρόοδος η οποία συντελέστηκε ή έστω σημαντικό τμήμα αυτής.

Συνοψίζοντας, οι στρατηγικές και πολιτικές (οδηγίες, κανονισμοί κ.λπ.) της ΕΕ για την ενέργεια παρουσιάζουν διαχρονικά σταθερότητα ως προς ορισμένους στόχους τους οποίους επιδιώκουν. Σε αυτούς περιλαμβάνονται ο ισχυρός περιορισμός των εκπομπών άνθρακα, η ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας, της συνεργασίας και της αλληλεγγύης σε θέματα ενέργειας εντός της ΕΕ, η ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τη συγκράτηση της ζήτησης και τέλος, η προώθηση της έρευνας και της καινοτομίας σε θέματα ενέργειας.

Διάγραμμα 4.2: Μερίδιο ανανεώσιμων πηγών στις χώρες μέλη ΕΕ (2021) και στόχοι 2020



Πηγή: European Environment Agency, Eurobank Research

4.3. Οι στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια την τρέχουσα περίοδο

4.3.1 Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal)

Όπως αναφέρθηκε στην προηγούμενη υποενότητα, η Στρατηγική για την Ενεργειακή Ένωση αποτελεί από το 2015 τη βασική στρατηγική της ΕΕ για την ενέργεια. Αυτή υποστηρίζεται από άλλες στρατηγικές και πολιτικές της Ένωσης. Η τήρηση των δεσμεύσεων των κρατών-μελών στο πλαίσιο της στρατηγικής και η συνολική πρόοδος στην εφαρμογή της ελέγχονται τακτικά με εκθέσεις, με πλέον γνωστή την ετήσια έκθεση «Κατάσταση της ενεργειακής ένωσης».

Σχετικά με τις πλέον σημαντικές τρέχουσες στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ οι οποίες συμβάλλουν στην επίτευξη των στόχων της Στρατηγικής για την Ενεργειακή Ένωση, τον Δεκέμβριο του 2019 η ΕΕ παρουσίασε την **Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal)**,¹³⁶ έναν οδικό χάρτη προκειμένου να καταστεί μέσο-μακροπρόθεσμα η οικονομία της ΕΕ βιώσιμη, εξασφαλίζοντας παράλληλα μια δίκαιη και χωρίς αποκλεισμούς μετάβαση. Βασικοί στόχοι της Πράσινης Συμφωνίας είναι, πρώτον, η μείωση κατά τουλάχιστον 55% των καθαρών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έως το 2030, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, δεύτερον, να καταστεί η Ευρώπη η πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος στον κόσμο έως το 2050 και τρίτον, να φυτευτούν στην ΕΕ 3 δις δέντρα έως το 2030.

Τον Ιανουάριο του 2020 παρουσιάστηκαν το επενδυτικό σχέδιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, δηλαδή το **επενδυτικό σχέδιο «Βιώσιμη Ευρώπη»**, και ο **Μηχανισμός Δίκαιης Μετάβασης (Just Transition Mechanism, JTM)**. Το επενδυτικό σχέδιο «Βιώσιμη Ευρώπη» είχε εκτιμηθεί εκείνη την περίοδο, προ πανδημίας, πως θα βοηθούσε να αποδεσμευτούν ιδιωτικά κεφάλαια μέσω των χρηματοδοτικών μέσων της ΕΕ, ιδίως του

¹³⁶ COM(2019)640 final

InvestEU, τα οποία θα οδηγούσαν σε επενδύσεις ύψους τουλάχιστον €1 τρις στην επόμενη δεκαετία. Σκοπός του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης είναι να παράσχει στοχευμένη στήριξη στις περιφέρειες που πλήττονται περισσότερο από τη διαδικασία της μετάβασης, μέσα από τις αναγκαίες επενδύσεις προκειμένου να στηριχθούν οι εργαζόμενοι και οι κοινότητες που εξαρτώνται περισσότερο από την αλυσίδα αξίας των ορυκτών καυσίμων, κινητοποιώντας τουλάχιστον €100 δις κατά την περίοδο 2021-2027. Επιπρόσθετα, ο Μηχανισμός θα συμπληρώνει την ουσιαστική συνεισφορά του προϋπολογισμού της ΕΕ μέσω όλων των προγραμμάτων που έχουν άμεση σχέση με τη μετάβαση. Ο Μηχανισμός Δίκαιης Μετάβασης αποτελείται από τρεις κύριες πηγές χρηματοδότησης:

- το **Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης** με αρχικό προϋπολογισμό €7,5 δις. Για κάθε ευρώ από το συγκεκριμένο ταμείο, έχουν δεσμευτεί ότι θα συνεισφέρουν κεφάλαια το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης και το Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο, ενώ θα παρασχεθούν και πρόσθετοι εθνικοί πόροι, προκειμένου συνδυαστικά από αυτές τις πηγές να παρασχεθούν χρηματοδοτήσεις ύψους μεταξύ €30 και €50 δις, οι οποίες θα κινητοποιήσουν ακόμα περισσότερες επενδύσεις.
- το ειδικό καθεστώς δίκαιης μετάβασης στο πλαίσιο του **InvestEU** για την κινητοποίηση επενδύσεων έως €45 δις και
- έναν μηχανισμό δανειοδότησης του δημόσιου τομέα σε συνεργασία με την **Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων**, με τη στήριξη του προϋπολογισμού της ΕΕ, για την κινητοποίηση επενδύσεων ύψους μεταξύ €25 και €30 δις

Ειδικότερα σε ό,τι αφορά την ενέργεια, βασικός στόχος της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας είναι η μετάβαση στην καθαρή ενέργεια, μέσω της απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Η Πράσινη Συμφωνία εστιάζει σε τρεις βασικές αρχές για τη μετάβαση στην καθαρή ενέργεια:

- διασφάλιση ασφαλούς και οικονομικά προσιτού ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ
- δημιουργία πλήρους ολοκληρωμένης, διασυνδεδεμένης και ψηφιοποιημένης ενεργειακής αγοράς της ΕΕ
- προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας, βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων και ανάπτυξη ενός τομέα παραγωγής ενέργειας ο οποίος θα βασίζεται σε μεγάλο βαθμό σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Οι κύριοι στόχοι της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την επίτευξη αυτών των αρχών μέσω της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας είναι οι εξής:

- δημιουργία διασυνδεδεμένων ενεργειακών συστημάτων και καλύτερα ολοκληρωμένων δικτύων, τα οποία να υποστηρίζουν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- προώθηση καινοτόμων τεχνολογιών και σύγχρονων υποδομών
- ενίσχυση της ενεργειακής απόδοσης και του οικολογικού σχεδιασμού των προϊόντων
- απανθρακοποίηση του τομέα του φυσικού αερίου και προώθηση της διατομεακής έξυπνης ολοκλήρωσης
- ενδυνάμωση των καταναλωτών και παροχή βοήθειας στις χώρες της ΕΕ για την αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας
- προώθηση των ενωσιακών ενεργειακών προτύπων και τεχνολογιών σε παγκόσμιο επίπεδο

- αξιοποίηση των δυνατοτήτων που προσφέρει η υπεράκτια αιολική ενέργεια

Σχετικές με τους παραπάνω στόχους επιμέρους στρατηγικές και πολιτικές της ΕΕ είναι οι κάτωθι:

- ❖ **Στρατηγική για την ολοκλήρωση του ενεργειακού συστήματος**¹³⁷. Η ολοκλήρωση στον τομέα της ενέργειας έγκειται στη διασύνδεση μεταξύ των διαφόρων μορφών ενέργειας - ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση, ψύξη, αέριο, στερεά και υγρά καύσιμα-, μεταξύ τους και με τους τομείς τελικής χρήσης, π.χ. τα κτίρια, οι μεταφορές, η βιομηχανία. Η διασύνδεση των μορφών ενέργειας έχει σκοπό τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού συστήματος στο σύνολό του, αντί απλώς για τον περιορισμό των εκπομπών άνθρακα και την επίτευξη ξεχωριστών κερδών απόδοσης σε κάθε τομέα ανεξάρτητα. Η συγκεκριμένη στρατηγική της ΕΕ περιλαμβάνει διάφορες υπάρχουσες και αναδυόμενες τεχνολογίες, διαδικασίες και επιχειρηματικά μοντέλα, όπως οι ΤΠΕ και η ψηφιοποίηση, τα έξυπνα δίκτυα (smart grids) και μετρητές και οι αγορές ευελιξίας
- ❖ **Στρατηγική για το υδρογόνο**¹³⁸: Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, το 2022, το υδρογόνο αντιπροσώπευε λιγότερο από το 2% της κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρώπη. Χρησιμοποιείται κυρίως στην παραγωγή χημικών προϊόντων, π.χ. πλαστικά, λιπάσματα. Το 96% αυτού του υδρογόνου παράγεται με φυσικό αέριο, με αποτέλεσμα σημαντικές ποσότητες εκπομπών CO₂. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει προτείνει την παραγωγή 10 εκατ. τόνων υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές έως το 2030 και την εισαγωγή 10 εκατ. τόνων έως το ίδιο έτος. Το ανανεώσιμο υδρογόνο μπορεί να παραχθεί μέσω ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιώντας ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια για τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Κατηγοριοποιείται ως προς τη φύση της παραγωγής του στα ανανεώσιμα καύσιμα μη βιολογικής προέλευσης. Οι δυνατότητες αποθήκευσης του υδρογόνου είναι ιδιαίτερα ωφέλιμες για τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς είναι εφικτή αφενός η διατήρησή του σε μεγάλες ποσότητες, αφετέρου για μεγάλα χρονικά διαστήματα
- ❖ **Στρατηγική για τις υπεράκτιες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**¹³⁹: Εκδόθηκε το Νοέμβριο του 2020. Θέτει στόχους για εγκατεστημένη ισχύ τουλάχιστον 60 GW σε παραγωγή υπεράκτιας αιολικής ενέργειας και 1 GW σε παραγωγή ωκεάνιας ενέργειας έως το 2030, με τους αντίστοιχους στόχους για το 2050 σε 300 GW και 40 GW αντίστοιχα. Προκειμένου να έχει βιώσιμες προοπτικές μακροπρόθεσμα η αξιοποίηση των υπεράκτιων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αναθεωρήθηκε τον Ιούνιο του 2022 ο **Κανονισμός για τα Διευρωπαϊκά Δίκτυα Ενέργειας (TEN-E Regulation)**¹⁴⁰. Περιλαμβάνει νέες κατηγορίες υποδομής για υβριδικά υπεράκτια δίκτυα και ακτινικές γραμμές, καθώς και επισπεύδουσες διατάξεις για τη γρήγορη κλιμάκωση των υπεράκτιων δικτύων. Επιπλέον, ο κανονισμός υποστηρίζει την περιφερειακή συνεργασία μεταξύ χωρών της ΕΕ, οι οποίες, μαζί με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, θα καθορίσουν μη δεσμευτικούς περιφερειακούς στόχους για την υπεράκτια παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε κάθε θαλάσσια λεκάνη
- ❖ **Στρατηγική για το μεθάνιο**: Το μεθάνιο είναι το δεύτερο πιο σημαντικό αέριο του θερμοκηπίου το οποίο συμβάλλει στην κλιματική αλλαγή μετά το διοξείδιο του άνθρακα. Ενδεικτικά, σε μια χρονική κλίμακα 100 ετών, το μεθάνιο έχει 28 φορές μεγαλύτερο δυναμικό υπερθέρμανσης του πλανήτη από το διοξείδιο του άνθρακα. Περίπου το ένα τρίτο των παγκόσμιων ανθρωπογενών εκπομπών μεθανίου

¹³⁷ COM(2020)299 final

¹³⁸ COM(2020)301

¹³⁹ COM(2020)741

¹⁴⁰ Κανονισμός (ΕΕ) 2022/869, ΟJ L 152, 03.06.2022, p. 45-102

προέρχεται από τον ενεργειακό τομέα. Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας εκτιμά ότι το 45% αυτών των εκπομπών μπορεί να μετριαστεί χωρίς καθαρό κόστος, δεδομένου ότι το μεθάνιο είναι ένα εμπορεύσιμο προϊόν με τη μορφή φυσικού αερίου. Σε αυτό το πλαίσιο δεδομένων και δυνατοτήτων, η ΕΕ δημοσίευσε τον Οκτώβριο του 2020 τη Στρατηγική για το μεθάνιο¹⁴¹, η οποία επικεντρώνεται στη μείωση των εκπομπών του στους τομείς της ενέργειας, της γεωργίας και των αποβλήτων, καθώς αυτές οι περιοχές αντιπροσωπεύουν σχεδόν το σύνολο των ανθρωπογενών εκπομπών μεθανίου. Όπως προβλεπόταν στη στρατηγική της ΕΕ για το μεθάνιο, η Επιτροπή ενέκρινε τον Δεκέμβριο 2021 πρόταση κανονισμού με στόχο τη μείωση των εκπομπών μεθανίου στον ενεργειακό τομέα¹⁴² η οποία εστιάζει, αφενός στη βελτιωμένη μέτρηση, αναφορά και επαλήθευση των εκπομπών μεθανίου στον ενεργειακό τομέα, αφετέρου στην άμεση μείωση των εκπομπών μέσω υποχρεωτικής ανίχνευσης και επισκευής διαρροών και απαγόρευσης εξαερισμού και καύσης

❖ **Διευρωπαϊκά ενεργειακά δίκτυα:** Όπως αναφέρθηκε στη Στρατηγική για τις υπεράκτιες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει διαμορφώσει διακριτή πολιτική για τα Διευρωπαϊκά Δίκτυα Ενέργειας (TEN-E Regulation), η οποία επικεντρώνεται στη διασύνδεση της ενεργειακής υποδομής των χωρών της ΕΕ. Στο πλαίσιο αυτής της πολιτικής έχουν προσδιοριστεί έντεκα διάδρομοι προτεραιότητας (priority corridors) και τρεις θεματικές περιοχές προτεραιότητας (priority thematic areas). Οι έντεκα διάδρομοι προτεραιότητας είναι οι εξής:

- Διάδρομοι ηλεκτρισμού: Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στη Δυτική Ευρώπη (NSI West Electricity), Βορρά-Νότου στην Κεντρική-Ανατολική και Νοτιοανατολική Ευρώπη (NSI East Electricity), Σχέδιο Διασύνδεσης της Βαλτικής Ενεργειακής Αγοράς στην ηλεκτρική ενέργεια (BEMIP Electricity)
- Υπεράκτιοι διάδρομοι δικτύων ηλεκτρισμού: Βόρειας Θάλασσας (NSOG), Νότιας και Δυτικής Ευρώπης (SW offshore), Νότιας και Ανατολικής Ευρώπης (SE offshore), Ατλαντικού, Σχέδιο Διασύνδεσης της Βαλτικής Ενεργειακής Αγοράς (BEMIP offshore)
- Διάδρομοι υδρογόνου και ηλεκτρολύσεων: Δυτικής Ευρώπης (HI West), Κέντρο-Ανατολικής και Νότιο-Ανατολικής Ευρώπης (HI East) και Σχέδιο διασύνδεσης της Βαλτικής Ενεργειακής Αγοράς σε υδρογόνο (BEMIP Hydrogen)

Η ΕΕ βοηθά τις χώρες σε αυτούς τους διαδρόμους προτεραιότητας και τους θεματικούς τομείς να συνεργαστούν προκειμένου να αναπτύξουν καλύτερα συνδεδεμένα ενεργειακά δίκτυα και παρέχει χρηματοδότηση για νέα έργα ενεργειακής υποδομής. Όπως επίσης προαναφέρθηκε, τον Ιούνιο του 2022 ο συγκεκριμένος κανονισμός αναθεωρήθηκε προκειμένου να συμβάλει στους στόχους της ΕΕ για μείωση των εκπομπών μέσω της προώθησης ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των νέων τεχνολογιών καθαρής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα (π.χ. υπεράκτια δίκτυα).

Η Ελλάδα μπορεί να ενταχθεί και να επωφεληθεί από τις διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην Κεντρική-Ανατολική και Νοτιοανατολική Ευρώπη (NSI East Electricity), τους υπεράκτιους διαδρόμους Νότιας και Ανατολικής Ευρώπης (SE offshore), καθώς και στους διαδρόμους υδρογόνου Κέντρο-Ανατολικής και Νότιο-Ανατολικής Ευρώπης (HI East).

¹⁴¹ COM(2020)663 final

¹⁴² COM(2021)805 final

- ❖ **Κύμα ανακαινίσεων:** Προκειμένου να επιδιώξει το διπλό στόχο της ενεργειακής εξοικονόμησης και της οικονομικής ανάπτυξης, το 2020 η Επιτροπή δημοσίευσε τη στρατηγική «Ένα Κύμα Ανακαίνισης (Renovation Wave) για την Ευρώπη – Πρασινίζοντας τα κτίριά μας, δημιουργώντας θέσεις εργασίας, βελτιώνοντας τις ζωές»¹⁴³, προκειμένου να προωθήσει τις ανακαινίσεις στην ΕΕ. Το Κύμα Ανακαίνισης εστιάζει σε τρεις θεματικές περιοχές:
 - Αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας και των κτιρίων με τις χειρότερες επιδόσεις
 - Δημόσια κτίρια και κοινωνικές υποδομές
 - Απανθρακοποίηση θέρμανσης και ψύξης

4.3.2 Πακέτο «Fit for 55»

Τον Δεκέμβριο του 2020, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο ενέκρινε έναν δεσμευτικό στόχο για την ΕΕ, για καθαρή εγχώρια μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Ταυτόχρονα, κάλεσε το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο να αντικατοπτρίσουν αυτόν τον νέο στόχο στην πρόταση του Ευρωπαϊκού νόμου για το Κλίμα και να τον υιοθετήσουν ταχέως. Οι προτεραιότητες του πακέτου «Fit for 55» οι οποίες αφορούν στον τομέα της ενέργειας είναι οι εξής:

Ενίσχυση της ενεργειακής αποτελεσματικότητας. Για την επίτευξη αυτού του στόχου βρίσκεται σε διαδικασία αναθεώρησης η σχετική οδηγία (EED)¹⁴⁴. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή υπέβαλε σχετική πρόταση το 2021, εισάγοντας νέους στόχους για τη μείωση της πρωτογενούς (39%) και της τελικής (36%) κατανάλωσης ενέργειας έως το 2030, οι οποίοι θα είναι και νομικά δεσμευτικοί, σε αντίθεση με τον τρέχοντα στόχο (περιορισμός 32,5% για αμφότερες τις καταναλώσεις), γεγονός που είχε οδηγήσει ορισμένες πλευρές σε επίκριση της ΕΕ ως ήπιας ως προς την εφαρμογή του. Το 2022, ως μέρος του σχεδίου της REPowerEU για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων του πολέμου στην Ουκρανία, η Επιτροπή τροποποίησε την πρότασή της, προτείνοντας αυστηροποίηση του στόχου ενεργειακής αποδοτικότητας για το 2030, από το 9% μείωση που είχε προτείνει τον Ιούλιο του 2021 σε 13%, για αμφότερες την πρωτογενή και την τελική κατανάλωση ενέργειας, σε σύγκριση με τις προβλέψεις στο σενάριο αναφοράς PRIMES 2020. Τον Μάρτιο του 2023 επιτεύχθηκε προσωρινή συμφωνία με το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο ως προς τους στόχους ενεργειακής απόδοσης, για περιορισμό της τελικής κατανάλωσης ενέργειας κατά 11,7% το 2030 έναντι του σεναρίου αναφοράς PRIMES 2020, ενώ σε σχέση με την κατανάλωση του 2007 οι σχετικοί στόχοι διαμορφώθηκαν σε -40,6% για την πρωτογενή κατανάλωση και -38% για την τελική κατανάλωση.

Ενίσχυση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έως το 2030 πέρα από το στόχο που συμφωνήθηκε το 2018. Τον Ιούνιο του 2022, το Συμβούλιο συμφώνησε να θέσει δεσμευτικό στόχο σε επίπεδο ΕΕ 40% της ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές μείγμα έως το 2030. Ο έως τότε στόχος σε επίπεδο ΕΕ αφορούσε σε μερίδιο τουλάχιστον 32%. Προκειμένου να προωθήσει την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε τομείς όπου η ενσωμάτωση ήταν πιο αργή, το Συμβούλιο συμφώνησε σε πιο φιλόδοξους στόχους και μέτρα για ορισμένους τομείς (μεταφορές, βιομηχανία, ψύξη-θέρμανση, κτίρια). Τον Μάρτιο του 2023, το Συμβούλιο και το Κοινοβούλιο κατέληξαν σε προσωρινή πολιτική συμφωνία για την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών στη συνολική κατανάλωση ενέργειας της ΕΕ στο 42,5% έως το 2030 με πρόσθετη ενδεικτική συμπλήρωση 2,5% που θα επέτρεπε να φτάσει το 45%. Κάθε

¹⁴³ COM(2020)662 final

¹⁴⁴ Οδηγία (ΕΕ) 2018/2002, ΟJ L 328, 21.12.2018, p. 210–230

κράτος-μέλος θα συμβάλει σε αυτόν τον κοινό στόχο. Η προσωρινή συμφωνία περιλαμβάνει και πιο φιλόδοξους στόχους για τους κλάδους των μεταφορών, της βιομηχανίας, των κτιρίων και της τηλεθέρμανσης και ψύξης.

Φορολόγηση ενέργειας: Στο πλαίσιο του Πακέτου «Fit for 55» σχεδιάζεται η αναθεώρηση της υφιστάμενης οδηγίας για τη φορολογία της ενέργειας (ETD)¹⁴⁵, προκειμένου να εναρμονιστεί η φορολογία των ενεργειακών προϊόντων με τις τρέχουσες πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια και το κλίμα. Τον Ιούνιο του 2022, οι υπουργοί Οικονομικών της ΕΕ έλαβαν την έκθεση προόδου της γαλλικής Προεδρίας σχετικά με την αναθεώρηση της οδηγίας. Η πρόταση για την αναθεώρηση της οδηγίας εστιάζει κυρίως σε δύο θέματα: α) οι ελάχιστοι φορολογικοί συντελεστές θα πρέπει να βασιστούν στο πραγματικό ενεργειακό περιεχόμενο και τις περιβαλλοντικές επιδόσεις των καυσίμων και του ηλεκτρισμού, παρά μεμονωμένα στον όγκο της κατανάλωσης αμφότερων και β) η φορολογική βάση θα διευρυνθεί περιλαμβάνοντας περισσότερα προϊόντα και βγάζοντας ορισμένα από τις τρέχουσες εξαιρέσεις και μειώσεις. Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η αναθεώρηση αναμένεται να έχει τις εξής επιδράσεις:

- 1) Τα καύσιμα που συμβάλλουν περισσότερο στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (λιγνίτης, πετρέλαιο, αέριο) θα έχουν την υψηλότερη φορολόγηση
- 2) Τα καύσιμα της αεροπλοΐας και της ναυτιλίας θα υποβληθούν σε φορολόγηση, με τους σχετικούς ελάχιστους φορολογικούς συντελεστές στην κηροζίνη και το βαρύ αργό πετρέλαιο να αυξάνονται σταδιακά σε μια περίοδο 10 ετών, ενώ στα βιώσιμα καύσιμα αναμένεται να επιβληθούν ελάχιστοι ή μηδενικοί φορολογικοί συντελεστές.
- 3) Κατάργηση διακρίσεων μεταξύ χρήσεων των καυσίμων και του ηλεκτρισμού (π.χ. εμπορικές έναντι μη εμπορικών χρήσεων)
- 4) Συνεχής επικαιροποίηση ελάχιστων φορολογικών συντελεστών (π.χ. ετησίως, βάσει των τιμών καταναλωτή από τη Eurostat)

Δεδομένων, πρώτον, του παραμένοντος σχετικά υψηλού μεριδίου του λιγνίτη στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, δεύτερον, της υψηλής, συνεχώς αυξανόμενης κίνησης στην αεροπλοΐα και τη ναυτιλία, τα φορολογικά έσοδα εγχωρίως αναμένεται να ενισχυθούν από την αναθεώρηση της οδηγίας ενεργειακών προϊόντων, τουλάχιστον έως ότου να πραγματοποιηθούν αναπροσαρμογές στην ηλεκτροπαραγωγή και τα καύσιμα τα οποία χρησιμοποιούν αεροπλάνα και πλοία. Από την άλλη πλευρά, αυτή η υψηλότερη μέση φορολόγηση είναι πλέον πιθανό να επιφέρει αύξηση τιμών και υποχώρηση της ζήτησης, επιταχύνοντας τις προσαρμογές στα παραπάνω πεδία.

Αναθεώρηση του συστήματος εμπορίας εκπομπών: Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ (ΣΕΔΕ - EU ETS) θεωρείται από την Επιτροπή το βασικό εργαλείο για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, επομένως, ευνόητα, η μεταρρύθμιση του συστήματος αποτελεί κομβικό τμήμα του πακέτου «Fit for 55». Το σύστημα εμπορίας εκπομπών αφορά περίπου 10.000 επιχειρήσεις στην Ευρώπη, οι οποίες δραστηριοποιούνται κυρίως στους κλάδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θέρμανσης, σε βιομηχανικούς κλάδους έντασης ενέργειας (π.χ. διυλιστήρια, μεταλλουργία, παραγωγή τσιμέντου, παραγωγή γυαλιού), στην εμπορική αεροπλοΐα). Τον Δεκέμβριο του 2022, το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο κατέληξαν

¹⁴⁵ Οδηγία 2003/96/ΕΕ

σε προσωρινή πολιτική συμφωνία για τη μεταρρύθμιση του ΣΕΔΕ. Οι σημαντικότερες αλλαγές οι οποίες αναμένεται να επέλθουν είναι οι εξής:

- 1) Επέκταση του ΣΕΔΕ σε νέους τομείς (π.χ. θαλάσσιες μεταφορές), δημιουργία διακριτού ΣΕΔΕ για κάποιους άλλους (κατασκευή κτιρίων, οδικές μεταφορές)
- 2) Σταδιακή κατάργηση δωρεάν δικαιωμάτων για ορισμένους τομείς
- 3) Αυξημένη χρηματοδότηση για την απαλλαγή από τις εκπομπές άνθρακα τομέων οι οποίοι υπάγονται στο ΣΕΔΕ (π.χ. μέσω του ταμείου εκσυγχρονισμού και του ταμείου καινοτομίας)
- 4) Εισαγωγή του συνοριακού μηχανισμού προσαρμογής άνθρακα, ενός συστήματος τιμολόγησης άνθρακα το οποίο θα εφαρμόζεται σε εισαγόμενα στην ΕΕ προϊόντα έντασης ενέργειας, προκειμένου να αποφευχθεί η διαρροή άνθρακα (carbon leakage)
- 5) Ταχύτερη μείωση του ανώτατου ορίου τιμών (cap) και λιγότερα δικαιώματα στην αγορά. Ενδεικτικά, αναμένεται περιορισμός των δικαιωμάτων κατά 117 εκατομμύρια εντός περιόδου δύο ετών από την εφαρμογή του νέου συστήματος.

Υποδομές για εναλλακτικά καύσιμα: Ο περιορισμός της χρήσης ορυκτών καυσίμων στις μεταφορές είναι καθοριστικής σημασίας εάν η ΕΕ θέλει να επιτύχει την κλιματική ουδετερότητα έως το 2050. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, θα πρέπει να υπάρχουν αρκετά σημεία επαναφόρτισης και εναλλακτικά σημεία ανεφοδιασμού καυσίμων για τα αυτοκίνητα, τα αεροπλάνα και τα πλοία που τα χρησιμοποιούν. Ο κανονισμός για τις υποδομές εναλλακτικών καυσίμων, μέρος του πακέτου «Fit for 55», θα θέτει συγκεκριμένους στόχους για την ανάπτυξη τέτοιων υποδομών στην ΕΕ τα επόμενα χρόνια. Τον Ιούνιο του 2022 τα κράτη μέλη της ΕΕ συμφώνησαν στο πλαίσιο του Συμβουλίου σε κοινή θέση σχετικά με την πρόταση της Επιτροπής για τον κανονισμό, ενώ το Μάρτιο του 2023 το Συμβούλιο και το Κοινοβούλιο κατέληξαν σε προσωρινή συμφωνία για την πρόταση.

Ενίσχυση της χρήσης περισσότερο «πράσινων» καυσίμων στους τομείς της αεροπλοΐας και της ναυτιλίας:

Από την αεροπλοΐα και τις θαλάσσιες μεταφορές προερχόταν το 2018 το 14,4% και 13,5% των εκπομπών των μεταφορών στην ΕΕ, αντίστοιχα. Για τον περιορισμό τους σχεδιάζονται ένας κανονισμός για βιώσιμες αεροπορικές μεταφορές (αποκαλούμενος «αεροπορική πρωτοβουλία ReFuelEU») και άλλος ένας για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών καυσίμων και καυσίμων χαμηλών εκπομπών άνθρακα στις θαλάσσιες μεταφορές («ναυτιλία FuelEU»), οι οποίοι αποσκοπούν στην τόνωση της απορρόφησης βιώσιμων καυσίμων από τα αεροσκάφη και τα πλοία για να περιορίσουν το περιβαλλοντικό τους αποτύπωμα. Ο κανονισμός «αεροπορική πρωτοβουλία ReFuelEU» θα υποχρεώνει τους προμηθευτές καυσίμων αεροσκαφών στα αεροδρόμια της ΕΕ να αυξήσουν σταδιακά το μερίδιο βιώσιμων καυσίμων (ιδίως συνθετικών καυσίμων) στα καύσιμα τα οποία παρέχουν, ενδεικτικά από το εκτιμώμενο ποσοστό 2% το 2025 στο 20% έως το 2035 και στο 63% έως το 2050, αλλά και τα αεροδρόμια της ΕΕ να εγγυηθούν την απαραίτητη υποδομή για παράδοση, αποθήκευση και ανεφοδιασμό με βιώσιμα καύσιμα. Αντιστοίχως, ο κανονισμός «ναυτιλία FuelEU» θα υποχρεώσει τα σκάφη άνω των 5.000 μεικτών τόνων που καταπλέουν σε ευρωπαϊκά λιμάνια (με εξαιρέσεις όπως τα αλιευτικά πλοία) να περιορίσουν της ένταση των αερίων θερμοκηπίου από τη χρησιμοποιούμενη ενέργεια στο πλοίο, ενδεικτικά από ποσοστό 2% το 2025 σε 14,5% έως το 2035 και στο 80% έως το 2050. Επιπρόσθετα, πλοία της ίδιας κατηγορίας θα πρέπει να συνδέονται σε χερσαία παροχή ρεύματος για τις ανάγκες τους σε ηλεκτρική ενέργεια όταν είναι αγκυροβολημένα σε αποβάθρα, εκτός εάν χρησιμοποιούν άλλη τεχνολογία μηδενικών εκπομπών. Το Συμβούλιο συμφώνησε σε μια γενική προσέγγιση για τις προτάσεις για τους δύο κανονισμούς τον Ιούνιο

του 2022. Τον Μάρτιο του 2023, το Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο κατέληξαν σε προσωρινή συμφωνία σχετικά με τον κανονισμό «ναυτιλία FuelEU».

4.3.3 Έκτακτες πολιτικές και χρηματοδοτικά προγράμματα εξαιτίας της πανδημίας και του πολέμου στην Ουκρανία

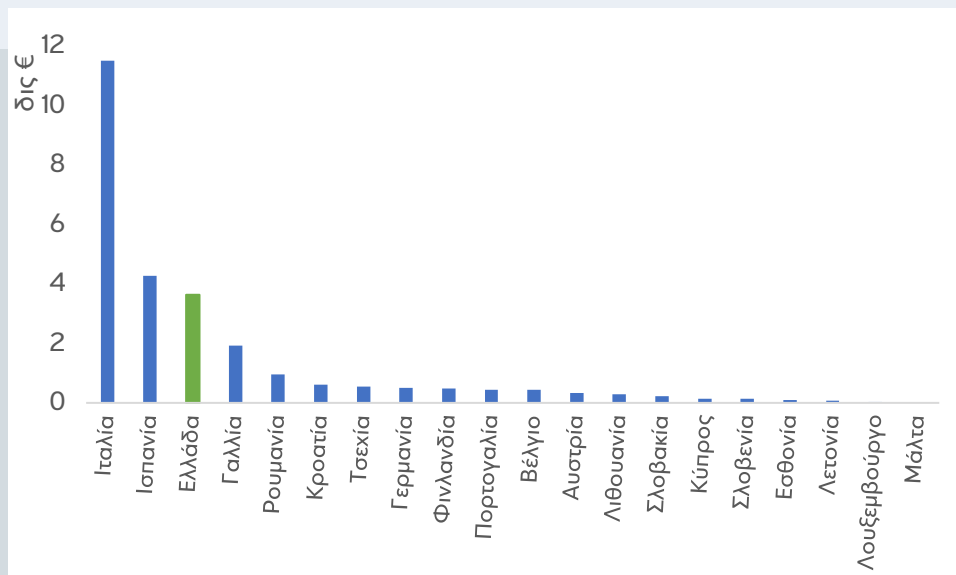
Σχέδιο Ανάκαμψης – NextGenerationEU

Για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων της πανδημίας η ΕΕ ξεκίνησε να διαμορφώνει από τα πρώιμα στάδιά της ένα σχέδιο ανάκαμψης, το **NextGenerationEU**. Ο προϋπολογισμός του φθάνει τα €806,9 δις (τρέχουσες τιμές). Κάθε χώρα έπρεπε να υποβάλει έως τον Απρίλιο του 2021 ένα **Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας** (ΕΣΑΑ) προκειμένου κατόπιν της έγκρισής του να έχει πρόσβαση στους πόρους του NextGenerationEU. Τουλάχιστον το 30% του προϋπολογισμού του σχεδίου προορίζεται για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την υποστήριξη «πράσινων» έργων.

Ο κύριος χρηματοδοτικός μηχανισμός του NextGenerationEU είναι ο **Μηχανισμός Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (Recovery and Resilience Facility-MAA)**, με προϋπολογισμό €723,8 δις (τρέχουσες τιμές), εκ των οποίων €338 δις θα παρασχεθούν στα κράτη μέλη σε επιχορηγήσεις και €385,8 δις σε δάνεια. Ο ΜΑΑ υποστηρίζει έργα σε έξι πυλώνες, ένας εκ των οποίων είναι η Πράσινη Μετάβαση. Στο συγκεκριμένο πυλώνα εντάσσονται έργα για την παραγωγή καθαρής ενέργειας, τις βιώσιμες μεταφορές και την ενεργειακή αποτελεσματικότητα των κτιρίων. Ειδικότερα σε ό,τι αφορά την παραγωγή καθαρής ενέργειας, ο ΜΑΑ θα υποστηρίξει την αύξηση της συμμετοχής στο ενεργειακό μείγμα ενέργειας η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές, προκειμένου να επιτευχθεί ο σχετικός στόχος της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας. Σε αυτό το πλαίσιο, ο ΜΑΑ θα εστιάσει στην υποστήριξη τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας οι οποίες θα βασίζονται στο υδρογόνο. Βάσει των έργων τα οποία έχουν περιληφθεί στα Εθνικά Σχέδια Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (ΕΣΑΑ) 22 χωρών της ΕΕ, οι συνολικές επενδύσεις για την παραγωγή και διανομή καθαρής ενέργειας έχουν προϋπολογισμό €26,7 δις, με την Ελλάδα να βρίσκεται στην τρίτη θέση μεταξύ των χωρών ως προς το απόλυτο ύψος των επενδύσεων, με €3,64 δις, ήτοι 13,6% του συνολικού προϋπολογισμού στα ΕΣΑΑ (Διάγραμμα 4.3). Ως προς τα έργα και τα μέτρα τα οποία θα πραγματοποιηθούν, προϋπολογισμός ύψους €18,1 δις αφορά σε 61 έργα και μέτρα για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, 36 έργα και μέτρα τα οποία σχετίζονται με ενεργειακά δίκτυα και υποδομές (ταμιευτήρες ενέργειας, δίκτυα τηλεθέρμανσης, έξυπνα δίκτυα κ.ά.) έχουν προϋπολογισμό €8,5 δις, ενώ έργα ύψους €9,3 δις θα αφορούν στην παραγωγή του υδρογόνου, από την παραγωγή και τη μεταφορά, έως την αποθήκευση και την τελική χρήση.

Οι πόροι του NextGenerationEU εκτός του Μηχανισμού Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, συνολικού ύψους €83.1 δις, θα διοχετευθούν σε άλλα υφιστάμενα προγράμματα και χρηματοδοτικά ταμεία της ΕΕ, με τους περισσότερους εξ' αυτών (€50,6 δις) να διατίθενται στο **REACT-EU**, ένα συμπληρωματικό μηχανισμό χρηματοδότησης του Ευρωπαϊκού Ταμείου Περιφερειακής Ανάπτυξης και του Ευρωπαϊκού Κοινωνικού Ταμείου κατά την Προγραμματική Περίοδο 2014-2020. Ακολουθεί με κατανομή €10,9 δις από το NextGenerationEU, το **Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης (Just Transition Fund-JTF)**, το οποίο είναι το μοναδικό από τα υποστηριζόμενα ταμεία το οποίο σχετίζεται με την ενεργειακή πολιτική της ΕΕ και στόχους αυτής. Σκοπός του είναι να υποστηρίξει τις περιοχές που πλήττονται περισσότερο από τη διαδικασία μετάβασης προς την κλιματική ουδετερότητα στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, επειδή εξαρτώνται περισσότερο από την αλυσίδα αξίας των ορυκτών καυσίμων.

Διάγραμμα 4.3: Πυλώνας Πράσινης Μετάβασης (RRF) – Προϋ/σμός επενδύσεων σε καθαρή ενέργεια



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Eurobank Research

Σχέδιο REPowerEU.

Όπως παρουσιάστηκε στην υποενότητα 2.2.1, το μείγμα πρώτων υλών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας στην ΕΕ άλλαξε σημαντικά στην περίοδο 2001-2020, με σταδιακή, διαρθρωτική μετατόπιση από τα ορυκτά καύσιμα (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαιο και προϊόντα πετρελαίου) και την πυρηνική θερμότητα προς τις ανανεώσιμες πηγές και το φυσικό αέριο (Διάγραμμα 2.4, υποενότητα 2.2.1). Η αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας στην ΕΕ την περίοδο 2001-2020, και σταδιακά στις μεταφορές, καλύφθηκε κυρίως με εισαγωγές από τη Ρωσία, τη Νορβηγία, τη Νιγηρία και τη Κατάρ. Οι τρεις πρώτες χώρες και η Αλγερία κατείχαν πριν από την πανδημία τα τέσσερα μεγαλύτερα μερίδια στις εισαγωγές φυσικού αερίου της ΕΕ. Ως αποτέλεσμα των πολύ υψηλότερων εισαγωγών φυσικού αερίου, η ΕΕ ήταν πριν τον πόλεμο στην Ουκρανία σαφώς περισσότερο εξαρτημένη από τις εισαγωγές ενέργειας, με το δείκτη εξάρτησης σε εισαγωγές φυσικού αερίου αυξημένο κατά 28 από το 2001, στο 70,3% (Διάγραμμα 2.5, υποενότητα 2.2.1).

Προκειμένου να αντιμετωπίσει τις δυσχέρειες εξαιτίας του πολέμου στην Ουκρανία στον ενεργειακό εφοδιασμό της από την Ρωσία, αλλά και ευρύτερα, από τις διαταραχές που αυτός προκάλεσε στις παγκόσμιες εφοδιαστικές αλυσίδες και των ενεργειακών προϊόντων, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε στα μέσα Μαΐου 2022 το REPowerEU, ένα σχέδιο για την ταχεία μείωση της εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα και την επιτάχυνση της πράσινης μετάβασης. Το REPowerEU έχει σκοπό να καταστήσει την Ευρώπη ανεξάρτητη από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα πολύ πριν από το 2030. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο σκοπός, το REPowerEU εστιάζει σε τρία θέματα:

- εξοικονόμηση ενέργειας
- παραγωγή καθαρής ενέργειας
- διαφοροποίηση των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού

Η Επιτροπή είχε εκτιμήσει πως απαιτούνται συνολικά πρόσθετες επενδύσεις ύψους €210 δις μεταξύ 2022-2027 για τη σταδιακή κατάργηση των εισαγωγών ρωσικών ορυκτών καυσίμων. Ο Μηχανισμός Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας θα αποτελέσει το κύριο χρηματοδοτικό εργαλείο για την υλοποίηση του σχεδίου REPowerEU. Τα κράτη-μέλη πρέπει να προσθέσουν στα Σχέδια Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας ένα κεφάλαιο που θα αναφέρεται στο REPowerEU προκειμένου να μπορούν να διοχετεύσουν επενδυτικούς πόρους στις προτεραιότητες του σχεδίου και να προβούν στις σχετικές μεταρρυθμίσεις. Επιπλέον, τα κράτη-μέλη μπορούν να χρησιμοποιήσουν τα υπόλοιπα δάνεια του MAA (περίπου €225 δις.), όπως επίσης τις νέες επιχορηγήσεις του που χρηματοδοτούνται από τον πλειστηριασμό δικαιωμάτων του συστήματος εμπορίας εκπομπών, οι οποίες αποτελούν τμήμα του αποθεματικού για τη σταθερότητα της αγοράς (περίπου €20 δις).

Οι σημαντικότερες ενέργειες οι οποίες έχουν πραγματοποιηθεί έως τώρα στο πλαίσιο του REPowerEU είναι οι εξής:

- Αύξηση παραδόσεων υδροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) από τις ΗΠΑ και τον Καναδά και αερίου αγωγών και ΥΦΑ από τη Νορβηγία
- Εντατικοποίηση συνεργασίας με το Αζερμπαϊτζάν, ιδίως όσον αφορά το νότιο διάδρομο μεταφοράς φυσικού αερίου (αγωγός Trans Adriatic – TAP)
- Πολιτικές συμφωνίες με προμηθευτές αερίου, όπως η Αίγυπτος και το Ισραήλ, για την αύξηση του εφοδιασμού με ΥΦΑ
- Επανεκκίνηση διαλόγου για την ενέργεια με την Αλγερία
- Συνέχιση συνεργασίας με σημαντικούς παραγωγούς του Κόλπου, συμπεριλαμβανομένου του Κατάρ, καθώς και με την Αυστραλία
- Συνεργασία με αγοραστές αερίου όπως είναι η Ιαπωνία, η Κίνα και η Κορέα
- Διερεύνηση των εξαγωγικών δυνατοτήτων των χωρών της υποσαχάριας Αφρικής (π.χ. Νιγηρία, Σενεγάλη, Ανγκόλα)

Μεσοπρόθεσμα μέτρα του REPowerEU τα οποία πρέπει να ολοκληρωθούν πριν από το 2027 είναι τα εξής:

- Ενίσχυση της απαλλαγής της βιομηχανίας από τις εκπομπές CO₂ με έργα ύψους €3 δις στο πλαίσιο του Ταμείου Καινοτομίας
- Νέα νομοθεσία και συστάσεις με σκοπό τις ταχύτερες αδειοδοτήσεις στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδίως σε περιοχές με χαμηλό περιβαλλοντικό κίνδυνο
- Επενδύσεις για ολοκληρωμένο και προσαρμοσμένο δίκτυο υποδομών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας
- Επιτάχυνση εξοικονόμησης ενέργειας μέσω της αύξησης του στόχου απόδοσης σε επίπεδο ΕΕ από 9% σε σύγκριση με τις προβλέψεις στο σενάριο αναφοράς PRIMES 2020 σε 13 % για το 2030, κατ' επιταγή του σχετικού στόχου του πακέτου «Fit for 55»
- Αύξηση του ευρωπαϊκού στόχου για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από 40 % σε 45 % για το 2030, επίσης κατ' επιταγή του σχετικού στόχου του πακέτου «Fit for 55»
- Νέες προτάσεις της ΕΕ προκειμένου να διασφαλιστεί η πρόσβαση της βιομηχανίας σε κρίσιμες πρώτες ύλες
- Ρυθμιστικά μέτρα για την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης στον τομέα των μεταφορών
- Επιτάχυνση της χρήσης υδρογόνου για την κατασκευή 17,5 GW ηλεκτρολυτικών κυψελών έως το 2025, για την τροφοδότηση της βιομηχανίας της ΕΕ με εγχώρια παραγωγή 10 εκατ. τόνων ανανεώσιμου υδρογόνου

- ο Σύγχρονο κανονιστικό πλαίσιο για το υδρογόνο

4.4 Στρατηγικές και πολιτικές στην Ελλάδα για την ενέργεια την τρέχουσα περίοδο

4.4.1 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Στο πλαίσιο των υποχρεώσεων της Ελλάδας έναντι της Ενεργειακής Ένωσης στην ΕΕ και ειδικότερα για τη διευκόλυνση του μηχανισμού διακυβέρνησής της, η Ελλάδα έχει διαμορφώσει από το 2019 **Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)**¹⁴⁶. Στο ΕΣΕΚ αναδεικνύονται προτεραιότητες και αναπτυξιακές δυνατότητες σε θέματα ενέργειας και αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής, λαμβάνοντας υπόψη τις σχετικές συστάσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, οι περισσότερες από τις οποίες παρουσιάστηκαν σε προηγούμενες υποενότητες της παρούσας μελέτης, καθώς και στους στόχους Βιώσιμης Ανάπτυξης του ΟΗΕ. Στο ΕΣΕΚ περιλαμβάνονται μέτρα και προτεραιότητες πολιτικής για τα εξής θέματα:

- ο Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, με επίκεντρο την ισχυρή επέκταση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος και την απολιγνιτοποίηση έως το 2028
- ο Εθνική Στρατηγική Προσαρμογής στην Κλιματική Αλλαγή (ΕΣΠΚΑ), η οποία περιλαμβάνει μέτρα κλιματικής προσαρμογής σε εθνικό, περιφερειακό και τοπικό επίπεδο
- ο Προώθηση της κυκλικής οικονομίας
- ο Αναθεώρηση του Εθνικού και των Περιφερειακών Σχεδίων Διαχείρισης Αποβλήτων (ΕΣΔΑ - ΠΕΣΔΑ)
- ο Επιτάχυνση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών
- ο Χωρίς περαιτέρω καθυστερήσεις λειτουργία του νέου μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- ο Ενίσχυση των ενεργειακών διασυνδέσεων
- ο Ανάπτυξη στρατηγικών έργων αποθήκευσης
- ο Ψηφιοποίηση των δικτύων ενέργειας
- ο Προώθηση της ηλεκτροκίνησης
- ο Προώθηση νέων τεχνολογιών
- ο Σύζευξη των τελικών τομέων
- ο Ανάπτυξη νέων χρηματοδοτικών εργαλείων
- ο Πρωτοβουλίες σε θέματα έρευνας και καινοτομίας και ενίσχυσης της ανταγωνιστικότητας
- ο Χωρικό Σχεδιασμό, για τις αστικές περιοχές, ως προς τη βιώσιμη χρήση γης και τη βιώσιμη αστική κινητικότητα

Το ΕΣΕΚ καθορίζει εθνικούς ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους έως το 2030, με βάση τους ευρωπαϊκούς στόχους οι οποίοι έχουν τεθεί στο πλαίσιο της Στρατηγικής για την Ενεργειακή Ένωση. Οι πιο σημαντικοί εξ' αυτών είναι οι εξής:

- ο Περιορισμός των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 42% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 και περισσότερο από 56% σε σχέση με τις εκπομπές του 2005
- ο Συμμετοχή των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 35% το 2030, έναντι τότε αντίστοιχου στόχου σε ευρωπαϊκό επίπεδο για μερίδιο 32%.

¹⁴⁶ Απόφαση υπ' αριθμ. 4/23.12.2019 του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΦΕΚ Β' 4893/31.12.2019)

- ο Σχετικά με τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, τίθεται στόχος η τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030 να είναι χαμηλότερη αυτής η οποία είχε καταγραφεί το 2017. Επιπλέον, στόχος βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 38%, έναντι τότε αντίστοιχου στόχου σε ευρωπαϊκό επίπεδο για βελτίωση κατά 32%
- ο Πλήρης απένταξη του λιγνίτη από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2028

Ως προς τους πόρους οι οποίοι θα χρειαστούν προκειμένου να υλοποιηθούν οι παραπάνω προτεραιότητες και να επιτευχθούν οι στόχοι, αναφέρεται στο ΕΣΕΚ πως θα αξιοποιηθούν πόροι οι οποίοι είναι άμεσα διαθέσιμοι σε εθνικό επίπεδο και θα διεκδικηθούν περαιτέρω κεφάλαια από τα χρηματοδοτικά ταμεία της ΕΕ, ιδίως από το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης. Το ΕΣΕΚ δεν παρέχει μια ενδεικτική εκτίμηση των κεφαλαιακών πόρων οι οποίοι θα χρειαστούν για αυτούς τους σκοπούς.

Τον Ιανουάριο του 2023 παρουσιάστηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας πρόταση για την αναθεώρηση του ΕΣΕΚ, στο πλαίσιο της αναθεώρησης όλων των ΕΣΕΚ έως τον Απρίλιο 2023 η οποία είχε ζητηθεί από την ΕΕ.

Σύμφωνα με την πρόταση αναθεώρησης, στον πυρήνα του νέου ΕΣΕΚ θα βρίσκονται 7 παρεμβάσεις /τεχνολογίες:

1. **Ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ:** Ανάπτυξη Φ/Β και αιολικών, συμπεριλαμβανομένων των υπεράκτιων αιολικών. Σχετικό στόχο αποτελεί η προσθήκη 12 GW μέχρι το 2030
2. **Ενίσχυση δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας:** Η υψηλή διεξόδυση ΑΠΕ θα πρέπει να συνοδεύεται και με την ανάπτυξη της απαιτούμενης αποθήκευσης για εξισορρόπηση και σταθεροποίηση του συστήματος, π.χ. σε μπαταρίες, αντλησιοταμίευση
3. **Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας:** Ο στόχος θα επιδιωχθεί μέσω της ενεργειακής αναβάθμισης των κτιρίων, της έξυπνης διαχείρισης ενεργειακής κατανάλωσης κ.ά.
4. **Εξηλεκτρισμός των ελαφρών μεταφορών:** Προώθηση ηλεκτροκίνησης στα ελαφρά/ μεσαία οχήματα, ανάπτυξη υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο. Παράλληλα, ένα οικοσύστημα ανακύκλωσης μπαταριών θα πρέπει να δημιουργηθεί με πιθανό περιφερειακό ρόλο στα Βαλκάνια
5. **Δημιουργία οικονομίας πράσινου υδρογόνου:** Αξιοποιώντας τις δυνατότητες που παρέχει η Στρατηγική για το υδρογόνο στο πλαίσιο του Green Deal, σκοπός είναι η χρήση του υδρογόνου στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και, υπό συνθήκες, στην ηλεκτροπαραγωγή
6. **Ανάπτυξη συνθετικών, πράσινων καυσίμων (RFNBO):** Για χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία). Αυτή η προτεραιότητα είναι συναφής με το στόχο του «Fit for 55», για ενίσχυση της χρήσης περισσότερο «πράσινων» καυσίμων στους τομείς της αεροπλοΐας και της ναυτιλίας
7. **Καινοτομία και συστημικές λύσεις στη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCUS)** για την ενεργειακή μετάβαση της ενεργοβόρου βιομηχανίας της χώρας (κλάδοι παραγωγής τσιμέντου, διύλισης πετρελαιοειδών, λιπασμάτων κ.ά.)

Σε συνέχεια του προηγούμενου ΕΣΕΚ το οποίο καθόριζε εθνικούς ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους έως το 2030, με βάση τους ευρωπαϊκούς στόχους οι οποίοι έχουν τεθεί στο πλαίσιο της Στρατηγικής για την Ενεργειακή Ένωση, η πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ επίσης περιλαμβάνει στόχους. Αυτοί είναι τρεις για κάθε δείκτη και προήλθαν από την εφαρμογή της μεθοδολογίας μοντελοποίησης PRIMES σε τρία εναλλακτικά σενάρια, τα οποία διαφοροποιούνται μεταξύ τους ως προς το ρυθμό και το μείγμα ενεργειών ενεργειακής μετάβασης

(διείσδυση ΑΠΕ, ενίσχυση ενεργειακής αποδοτικότητας). Στο πρώτο σενάριο δίνεται εξίσου έμφαση στη διείσδυση των ΑΠΕ και την ενίσχυση ενεργειακής αποδοτικότητας, στο δεύτερο σενάριο δίνεται μεγαλύτερη έμφαση στη διείσδυση ΑΠΕ από ό,τι στην ενίσχυση ενεργειακής αποδοτικότητας, ενώ στο τρίτο σενάριο δίνεται μεγαλύτερη έμφαση στην ενίσχυση ενεργειακής αποδοτικότητας από ότι στη διείσδυση των ΑΠΕ (Πίνακας 4.1). Ενδεικτικά, σε συνάφεια με τον σχετικό, κύριο στόχο του Πακέτου «Fit for 55», αναμένεται και στα τρία σενάρια περιορισμός των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% το 2030 συγκριτικά με εκείνες το 1990. Επίσης, στο πρώτο σενάριο (ΕΣΕΚ Α/Β), και στο τρίτο (ΕΣΕΚ Β), το ποσοστό των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας αναμένεται να ανέλθει το 2030 στο 45%, ενώ στο δεύτερο σενάριο (ΕΣΕΚ Α) θα είναι οριακά υψηλότερο, στο 46%. Αμφότερες οι αυξήσεις είναι ελαφρώς υψηλότερες της αντίστοιχης για την ΕΕ έως το ίδιο έτος στην οποία κατέληξαν στη μεταξύ τους πολιτική συμφωνία τον Μάρτιο του 2023 το Συμβούλιο και το Κοινοβούλιο (42,5%), με πρόσθετη ενδεικτική προς το παρόν συμπλήρωση 2,5%.

Πίνακας 4.1: Προτεινόμενοι στόχοι νέου ΕΣΕΚ

	2021 (ε-κτίμηση)	ΕΣΕΚ 2019	Εξίσου έμφαση σε ΑΠΕ / ενεργειακή αποδοτικότητα (2030)	Μεγαλύτερη έμφαση σε ΑΠΕ από ό,τι σε ενεργειακή αποδοτικότητα (2030)	
				ΕΣΕΚ Α/Β	ΕΣΕΚ Α
Σύνολο αερίων θερμοκηπίου συγκριτικά με το 1990	-26%	-40%	-55%	-55%	-55%
ΑΠΕ ως % ακαθ. 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%
ESR (% μεταβολή ΑτΘ στους τομείς εκτός ETS)	-32%	-40%	-47%	-46%	-48%

Πηγή: Πρόταση Νέου ΕΣΕΚ, ΥΠΕΝ, 2023

Στην πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ περιλαμβάνονται και εκτιμήσεις επενδύσεων οι οποίες θα χρειαστούν για την επίτευξη των στόχων του, για τις περιόδους 2021-2025 και 2026-2030, επίσης ανά σενάριο ως προς το ρυθμό και το μείγμα ενεργειών ενεργειακής μετάβασης. Οι επενδύσεις την περίοδο 2021-2025 αναμένεται να διαμορφωθούν, από 12,2% του ΑΕΠ (σενάριο με μεγαλύτερη έμφαση σε διείσδυση ΑΠΕ από ότι σε ενεργειακή αποδοτικότητα) έως 12,8% του ΑΕΠ (σενάριο με μεγαλύτερη έμφαση σε ενεργειακή αποδοτικότητα από ότι σε διείσδυση ΑΠΕ), ενώ για την περίοδο 2026-2030 οι εκτιμήσεις κυμαίνονται μεταξύ 14,8% του ΑΕΠ (σενάριο με μεγαλύτερη έμφαση σε διείσδυση ΑΠΕ από ότι σε ενεργειακή αποδοτικότητα) έως 15,9% του ΑΕΠ (σενάριο με

μεγαλύτερη έμφαση σε ενεργειακή αποδοτικότητα από ότι σε διείσδυση ΑΠΕ). Δεν περιλαμβάνεται στην πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ αναφορά στις πηγές χρηματοδότησης αυτών των επενδύσεων από την πλευρά του επίσημου τομέα (ΕΕ και εθνικοί πόροι). Ωστόσο, θεωρείται πλέον αναμενόμενο πως, όπως προβλεπόταν στο αρχικό ΕΣΕΚ του 2019, η υλοποίηση του νέου θα βασιστεί σε πόρους ήδη διαθέσιμους από τα χρηματοδοτικά ταμεία της ΕΕ, όπως επίσης σε περαιτέρω κεφάλαια τα οποία θα διεκδικηθούν για αυτούς τους σκοπούς, π.χ. από το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης. Για αυτόν το λόγο παρουσιάζονται στη συνέχεια τα διαθέσιμα χρηματοδοτικά εργαλεία και πόροι στο πλαίσιο του ΕΣΠΑ 2021-2027 και του Σχεδίου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ελλάδας (Ελλάδα 2.0).

4.4.2 ΕΣΠΑ 2021-2027

Σύμφωνα με το «Εταιρικό Σύμφωνο Περιφερειακής Ανάπτυξης 2021-2027» (ΕΣΠΑ 2021-2027) το οποίο εγκρίθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Ιούλιο του 2021, πρόκειται να διατεθούν στην Ελλάδα πόροι συνολικού ύψους €26,2 δις, εκ των οποίων τα €20,9 δις θα προέλθουν από την Ενωσιακή Στήριξη, ενώ €5,3 δις θα αποτελέσουν εθνική συνεισφορά.

Οι **πέντε Στόχοι Πολιτικής (ΣΠ) της Πολιτικής Συνοχής της ΕΕ**, προσαρμοσμένοι στα δεδομένα και τις ανάγκες της Ελλάδας, και ο **ειδικός στόχος του Ταμείου Δίκαιης Μετάβασης (ΤΔΜ)** στους οποίους ανταποκρίνεται το ΕΣΠΑ 2021-2027 είναι οι εξής (σε παρένθεση η κατανομή των πόρων στο στόχο):

- ο ΣΠ1: «πιο έξυπνη» Ελλάδα (20% των πόρων)
- ο ΣΠ2: «πιο πράσινη» Ελλάδα (27% των πόρων)
- ο ΣΠ3: «πιο διασυνδεδεμένη» Ελλάδα (8% των πόρων)
- ο ΣΠ4: «πιο κοινωνική» Ελλάδα (30% των πόρων)
- ο ΣΠ5: Ελλάδα πιο κοντά στους πολίτες της (6% των πόρων)
- ο ΕΣ-ΤΔΜ: Δίκαιη Μετάβαση περιοχών μετά την απολιγνιτοποίηση (7% των πόρων)

Ευνόητα, ο ΣΠ η υλοποίηση του οποίου θα επηρεάσει περισσότερο τον τομέα της ενέργειας-πράσινης μετάβασης είναι αυτός της «πιο πράσινης Ελλάδας», όπως επίσης ο ειδικός στόχος του ΤΔΜ. Οι προτεραιότητες που έχουν τεθεί στο πλαίσιο του συγκεκριμένου στόχου στο ΕΣΠΑ 2021-2027 έχουν διαμορφωθεί σύμφωνα με την αρχή “energy efficiency first”, την οποία υιοθετεί και το Green Deal, καθώς και με τις επιδιωκόμενες συνέργειες/συμπληρωματικότητες με άλλα Ταμεία και Προγράμματα της ΕΕ και είναι οι εξής:

- ο Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης
- ο Προώθηση των ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης
- ο Αναβάθμιση των ενεργειακών δικτύων σε «έξυπνα»
- ο Απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα
- ο Προώθηση των διασυνδέσεων των νησιών και της καθαρότερης ενέργειας

Στο πλαίσιο του ΣΠ2 θα εξεταστεί η υποστήριξη της πρωτοβουλίας “GReco Islands”, συμπληρωματικά των δράσεων που θα υλοποιηθούν από το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης (ΤΔΜ).

Οι προτεραιότητες πολιτικής στον ειδικό στόχο του ΤΔΜ σχετικά με τον τομέα της ενέργειας αφορούν στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και τις επενδύσεις σε μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης ενέργειας.

Τα προγράμματα του ΕΣΠΑ 2021-2027 με τους πόρους των οποίων θα στηριχθεί η υλοποίηση των παραπάνω προτεραιοτήτων είναι κυρίως το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Περιβάλλον και Κλιματική Αλλαγή» (ΠΕΚΑ) 2021-2027 και δευτερευόντως τα 13 Περιφερειακά Προγράμματα και το Πρόγραμμα «Δίκαιη Αναπτυξιακή Μετάβαση». Οι συνολικοί πόροι του ΠΕΚΑ 2021-2027 φθάνουν τα €3.606,84 εκατ., εκ των οποίων €1.371,56 εκατ. προέρχονται από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ), €1.606,45 εκατ. από το Ταμείο Συνοχής (ΤΣ) και €628,83 εκατ. αποτελούν την εθνική συμμετοχή. Η 1^η προτεραιότητα του ΠΕΚΑ 2021-2027 (Π 01 - «Ενεργειακή απόδοση - Προώθηση ΑΠΕ - Ενεργειακές Υποδομές») είναι αυτή η οποία αφορά στην ενέργεια. Έχει προϋπολογισμό €1.296,07 εκατ., συγχρηματοδοτούμενο από το ΕΤΠΑ και το ΤΣ. Το Πρόγραμμα «Δίκαιη Αναπτυξιακή Μετάβαση» (ΔΑΜ) έχει συνολικό προϋπολογισμό €1.629,18 εκατ., εκ των οποίων €250,58 εκατ. (15,4% του συνολικού προϋπολογισμού του ΔΑΜ) θα διατεθούν για τη 2^η προτεραιότητα (Ενεργειακή Μετάβαση – Κλιματική Ουδετερότητα), η οποία εστιάζει σε θέματα ενέργειας. Το ΔΑΜ περιλαμβάνει τρία διακριτά Εδαφικά Σχέδια Δίκαιης Μετάβασης (ΕΣΔΙΜ): Δυτικής Μακεδονίας, Μεγαλόπολης και Νήσων Βορείου-Νοτίου Αιγαίου και Κρήτης, με προϋπολογισμό €152,71 εκατ., €55,52 εκατ. και €42,39 εκατ. αντίστοιχα. Σε ό,τι αφορά τα 13 Περιφερειακά Προγράμματα του ΕΣΠΑ 2021-2027, η υποστήριξη επενδύσεων οι οποίες αφορούν στην ενέργεια και την πράσινη μετάβαση θα γίνει με έργα τα οποία ενταχθούν στο ΣΠ2 της Πολιτικής Συνοχής («πιο πράσινη» Ελλάδα).

4.4.3 Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ελλάδας (Ελλάδα 2.0)

Όπως αναφέρθηκε στην υποενότητα 1.2.3, προκειμένου να ενταχθεί η Ελλάδα, όπως και οι υπόλοιπες χώρες της ΕΕ, στο ευρωπαϊκό σχέδιο ανάκαμψης από την πανδημία (NextGenerationEU), διαμόρφωσε και υπέβαλε τον Απρίλιο του 2021 το Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (ΕΣΑΑ), το οποίο ονομάστηκε «Ελλάδα 2.0». Το Ελλάδα 2.0 περιλαμβάνει 106 επενδύσεις και 68 μεταρρυθμίσεις, καταμετρημένες σε 4 πυλώνες:

- ο Πράσινη Μετάβαση
- ο Ψηφιακή Μετάβαση
- ο Απασχόληση-Δεξιότητες- Κοινωνική Συνοχή
- ο Ιδιωτικές επενδύσεις και μετασχηματισμός της οικονομίας

Ο προϋπολογισμός του ΕΣΑΑ φθάνει τα €31,16 δις, εκ των οποίων τα €30,5 δις είναι ευρωπαϊκοί πόροι, με €17,8 δις να αναμένονται υπό μορφήν επιδοτήσεων και €12,7 δις σε δάνεια. Οι συνολικές επενδύσεις τις οποίες θα κινητοποιήσει το «Ελλάδα 2.0» έχουν εκτιμηθεί σε περίπου €60 δις. Η πλέον σημαντική διαφορά στην εκταμίευση των πόρων κάθε ΕΣΑΑ σε σχέση με τους πόρους στο πλαίσιο της Πολιτικής Συνοχής 2021-2027, είναι πως πραγματοποιείται κατόπιν υλοποίησης ορόσημων και επίτευξης στόχων οι οποίοι περιλαμβάνονται στα ΕΣΑΑ, με συγκεκριμένο χρονοδιάγραμμα.

Ο πλέον συναφής πυλώνας του ΕΣΑΑ με τον πυλώνα της Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, τον οποίο η Eurobank υπερλαμβάνει σε αυτούς με τις καλύτερες μεσοπρόθεσμες προοπτικές, είναι ο σχεδόν ομώνυμος πυλώνας της πράσινης μετάβασης. Περιλαμβάνει τέσσερις επιμέρους άξονες επενδύσεων και μεταρρυθμίσεων, οι οποίοι είναι οι εξής:

- ο Μετάβαση σε νέο ενεργειακό μοντέλο φιλικό στο περιβάλλον (άξονας 1.1)

- ο Ενεργειακή αναβάθμιση του κτιριακού αποθέματος της χώρας και χωροταξική μεταρρύθμιση (άξονας 1.2)
- ο Μετάβαση σε ένα πράσινο και βιώσιμο σύστημα μεταφορών (άξονας 1.3)
- ο Αειφόρος χρήση των πόρων, ανθεκτικότητα στην κλιματική αλλαγή και διατήρηση της βιοποικιλότητας (άξονας 1.4)

Στο ΕΣΑΑ αναφέρεται πως οι επιμέρους άξονες, όπως επίσης οι μεταρρυθμίσεις και οι επενδύσεις οι οποίες υπάγονται σε αυτούς, ευθυγραμμίζονται και λειτουργούν συμπληρωματικά με τους στόχους, τις προτεραιότητες, και τις προτεινόμενες πολιτικές εθνικών και ευρωπαϊκών σχεδίων, μεταξύ των οποίων το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία και την ευρωπαϊκή στρατηγική για μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα το 2050, τα οποία παρουσιάστηκαν προηγουμένως.

Ο προϋπολογισμός επιδοτήσεων για τον πυλώνα Πράσινης Μετάβασης του Ελλάδα 2.0 από το Μηχανισμό Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, τον κύριο χρηματοδοτικό μηχανισμό του NextGenerationEU, φθάνει τα €6,03 δις ενώ το σύνολο των επενδυτικών πόρων οι οποίοι εκτιμάται πως θα κινητοποιηθούν τα €10,4 δις.

Ωστόσο ο πυλώνας της Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης θα υποστηριχθεί και από μεταρρυθμίσεις σε ορισμένους από τους άξονες του Ελλάδα 2.0 πέραν αυτών στον πυλώνα Πράσινης Μετάβασης. Ενδεικτικά αναφέρονται η μεταρρύθμιση της υπεραπόσβεσης επενδύσεων πράσινης οικονομίας και ενέργειας υπό τον άξονα 4.1 (Φορολογικά εργαλεία πιο φιλικά για την ανάπτυξη και βελτίωση της φορολογικής διοίκησης) και το Πρόγραμμα «Ερευνώ-Δημιουργώ-Καινοτομώ» υπό τον άξονα 4.5 (Προώθηση της έρευνας και της καινοτομίας), το οποίο θα χρηματοδοτήσει προτάσεις συνεργατικών έργων E&A μεταξύ επιχειρήσεων και ερευνητικών φορέων σε επιλέξιμους τομείς της Στρατηγικής Έρευνας και Τεχνολογίας για την Έξυπνη Εξειδίκευση της ΕΕ (RIS3) κατά την Προγραμματική Περίοδο 2014-2020, στους οποίους συγκαταλέγεται ο τομέας της ενέργειας. Ευρύτερα, σύμφωνα με το σχετικό κανονισμό της ΕΕ, οι μεταρρυθμίσεις και οι επενδύσεις που θα συμβάλουν στην Πράσινη Μετάβαση πρέπει να αντιπροσωπεύουν ποσό που αναλογεί τουλάχιστον στο 37% των πόρων του Ελλάδα 2.0 (συμπεριλαμβανομένου του δανειακού του σκέλους), ήτοι σε περίπου €11,5 δις.

Ως προς την **πρόοδο εκταμίευσης πόρων στο πλαίσιο του Ελλάδα 2.0**, μέχρι τώρα έχουν εκταμιευθεί η προκαταβολή, ύψους €3,96 δις (Αυγ-21, €2,31 δις σε επιδοτήσεις, €1,65 δις σε δάνεια), η πρώτη δόση ύψους €3,56 δις (Απρ-22, €1,71 δις σε επιδοτήσεις, €1,85 δις σε δάνεια) και η δεύτερη δόση ύψους €3,56 δις (Ιαν-23, €1,71 δις σε επιδοτήσεις, €1,85 δις σε δάνεια). Η Ελλάδα ήταν μια από τις πέντε πρώτες χώρες που υπέβαλαν αίτημα εκταμίευσης της δεύτερης πληρωμής από το MAA και η πρώτη που κατέθεσε αίτημα για την τρίτη πληρωμή από το πρόγραμμα δανείων. Εκ των εκταμιευμένων σχεδόν €11,1 δις, €649,5 εκατ. επιδοτήσεων (11,3% του συνόλου εκταμιευμένων επιδοτήσεων και 10,8% του προϋπολογισμού επιδοτήσεων για το συγκεκριμένο πυλώνα) και €697,75 εκατ. δανείων (13,0% του συνόλου εκταμιευμένων επιδοτήσεων) αφορούν στον πυλώνα της Πράσινης Μετάβασης¹⁴⁷.

Σχετικά με την **πρόοδο υλοποίησης του Ελλάδα 2.0**, έως τις αρχές Ιανουαρίου του 2023 είχαν ενταχθεί στο σκέλος των επιδοτήσεων 440 έργα, συνολικού προϋπολογισμού €13,7 δις. Οι εκταμιεύσεις (πληρωμές) επιδοτήσεων από το Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων έως την ίδια περίοδο έφτασαν τα €3,15 δις. Στο σκέλος

¹⁴⁷ Πηγή: https://ec.europa.eu/economy_finance/recovery-and-resilience-scoreboard/disbursements.html?country=Greece

των δανείων είχαν υποβληθεί έως το τέλος Μαΐου του 2023 425 επενδυτικά σχέδια, συνολικού προϋπολογισμού €15,71 δις, εκ των οποίων €6,4 δις θα χρηματοδοτηθούν από δάνεια ΤΑΑ, €5,51 δις από δάνεια τραπεζών και €3,78 δις από ίδια συμμετοχή επενδυτών. Για 178 από τα 425 έργα, προϋπολογισμού €6,82 δις έχουν υπογραφεί δανειακές συμβάσεις.

Στο τέλος Μαρτίου του 2023, η Ελλάδα υπέβαλε αίτημα στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή για τη διεκδίκηση επιπλέον δανειακών πόρων από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, ύψους €5 δις στο πλαίσιο του REPowerEU, για περισσότερες επενδύσεις στην ενέργεια. Το αίτημα υποβλήθηκε στη βάση της επιτυχούς πορείας του δανειακού προγράμματος του Ελλάδα 2.0, αλλά και επειδή για το συγκεκριμένο σκέλος του έχει εκδηλωθεί υψηλό ενδιαφέρον από επενδυτές. Άλλωστε, τα σχετικά δάνεια χορηγούνται με εξαιρετικά ευνοϊκούς όρους (επιτόκιο δανεισμού σταθερό 0,35% για πολύ μικρές και μικρές επιχειρήσεις και 1% για μεσαίες και μεγάλες).

Η πρόοδος εκταμίευσης πόρων του Ελλάδα 2.0 από το Μηχανισμό Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας είναι υψηλή, καθώς και η υλοποίησή του ως προς τις εντάξεις, τόσο στο σκέλος των επιδοτήσεων, όσο και σε αυτό των δανείων. Ωστόσο, η ροή των εκταμιεύσεων επιδοτήσεων, παρότι σημαντική, υπολείπεται σαφώς των εντάξεων, αναδεικνύοντας την ανάγκη επιτάχυνσής τους. Ταχύτερα προχωρούν οι δανειακές συμβάσεις για τα ενταγμένα έργα στο δανειακό σκέλος του Ελλάδα 2.0. Ειδικότερα ως προς τον πυλώνα Πράσινης Μετάβασης, ορισμένα από τα μεγαλύτερα έργα τα οποία αφορούν στον τομέα της ενέργειας, τόσο μέσω των επιδοτήσεων, όσο και μέσω της παροχής δανείων, έχουν ήδη χρηματοδοτηθεί. Συγκεκριμένα, πρόκειται για τα εξής:

- **Διασύνδεση Κυκλάδων με το ηπειρωτικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Δ-Φάση (επιδότηση €164,5 εκατ. σε έργο προϋπολογισμού €524 εκατ.):** Το έργο περιλαμβάνει υποβρύχια καλώδια 353,2 χλμ. που θα συνδέσουν τον υποσταθμό GIS του Λαυρίου, με το νέο υποσταθμό GIS Νάξου μέσω Σερήφου, Μήλου, Φολεγάνδρου και Θήρας, καθώς και τους νέους υποσταθμούς των νησιών αυτών. Το έργο θα επιτρέψει τη σταδιακή απόσυρση των ρυπογόνων μονάδων καύσης πετρελαίου για την παραγωγή ενέργειας και την αξιοποίηση του δυναμικού των νησιών σε ΑΠΕ. Τον Δεκέμβριο του 2022 ανακοινώθηκε η επιτυχής πόντιση του υποβρύχιου ηλεκτρικού καλωδίου υψηλής τάσης 150 kV με ενσωμάτωση οπτικών ινών, συνολικού μήκους 82,5 χλμ., το οποίο διασυνδέει τη Σαντορίνη με τη Νάξο. Το καλώδιο είναι θαμμένο για την προστασία του σε όλο το υποθαλάσσιο τμήμα της διασύνδεσης.
- **Αντλησοταμιευτικός Σταθμός Δυτικής Ελλάδας (Αμφιλοχία), ισχύος 680 MW (επιδότηση €250 εκατ. έργου προϋπολογισμού €605 εκατ.):** Το έργο περιλαμβάνει τη δημιουργία δύο «άνω» ταμιευτήρων, με την κατασκευή δύο φραγμάτων σκληρού επικώματος. Το ένα είναι το Φράγμα Αγ. Γεωργίου, το οποίο θα δημιουργήσει τον αντίστοιχο ταμιευτήρα (όγκου 5 εκατ. μ³) και το άλλο το Φράγμα Πύργου, το οποίο θα δημιουργήσει τον αντίστοιχο ταμιευτήρα (όγκου 2 εκατ.μ³). Επιπλέον, τη δημιουργία δύο σταθμών παραγωγής, ενός για κάθε φράγμα. Για την παραγωγή ενέργειας θα εγκατασταθούν στο σταθμό άντλησης-παραγωγής Αγ. Γεωργίου τέσσερις μονάδες και στο σταθμό Πύργου δύο μονάδες. Η μέγιστη απορροφούμενη ισχύς (με ταυτόχρονη λειτουργία όλων των μονάδων) είναι 496MW για το έργο αντλησοταμίευσης «Άγιος Γεώργιος» και 234MW για το έργο αντλησοταμίευσης «Πύργος». Η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς (με ταυτόχρονη λειτουργία όλων των μονάδων) είναι 460MW για το έργο αντλησοταμίευσης «Άγιος Γεώργιος» και 220MW για το έργο αντλησοταμίευσης «Πύργος».

- ο **Διασύνδεση Κυκλάδων με το ηπειρωτικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής ενέργειας Δ-Φάση (δάνειο €108 εκατ. σε έργο προϋπολογισμού €524 εκατ.):** Τον Ιανουάριο του 2023 υπογράφηκε δανειακή σύμβαση ύψους €108 εκατ. ανάμεσα στην Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ) και τον ΑΔΜΗΕ, η οποία αξιοποιεί δανειακά κεφάλαια του ΤΑΑ, για τη διασύνδεση των δυτικών και νότιων Κυκλάδων με το ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, έργο το οποίο χρηματοδοτείται και από το σκέλος των επιδοτήσεων του Ελλάδα 2.0, όπως αναφέρθηκε παραπάνω. Κατόπιν σύμβασης με το Υπουργείο Οικονομικών η ΕΤΕπ θα διαχειριστεί κονδύλια έως €5 δις του δανειακού σκέλους του Ελλάδα 2.0.

Πέρα από τα παραπάνω μεγάλα έργα για τον τομέα ενέργειας, υφίσταται περιθώριο υλοποίησης και άλλων στο πλαίσιο του Ελλάδα 2.0 τα οποία τον αφορούν. Ενδεικτικά αναφέρονται τα εξής έργα, τα οποία περιλαμβάνονται στο σχέδιο του ΕΣΑΑ, υπό τον άξονα 1.1 (Μετάβαση σε νέο ενεργειακό μοντέλο φιλικό στο περιβάλλον):

- Επενδύσεις σε αποθηκευτικές εγκαταστάσεις (προϋπ. επιδοτήσεων: €200 εκατ.)
- Αναβαθμίσεις δικτύου ΔΕΔΔΗΕ με στόχο την ενίσχυση της ανθεκτικότητας και την προστασία του περιβάλλοντος (προϋπ. επιδοτήσεων €60 εκατ. για έργα ύψους περίπου €133,3 εκατ.)
- Αναβάθμιση εναέριου δικτύου ΔΕΔΔΗΕ σε δασικές εκτάσεις (προϋπ. επιδοτήσεων €40 εκατ. για έργα ύψους περίπου €100 εκατ.)
- Αύξηση εγκατεστημένης ισχύος σε υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ του ΔΕΔΔΗΕ για νέες συνδέσεις ΑΠΕ (προϋπολογισμός επιδοτήσεων €12 εκατ. για έργα ύψους περίπου €30 εκατ.)

4.4.4 Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΕΠΑ) 2021-2025

Το ΕΠΑ 2021-2025 αφορά στην αξιοποίηση του σκέλους του Προγράμματος Δημοσίων Επενδύσεων το οποίο χρηματοδοτείται αποκλειστικά από εθνικούς πόρους¹⁴⁸. Ο συνολικός προϋπολογισμός του ανέρχεται σε €10 δις. Στο ΕΠΑ 2021-2025 τίθενται πέντε αναπτυξιακοί στόχοι και οι τρεις εξ' αυτών περιλαμβάνουν ειδικούς στόχους. Συγκεκριμένα πρόκειται για τους εξής:

- 1) Έξυπνη ανάπτυξη
 - ο Έρευνα και τεχνολογική ανάπτυξη
 - ο Καινοτομία και επιχειρηματικότητα
 - ο Ψηφιακός μετασχηματισμός
- 2) Πράσινη ανάπτυξη
 - ο Μετάβαση σε κυκλική οικονομία
 - ο Προστασία του περιβάλλοντος
 - ο Αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής
- 3) Ανάπτυξη υποδομών
- 4) Κοινωνική ανάπτυξη
 - ο Υγεία-αθλητισμός
 - ο Παιδεία
 - ο Κοινωνική συνοχή

¹⁴⁸ ΦΕΚ 174 Α'/10.09.2020

5) Εξωστρέφεια

Συνεπώς, ο δεύτερος αναπτυξιακός στόχος είναι αυτός που κυρίως μπορεί να συνδράμει τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην ανάπτυξή του, με αμιγώς εθνικούς πόρους. Αυτός ο στόχος αποτελείται από 13 προτεραιότητες, της εξής:

- Ενεργειακή απόδοση
- Στήριξη ΑΠΕ – συμπαραγωγή
- Απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα – ενεργειακή μετάβαση
- Πρόληψη και διαχείριση κινδύνων
- Ανάπτυξη υποδομών προστασίας
- Παροχή πόσιμου νερού & διαχείριση υδάτων
- Διαχείριση στερεών και υγρών αποβλήτων
- Στήριξη φιλικών προς το περιβάλλον διεργασιών παραγωγής & αποδοτικής χρήσης πόρων
- Ανάδειξη, προστασία και αξιοποίηση της φυσικής κληρονομίας
- Πράσινη επιχειρηματικότητα
- Πράσινες πόλεις
- Παροχή νερού & διαχείριση υδάτων και υγρών αποβλήτων
- Διαχείριση στερεών αποβλήτων

Οι προτεραιότητες του στόχου για Πράσινη Ανάπτυξη του ΕΠΑ 2021-2025 συνάδουν με στόχους πολιτικής/παρεμβάσεις κ.λπ. άλλων εθνικών στρατηγικών και πολιτικών, κυρίως της πρότασης για το νέο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα και του ΕΣΠΑ 2021-2027, για αυτόν το λόγο αναμένεται να αναπτυχθούν μεταξύ τους συμπληρωματικότητες, διευκολύνοντας την επίτευξή τους.

Το ΕΠΑ 2021-2025 αποτελείται από 20 τομεακά (ΤΠΑ - ένα ανά υπουργείο) και 13 περιφερειακά (ΠΠΑ - ένα ανά NUTS II περιφέρεια). Εκ των τομεακών προγραμμάτων, εκείνα τα οποία εξυπηρετούν περισσότερο τον αναπτυξιακό στόχο της Πράσινης Ανάπτυξης, καθώς και τις επιχειρήσεις του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, είναι τα **προγράμματα του Υπουργείου Περιβάλλοντος – Ενέργειας (ΥΠΕΝ)**¹⁴⁹ και, σε μικρότερο βαθμό, του **Υπουργείου Κλιματικής Κρίσης – Πολιτικής Προστασίας (ΥΚΚΠ)**¹⁵⁰ και του **Υπουργείου Υποδομών-Μεταφορών (ΥΥΜ)**¹⁵¹. Το ΤΠΑ του Υπουργείου Περιβάλλοντος – Ενέργειας εστιάζει σε δύο τομείς, αυτούς της Ενέργειας και του Περιβάλλοντος, με τον πρώτο να εφάπτεται στις δραστηριότητες του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, όπως τον προσδιορίζει η Eurobank. Ο προϋπολογισμός της δημόσιας δαπάνης υπό το συγκεκριμένο ΤΠΑ για επενδύσεις στον τομέα της ενέργειας φθάνει τα €150 εκατ. Η κατανομή αυτών των πόρων στους επιμέρους αναπτυξιακούς στόχους (ΑΣ) και άξονες προτεραιότητας και (ΑΠ) του τομέα ενέργειας του ΤΠΑ του ΥΠΕΝ δίνεται στον Πίνακα 4.2. Το μεγαλύτερο μέρος αυτών (38,8% του συνόλου για τον τομέα ενέργειας) αφορά στον ΑΠ ενεργειακής απόδοσης, με τις δαπάνες σε ενεργειακά δίκτυα και υποδομές (33,5%) και για την απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα και την ενεργειακή μετάβαση (14,7%) να έπονται.

¹⁴⁹ ΦΕΚ Β'1806/13.04.2022

¹⁵⁰ ΦΕΚ Β'1443/24.03.2022

¹⁵¹ ΦΕΚ Β'6392/31.12.2021

Πίνακας 4.2: Προϋπολογισμός τομέα Ενέργειας του ΤΠΑ ΥΠΕΝ ανά Αναπτυξιακό Στόχο και Άξονα Προτεραιότητας

ΚΩΔ. ΕΠΑ	Αναπτυξιακός Στόχος / Άξονας Προτεραιότητας τομέα Ενέργειας	Π/Υ ΤΠΑ Ενέργειας (€)	% ΑΠ επί του π/υ
1	ΑΣΕ 1 «Εξυπνη Ανάπτυξη (Ενέργεια)»	6.500.000	4,3
1.6	ΑΠΕ1.1 Δημόσια Διοίκηση και ψηφιοποίηση	4.000.000	2,7
1.8	ΑΠΕ1.2 Ψηφιακή Διασύνδεση Μονάδων Δημόσιας Διοίκησης	2.500.000	1,7
2	ΑΣΕ 2 «Πράσινη Ανάπτυξη (Ενέργεια)»	92.750.000	61,8
2.1	ΑΠΕ2.1 Ενεργειακή Απόδοση	58.250.000	38,8
2.2	ΑΠΕ2.2 Στήριξη ΑΠΕ - Συμπαρογωγή	12.500.000	8,3
2.5	ΑΠΕ2.3 Απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα – ενεργειακή μετάβαση	22.000.000	14,7
4	ΑΣΕ3 «Ανάπτυξη Υποδομών (Ενέργεια)»	50.250.000	33,5
4.2	ΑΠΕ3.1 Ενεργειακά δίκτυα και υποδομές	50.250.000	33,5
6	ΑΣΕ4 «Υποστήριξη Προγράμματος (Ενέργειας)»	500.000	0,3
6.2	ΑΠΕ4.1 «Τεχνική Βοήθεια ΤΠΑ (Ενέργειας)»	500.000	0,3
	ΣΥΝΟΛΟ	150.000.000	100

Πηγή: Τομεακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΠΕΝ, Eurobank Research

Πιο συγκεκριμένα, οι δράσεις οι οποίες έχουν προγραμματιστεί στο πλαίσιο του ΑΠ «ενεργειακή απόδοση» του ΤΠΑ ΥΠΕΝ είναι οι εξής:

- Προώθηση ενεργειακών αναβαθμίσεων στα κτίρια οικιακού τομέα
- Προώθηση ενεργειακών αναβαθμίσεων στα κτίρια τριτογενούς τομέα
- Προώθηση ενεργειακών αναβαθμίσεων στα κτίρια δημόσιας διοίκησης

Αντιστοίχως, οι δράσεις οι οποίες έχουν προγραμματιστεί στο πλαίσιο του ΑΠ «ανάπτυξη υποδομών» του ΤΠΑ ΥΠΕΝ είναι οι εξής:

- Ανάπτυξη έξυπνων δικτύων
- Έργα και υποδομές διανομής φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού (μέσης και χαμηλής πίεσης/τάσης αντίστοιχα)

Οι δαπάνες που αφορούν στον πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης στα ΤΠΑ των ΥΚΚΠΠ και ΥΜΜ είναι αρκετά χαμηλότερες εκείνων του ΥΠΕΝ. Στην περίπτωση του ΥΚΚΠΠ υπάγονται στον άξονα προτεραιότητας «Ενεργειακά Δίκτυα – Υποδομές» του αναπτυξιακού στόχου «Ανάπτυξη Υποδομών» και φθάνουν τα €18,9 εκατ., ενώ στο ΤΠΑ του ΥΜΜ στον άξονα προτεραιότητας «Ενεργειακή Απόδοση» του αναπτυξιακού στόχου «Πράσινη Ανάπτυξη» (π/υ: €7,5 εκατ.).

Δαπάνες στο πλαίσιο του ΕΠΑ 2021-2025 οι οποίες αφορούν σε δραστηριότητες του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης, ωστόσο μικρής κλίμακας, θα πραγματοποιηθούν και από ορισμένα από τα Περιφερειακά Προγράμματα Ανάπτυξης. Καταχωρούνται στους άξονες προτεραιότητας «Ενεργειακή Απόδοση» (π.χ. ΠΠΑ

Αττικής, €5 εκατ., ΠΠΑ Πελοποννήσου, €5,3 εκατ., ΠΠΑ Κεντρικής Μακεδονίας, €2,15 εκατ., ΠΠΑ Δυτικής Ελλάδας €400 χιλ.) και «Στήριξη ΑΠΕ» (π.χ. ΠΠΑ Αττικής, €500 χιλ.).

4.4.5 Σύνοψη - συμπεράσματα στρατηγικών και πολιτικών για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης μετάβασης στην Ελλάδα

Από τις προηγούμενες ενότητες προκύπτει η ύπαρξη πλήθους στρατηγικών στην Ελλάδα οι οποίες στηρίζουν τις προοπτικές του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης μετάβασης. Αυτές εστιάζουν κυρίως στους εξής στόχους:

- Ταχύρρυθμη ανάπτυξη ΑΠΕ – απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα (φωτοβολταϊκά συστήματα, αιολικά πάρκα -χερσαία& υπεράκτια-, υδροηλεκτρικές μονάδες)
- Αναβαθμίσεις δικτύου ηλεκτρισμού και διανομής φυσικού αερίου (για διασύνδεση νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο, δυνατότητα διακίνησης της σταδιακά αυξανόμενης παραγωγής από ΑΠΕ, προστασία του περιβάλλοντος)
- Ενίσχυση δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας, ιδίως σε μπαταρίες, αλλά και με άλλους τρόπους, π.χ. αντλιοσταμείωση (για εξισορρόπηση - σταθεροποίηση του συστήματος κυρίως από τη διεύρυνση της παραγωγής σε ΑΠΕ, ενίσχυση ενεργειακής αυτάρκειας)
- Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας, αφενός με ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (για οικιακή χρήση, επιχειρηματική χρήση, στο δημόσιο τομέα), αφετέρου με smart διαχείριση ενεργειακής κατανάλωσης
- Εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών, με προώθηση ηλεκτροκίνησης στα ελαφρά/μεσαία οχήματα, ανάπτυξη υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο, δημιουργία συστήματος ανακύκλωσης μπαταριών
- Ανάπτυξη συνθετικών, «πράσινων» καυσίμων (RFNBOs): Για χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία)
- Δημιουργία οικονομίας «πράσινου» υδρογόνου: χρήση υδρογόνου στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και υπό συνθήκες στην ηλεκτροπαραγωγή

Δεδομένων των παραπάνω στόχων, η κατανομή πόρων, κοινοτικών και εθνικών, σε αυτούς από τις εθνικές στρατηγικές και τα χρηματοδοτικά προγράμματα (ΕΣΠΑ 2021-2027, Ελλάδα 2.0, ΕΠΑ 2021-2025, ΕΣΕΚ) είναι σαφής ιδίως για τους τρεις πρώτους (επιτάχυνση ΑΠΕ, αναβάθμιση δικτύων, επέκταση αποθηκευτικών δυνατοτήτων). Άλλωστε, ως προς το μερίδιο ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή ενέργειας, η Ελλάδα βρισκόταν το 2021 υψηλότερα από το στόχο για το 2020 (21,9% έναντι 18,0%), σε αντίστοιχα επίπεδα με το μέσο όρο της ΕΕ-27. Πέρα από την περαιτέρω ανάπτυξη των βασικών πηγών και τεχνολογιών ΑΠΕ οι οποίες προαναφέρθηκαν, θα πρέπει να διερευνηθούν εντονότερα οι δυνατότητες αξιοποίησης και άλλων πηγών ΑΠΕ οι οποίες ευνοούνται από το κλίμα, το θαλάσσιο και νησιωτικό χαρακτήρα, το ανάγλυφο της ηπειρωτικής χώρας, τα χαρακτηριστικά του εδάφους κ.λπ. της Ελλάδας, όπως η γεωθερμία, η κυματική ενέργεια, οι μικρές ανεμογεννήτριες, εφαρμογές και τεχνολογίες οι οποίες αναγνωρίζονταν ήδη στο αρχικό ΕΣΕΚ. Ο ρόλος τους μπορεί να είναι ιδιαίτερα σημαντικός για την ουσιαστική ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας των νησιών, οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια των οποίων έχουν αυξηθεί στα πρόσφατα έτη και αναμένεται να κλιμακωθούν περαιτέρω στα επόμενα και μεσοπρόθεσμα, με πιθανές έντονες εποχικές διακυμάνσεις, υπό τις συνθήκες που διαμορφώνει η ισχυρή αύξηση του τουρισμού.

Ειδικά για τη γεωθερμία, επισημαίνεται το πλεονέκτημα του συγκριτικά χαμηλότερου και πιο σταθερού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αυτή σε σύγκριση με άλλες πηγές ΑΠΕ (π.χ. ηλιακή, αιολική ενέργεια), καθώς είναι διαθέσιμη καθ' όλη τη διάρκεια του έτους¹⁵². Στην Ελλάδα, η αξιοποίηση της συγκεκριμένης πηγής ενέργειας παραμένει περιορισμένη καθώς πραγματοποιείται κυρίως από αγροτικές εκμεταλλεύσεις. Το ρυθμιστικό πλαίσιο για τη γεωθερμία έχει οριστεί με το ν.4602/2019 (ΦΕΚ Α' 45), για την υλοποίηση του οποίου το ΥΠΕΝ έχει εκδώσει δύο υπουργικές αποφάσεις, μια για το νέο κανονισμό γεωθερμικών εργασιών (ΦΕΚ Β' 1960, 2021) και μια για τους όρους και τη διαδικασία εκμίσθωσης δικαιωμάτων έρευνας, εκμετάλλευσης και διαχείρισης σε γεωθερμικά πεδία εθνικού ενδιαφέροντος ($T > 90^{\circ}\text{C}$) και μη χαρακτηρισμένων περιοχών (ΦΕΚ Β' 1460, 2022). Στη βάση των δύο ως άνω αποφάσεων, το ΥΠΕΝ σκοπεύει να διερευνήσει μη χαρακτηρισμένες περιοχές, οι οποίες με γεωθερμικά αλλά και κριτήρια κοινωνικής αποδοχής θεωρούνται κατάλληλες για διεθνή διαγωνισμό μίσθωσης δικαιωμάτων έρευνας, εκμετάλλευσης και διαχείρισης γεωθερμικού δυναμικού με στόχο την ηλεκτροπαραγωγή. Οι εν ενεργεία σχετικές συμβάσεις μεταξύ ΥΠΕΝ και ΔΕΗ Ανανεώσιμες Μ.Α.Ε. αφορούν σε έρευνα γεωθερμικού δυναμικού σε Μήλο – Κίμωλο, Νίσυρο, Λέσβο και Μέθανα, αποτελώντας συνέχεια σχετικών μισθώσεων της ΔΕΗ. Περιοχές με πιθανότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία βρίσκονται στην Κεντρική – Ανατολική Μακεδονία και Θράκη (Σπερχειάδα, δέλτα Νέστου), καθώς και σε νησιά του ΒΑ Αιγαίου (Χίος, Σαμοθράκη).

Εκτός από τους βασικούς στόχους πολιτικής για ταχύρρυθμη διείσδυση των ΑΠΕ και ταχεία ενεργειακή μετάβαση για απεξάρτηση από τα ορυκτά, η ΕΕ έχει ανάγκη να ανταποκριθεί άμεσα, κατόπιν του πολέμου της Ρωσίας στην Ουκρανία, στην οξυμένη ανάγκη για ενεργειακή ασφάλεια. Η στρατηγική RePowerEU, η οποία παρουσιάστηκε στην υποενότητα 4.3.3 αποτελεί το βασικό εργαλείο για την επίτευξη αυτού του σκοπού. Η εξοικονόμηση ενέργειας, η παραγωγή περισσότερης καθαρής ενέργειας και η διαφοροποίηση των πηγών ενεργειακού εφοδιασμού που αποτελούν τους βασικούς στόχους της συγκεκριμένης στρατηγικής, καθώς και οι σχετικές ενέργειες οι οποίες έχουν ήδη υλοποιηθεί/προγραμματιστεί, δύνανται μέσο-μακροπρόθεσμα να ενισχύσουν σημαντικά την ενεργειακή αυτάρκεια και ασφάλεια. Ωστόσο, την τρέχουσα περίοδο και στα προσεχή έτη, η διεύρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τις πλέον σύγχρονες, καθαρές τεχνολογίες οι οποίες χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, όπως π.χ. οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με τουρμπίνες (combined cycle gas turbine - CCGT) και καύσιμο φυσικό αέριο, μπορεί να συμβάλει σημαντικά στην ενεργειακή θωράκιση που επιδιώκει το RePowerEU, ενώ συνιστά πιο καθαρή ενέργεια σε σχέση με τις παλαιότερες τεχνολογίες παραγωγής. Ορισμένες από τις μεγαλύτερες τρέχουσες και προσεχείς επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ενέργειας με αυτά τα χαρακτηριστικά στην Ελλάδα θα βασιστούν στις αποτελεσματικότερες διαθέσιμες τεχνολογίες από άποψη θερμικής απόδοσης. Οι εν εξελίξει και προσεχείς επενδύσεις σε μονάδες αεριοποίησης – φύλαξης υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι συναφείς με τις ενέργειες διεύρυνσης του εφοδιασμού της ΕΕ με ΥΦΑ στο πλαίσιο του RePowerEU και θα αξιοποιήσουν νέους αγωγούς και δυνατότες διασυνδεσιμότητας, όπως ο IGB με την Βουλγαρία στην περίπτωση του FSRU Αλεξανδρούπολης και εν συνεχεία, διασυνδετήριος αγωγός στη Σερβία, τη Ρουμανία και τη Βόρεια Μακεδονία.

Ως προς τους στόχους οι οποίοι αφορούν στις μεταφορές (εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών, ανάπτυξη συνθετικών «πράσινων» καυσίμων, επέκταση χρήσης υδρογόνου, προηγμένων βιοκαυσίμων), παρότι έχουν γίνει συνολικές προβλέψεις επενδύσεων, ιδιαίτερα υψηλές (π.χ. στην πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ €11,8-€11,9 δις για την περίοδο 2021-2025, €15,5 – €15,6 δις για την περίοδο 2026-2030), ο επιμερισμός τους ανά στόχο δεν είναι σαφής, καθώς και οι πηγές των πόρων για την υλοποίησή τους. Ωστόσο, βρίσκεται εν εξελίξει η έκδοση

¹⁵² IRENA (2017)

των κατ' εξουσιοδότηση πράξεων (delegating acts) των άρθρων 27 και 28 της Οδηγίας για τις Ανανεώσιμες Πηγές II (RED II)¹⁵³, με τις οποίες θα καθορίζεται το ποια καύσιμα εμπίπτουν στα συνθετικά, «πράσινα» καύσιμα (RFNBOs), συμπεριλαμβανομένου του «πράσινου» υδρογόνου και το πώς θα πρέπει να παράγονται, ούτως ώστε η χρήση τους να είναι δόκιμο να προσμετρηθεί στους στόχους συμμετοχής των RFNBOs στο ενεργειακό μείγμα οι οποίοι περιέχονται στις στρατηγικές Fit-for-55 και RePowerEU. Αυτό είναι αναγκαίο ώστε να τερματιστεί η παρατεταμένη αβεβαιότητα για αυτά τα θέματα και η αδυναμία σχεδιασμού της κατανομής των διαθέσιμων για τις σχετικές επενδύσεις πόρων. Προσφάτως η Επιτροπή υιοθέτησε τις πρώτες κατ' εξουσιοδότηση πράξεις για το «πράσινο» υδρογόνο βάσει του άρθρου 27(3) της RED II¹⁵⁴. Η πρώτη πράξη ορίζει τα κριτήρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για την παραγωγή πράσινου – «ανανεώσιμου» υδρογόνου και παραγώγων αυτού. Η δεύτερη πράξη ορίζει τη μεθοδολογία υπολογισμού του περιορισμού εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από RFNBOs και ανακυκλωμένα καύσιμα άνθρακα, προκειμένου να παρακολουθείται η επίτευξη του στόχου μείωσης αυτών των εκπομπών κατά 70% λόγω της χρήσης αυτών των καυσίμων, ο οποίος τέθηκε στην Οδηγία RED II.

Οι πρόσφατες εθνικές στρατηγικές οι οποίες αφορούν (και) τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης δεν περιλαμβάνουν κάποια αναφορά ή σχεδιασμό σχετικά με τη δυναμική αξιοποίηση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Στο αρχικό ΕΣΕΚ αναφερόταν πως είχαν παραχωρηθεί έως το τέλος του 2019 σε κοινοπραξίες εταιρειών 13 θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές («οικόπεδα»), συμπεριλαμβανομένης αυτής του Πρίνου, όπου η παραγωγή συνεχίζεται για περισσότερες από τέσσερις δεκαετίες, με τις περισσότερες εξ' αυτών (8) να βρίσκονται στο Ιόνιο Πέλαγος και νοτιοδυτικά της Κρήτης, και τέσσερις στη Δυτική Ελλάδα. Οι ανάδοχοι ήταν κυρίως διεθνείς πολυεθνικές εταιρίες. Οι πρώτες γεωτρήσεις αναμένονταν το 2020 στις παραχωρημένες περιοχές οι οποίες βρίσκονταν στον Πατραϊκό Κόλπο και το Κατάκολο, με σκοπό να προχωρήσουν περαιτέρω σταδιακά από το βορρά προς το νότο, με αφετηρία περιοχές της Δυτικής Ελλάδας, προς περιοχές νοτιοδυτικά της Κρήτης. Η εκμετάλλευση ενδεχόμενων σημαντικών και αξιοποιήσιμων κοιτασμάτων θα μπορούσε να συμβάλει, σύμφωνα και με το αρχικό ΕΣΕΚ, στη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού σε επίπεδο ΕΕ, στόχος ο οποίος υπό τις συνθήκες και τα δεδομένα που διαμορφώθηκαν από τον πόλεμο στην Ουκρανία, αποτελεί πλέον ύψιστη προτεραιότητα πανευρωπαϊκά, βάσει της στρατηγικής RePowerEU.

Οι σχετικές εξελίξεις στα πρόσφατα έτη είναι περιορισμένες. Τον Φεβρουάριο του 2022 ολοκληρώθηκαν γεωφυσικές (σεισμικές) έρευνες σε «οικόπεδο» του Νότιου Ιονίου και τον επόμενο μήνα σε περιοχή του Βόρειου Ιονίου. Ακολούθως, πραγματοποιείται επεξεργασία των συλλεγμένων δεδομένων προκειμένου να αξιολογηθούν. Τον Νοέμβριο του 2022 ανακοινώθηκαν σεισμικές έρευνες για την διερεύνηση ύπαρξης κοιτασμάτων υδρογονανθράκων στα δύο «οικόπεδα» που βρίσκονται νοτιοδυτικά της Κρήτης, με επισπευσμένο χρονοδιάγραμμα, προκειμένου να ολοκληρωθούν σε δύο αντί για τρία έτη και να είναι δυνατή μια σαφής εικόνα ως προς τα ευρήματα προς το τέλος του 2023¹⁵⁵. Επιπρόσθετα, θα πραγματοποιηθούν τρισδιάστατες γεωφυσικές έρευνες σε άλλο οικόπεδο στο Βόρειο Ιόνιο από αυτό στο οποίο έγιναν οι έρευνες τον Φεβρουάριο του 2022 (Block 2). Τον Ιανουάριο του 2023 τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση η Μελέτη Περιβαλλοντικών και Κοινωνικών Επιπτώσεων για ερευνητική γεώτρηση στην περιοχή των Ιωαννίνων. Αν και απαιτούνται ορισμένα χρόνια για την ολοκλήρωση των διερευνητικών διαδικασιών, χωρίς να είναι βέβαιο πως αυτές θα ευοδωθούν, καθώς οι εθνικές στρατηγικές που αφορούν την ενέργεια έχουν μέσο-μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, ιδίως το

¹⁵³ Οδηγία ΕΕ 2018/2001, ΟJ L 328, 21.12.2018, p. 82–209

¹⁵⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595

¹⁵⁵ https://www.greekhydrocarbons.gr/news_gr/PR_REL_081122.html

επικαιροποιημένο ΕΣΕΚ που ετοιμάζεται, θα πρέπει να περιλαμβάνουν συγκεκριμένες πρόνοιες για τη στήριξη αξιοποίησης των υδρογονανθράκων, τη δυνατότητα ενσωμάτωσής τους στους κατασκευαζόμενους και τους αναμενόμενους αγωγούς.

Η εμβάθυνση εφαρμογής του Target Model στην Ελλάδα, πέρα από τη μεγαλύτερη ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας εγχωρίως, μπορεί να συμβάλει μέσω των διασυνδέσεων με άλλες αγορές-χώρες (market coupling) στην αύξηση της διαθέσιμης ρευστότητας, στη συμμετοχή των ΑΠΕ στο διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στη μεγαλύτερη δυνατότητα εξισορρόπησης των θέσεων τους εγγύτερα στον πραγματικό χρόνο, περιορίζοντας τις ανάγκες σε εφεδρείες και το κόστος που αυτές συνεπάγονται. Συνολικά οι παραπάνω εξελίξεις θα ενισχύσουν τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού, ενώ θα περιορίσουν και τις διακυμάνσεις στις τιμές, συγκρατώντας το κόστος για τους τελικούς καταναλωτές. Η ένταση αυτών των ευνοϊκών επιδράσεων εξαρτάται όχι μόνο από το πλήθος των διασυνδέσεων, αλλά και από τη χωρητικότητα των υποδομών μεταφοράς. Έως τώρα έχουν ολοκληρωθεί οι διασυνδέσεις των αγορών επόμενης ημέρας Ελλάδας – Ιταλίας (Δεκέμβριος 2020) και Ελλάδας – Βουλγαρίας (Μάιος 2021). Επιπλέον, τον Σεπτέμβριο του 2021 ολοκληρώθηκε η σύζευξη της ενδομερήςιας αγοράς της Ελλάδας με εκείνες της Ιταλίας και της Σλοβενίας μέσω των Συμπληρωματικών Περιφερειακών Ενδομερήςιας Δημοπρασιών (CRIDAs), ενώ στο τέλος του Νοεμβρίου του 2022 ξεκίνησε η συζευγμένη λειτουργία της Συνεχούς Ενδομερήςιας Συναλλαγής (XBID) στα σύνορα ζώνης προσφοράς Ελλάδας – Ιταλίας και Ελλάδας – Βουλγαρίας. Αυτές οι διασυνδέσεις επιτρέπουν την εκδήλωση των ωφελειών οι οποίες αναφέρθηκαν παραπάνω, υπό τον περιορισμό της χωρητικότητας κάθε διασυνοριακού δικτύου. Ενδεικτικά, η χωρητικότητα του καλωδίου διασύνδεσης Ελλάδας – Ιταλίας, καθώς και Ελλάδας - Βουλγαρίας είναι 500MW. Η διαθέσιμη χωρητικότητα σε αμφότερα για τις ενδομερήςιας αγορές θα εξαρτάται από τον «χώρο» που θα έχει απομείνει κάθε μέρα στα δύο καλώδια, έπειτα από τις εισαγωγές-εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο αγοραπωλησιών στις αγορές Επόμενης Ημέρας. Τούτων δεδομένων, προκειμένου να αξιοποιηθούν όλες οι δυνατότητες των υφιστάμενων διασυνδέσεων, είναι πιθανό να χρειαστούν στα προσεχή έτη επενδύσεις σε ενίσχυση της χωρητικότητας των διασυνοριακών δικτύων.

Ένα ιδιαίτερα σημαντικό έργο ηλεκτρικής διασύνδεσης με όμορη χώρα το οποίο έχει συμφωνηθεί επισήμως, ωστόσο βρίσκεται σε αρκετά πρώιμο στάδιο, είναι αυτό με την Αίγυπτο. Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε η σχετική συμφωνία μεταξύ των υπουργών Ενέργειας των δύο χωρών, που αφορά στην εγκατάσταση υποθαλάσσιου καλωδίου μήκους περίπου 950 χλμ. και εκτιμώμενης συνολικής ισχύος 3000 MW. Βάσει των σχετικών εκτιμήσεων, το κόστος της επένδυσης θα κυμανθεί μεταξύ €3,5-4,2 δις. Με βάση τα τρέχοντα δεδομένα, εντός του 2023 θα πραγματοποιηθεί η ανάθεση των τελικών τεχνικών μελετών, προκειμένου το 2024 ληφθεί η οριστική επενδυτική απόφαση, με οριστικό χρονοδιάγραμμα υλοποίησης συντομότερο των 4 ετών.

5 Ποσοτικές εκτιμήσεις και προσεγγίσεις επιδράσεων στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης - προβλέψεις για την οικονομική δραστηριότητα

Οι κλάδοι που σχετίζονται με την ενέργεια έχουν πολύ σημαντική συνεισφορά στην προστιθέμενη αξία της οικονομίας μέσω των οικονομικών δραστηριοτήτων που σχετίζονται με την παραγωγή και την επένδυση, όπως δείχθηκε σε σχετική προηγούμενη ενότητα της μελέτης (ενότητα 3.1. βλέπε και IOBE, 2021). Ο Voser (2012) χαρακτηρίζει την ενέργεια ως το «οξυγόνο» της οικονομίας, καθώς έχει είτε άμεση, είτε έμμεση σύνδεση με όλους τους υπόλοιπους κλάδους της. Στις παρακάτω υποενότητες, εξετάζουμε αρχικά το πώς αποδίδει η παραγωγή, προσεγγιζόμενη από την προστιθέμενη αξία (ΠΑ), και η παραγωγικότητα εργασίας των κλάδων που υπάγονται στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, σε σύγκριση με τους υπόλοιπους κλάδους της ελληνικής οικονομίας. Σε δεύτερο στάδιο, εκτιμούμε την επίδραση της κρίσης χρέους στην οικονομική δραστηριότητα του συγκεκριμένου πυλώνα. Τέλος, εκτιμούμε τη μέση συνεισφορά των επενδύσεων που έγιναν στο παρελθόν στους κλάδους του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στην ΠΑ και χρησιμοποιούμε αυτές τις εκτιμήσεις για να προβλέψουμε την αύξηση της ΠΑ ως αποτέλεσμα των επενδυτικών σχεδίων τα οποία είτε έχουν ξεκινήσει να υλοποιούνται, είτε θα υλοποιηθούν μεσοπρόθεσμα και περιλαμβάνονται στην πρόσφατη μελέτη των Καραβίας και Αναστασάτος (2022). Περιλαμβάνονται σε πίνακα στο παράρτημα της παρούσας μελέτης.

5.1 Σύγκριση προϊόντος και παραγωγικότητας εργασίας με τους υπόλοιπους κλάδους της ελληνικής οικονομίας

Η σύγκριση των κλάδων του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης σε σχέση με τους υπόλοιπους κλάδους της Ελληνικής οικονομίας γίνεται μέσω της μεθόδου ελαχίστων τετραγώνων (OLS). Χρησιμοποιούμε πληροφορίες για την οικονομική δραστηριότητα των υποκλάδων οι οποίοι υπάγονται στον πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης σε 4-ψήφιο επίπεδο δραστηριότητας βάσει της ταξινόμησης NACE Rev. 2. Τα δεδομένα για την ΠΑ σε κόστος συντελεστών, την παραγωγικότητα εργασίας (ακαθάριστη ΠΑ ανά απασχολούμενο), τις ακαθάριστες πάγιες επενδύσεις σε υλικά αγαθά (tangibles), τον αριθμό απασχολούμενων ατόμων και το αριθμό επιχειρήσεων στην Ελλάδα την περίοδο 2008-19 προέρχονται από τη Eurostat και συγκεκριμένα από τη βάση της Structural Business Statistics. Οι μεταβλητές της προστιθέμενης αξίας, των ακαθάριστων επενδύσεων και της παραγωγικότητας εργασίας είναι εκφρασμένες σε ονομαστικές τιμές, οπότε τις μετατρέπουμε σε πραγματικές χρησιμοποιώντας αποπληθωριστές από τη Eurostat, συγκεκριμένα τους Δείκτες Τιμών Παραγωγού. Οπουδήποτε υπάρχει έλλειψη στοιχείων για τους Δείκτες Τιμών Παραγωγού, χρησιμοποιούμε έμμεσους αποπληθωριστές (implicit deflators) για την προστιθέμενη αξία και το σχηματισμό ακαθάριστου πάγιου κεφαλαίου. Για τις ακαθάριστες επενδύσεις χρησιμοποιούμε το Δείκτη Τιμών Παραγωγού για τα κεφαλαιουχικά αγαθά, ομαδοποιημένα σύμφωνα με τις Κύριες Ομάδες Βιομηχανικών Κλάδων της Eurostat (main industrial groupings – capital goods).¹⁵⁶

Συνεπώς εκτιμούμε την παρακάτω παλινδρόμηση

$$\log Y_{it} = \beta_0 + \beta_1 NRG_i + \theta \log X_{it} + \delta_t + \varepsilon_{it} \quad (5.1)$$

¹⁵⁶ Στην επόμενη ενότητα όπου το δείγμα περιλαμβάνει και χώρες της Ευρωζώνης, η Ιρλανδία έχει ελλείψεις πληροφορίες για μερικά έτη στο Δείκτη Τιμών Παραγωγού για κεφαλαιουχικά αγαθά. Για αυτά τα έτη αποπληθωρίζουμε τις ακαθάριστες επενδύσεις με τους έμμεσους αποπληθωριστές για το σχηματισμό ακαθάριστου πάγιου κεφαλαίου.

Όπου για κάθε 4ψήφιο κλάδο i στο έτος t , η εξαρτημένη μεταβλητή Y_{it} συμβολίζει την ΠΑ ή την παραγωγικότητα εργασίας, που είναι οι δύο εξαρτημένες μεταβλητές οι οποίες χρησιμοποιούνται εναλλακτικά στο υπόδειγμα. Η ερμηνευτική μεταβλητή η οποία παρουσιάζει ενδιαφέρον είναι η NRG_i η οποία είναι δυαδική μεταβλητή που υποδεικνύει εάν η παρατήρηση ανήκει σε κλάδο του πυλώνα Ενέργειας πράσινης μετάβασης ή όχι και έχει σκοπό να αποτυπώσει τυχόν διαφορετικές επιδόσεις αυτών των κλάδων ως προς την παραγωγή προϊόντος και την παραγωγικότητα εργασία από τους υπόλοιπους κλάδους της οικονομίας. Επίσης ελέγχουμε για την επίδραση των ακαθάριστων επενδύσεων παγίου και της απασχόλησης και του αριθμού των επιχειρήσεων μέσω του διανύσματος μεταβλητών X_{it} . Η μεταβλητή δ_t συμβολίζει τις σταθερές επιδράσεις (fixed effects) κάθε έτους, δηλαδή λαμβάνει υπόψη οποιαδήποτε οριζόντια επίδραση συμβαίνει σε όλους τους κλάδους ανά έτος (π.χ. μια ύφεση που επηρεάζει με τον ίδιο τρόπο όλους τους κλάδους).

Τα αποτελέσματα των εκτιμήσεων περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.1. Σύμφωνα με τη στήλη 1 (η οποία αφορά την εκτίμηση με εξαρτημένη μεταβλητή την προστιθέμενη αξία), υπάρχει θετική και στατιστικά σημαντική συσχέτιση της δυαδικής μεταβλητής NRG_i και της ΠΑ σε λογαριθμικές μονάδες¹⁵⁷ με συντελεστή 0,359, υποδεικνύοντας ότι οι κλάδοι του πυλώνα Ενέργειας – πράσινης μετάβασης έχουν στατιστικά σημαντική μεγαλύτερη ΠΑ τους υπόλοιπους κλάδους της Ελληνικής οικονομίας κατά 43,2% ($e^{0,359} - 1 = 0,432$). Αντίστοιχα, σύμφωνα με τη στήλη 2 (η οποία αφορά την εκτίμηση με εξαρτημένη μεταβλητή την παραγωγικότητα της εργασίας), οι κλάδοι του πυλώνα ενέργειας είναι πιο παραγωγικοί κατά 43,6% ($e^{0,362} - 1 = 0,436$). Επομένως, προκύπτει ότι οι κλάδοι ενέργειας απέδωσαν καλύτερα από τους υπόλοιπους κλάδους της εγχώριας οικονομίας κατά την περίοδο 2008-2019 σε όρους ΠΑ και παραγωγικότητας εργασίας, ακόμα και όταν λαμβάνονται υπόψη στις εκτιμήσεις οι επιδράσεις σε αυτές τις μεταβλητές των επενδύσεων και της απασχόλησης.

Σε επόμενο στάδιο, διερευνούμε κατά πόσο οι κλάδοι του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης έχουν κατά μέσο όρο μεγαλύτερο μέγεθος επιχειρήσεων και μεγαλύτερη ένταση κεφαλαίου. Οι μεγάλες επιχειρήσεις είναι συνήθως πιο αποδοτικές λόγω οικονομιών κλίμακας, επομένως ένας κλάδος που αποτελείται κυρίως από μεγάλες επιχειρήσεις είναι πιθανόν να παράγει περισσότερο προϊόν και να είναι πιο παραγωγικός. Οι κλάδοι έντασης κεφαλαίου μπορούν επίσης να επιτύχουν οικονομίες κλίμακας λόγω της υψηλής αναλογίας μεταξύ σταθερού και μεταβλητού κόστους. Για το λόγο αυτό ορίζουμε την ετήσια αναλογία του αριθμού απασχολούμενων ανά επιχείρηση για κάθε 4ψήφιο κλάδο ως μέτρο για το μέσο μέγεθος των επιχειρήσεων κάθε υποκλάδου, ενώ η ένταση κεφαλαίου ορίζεται προσεγγιστικά ως η ετήσια αναλογία των πραγματικών ακαθάριστων επενδύσεων ανά απασχολούμενο (I/L). Κατόπιν προβαίνουμε σε έλεγχο στατιστικής σημαντικότητας για τη διαφορά μέσων (t-test). Σύμφωνα με τα αποτελέσματά μας οι κλάδοι του πυλώνα ενέργειας επενδύουν κατά μέσο όρο €22,3χιλ. ανά απασχολούμενο περισσότερο από τους υπόλοιπους κλάδους ενώ οι επιχειρήσεις στους κλάδους του πυλώνα είναι μεγαλύτερες κατά 82,7 απασχολούμενους κατά μέσο όρο. Οι διαφορές των μέσων και στις δύο περιπτώσεις είναι στατιστικά σημαντικές.

Επιπλέον, προχωρήσαμε σε ελέγχους ευρωστίας (robustness checks) όπου χρησιμοποιήσαμε διαφοροποιήσεις του μοντέλου συμπεριλαμβάνοντας στην εξίσωση (5.1) διαφορετικές εκδοχές των μεταβλητών μέσου μεγέθους και έντασης κεφαλαίου. Τα αποτελέσματα είναι λιγότερο ανθεκτικά στην περίπτωση που εξετάζουμε την προσαύξηση στο προϊόν, καθώς προκύπτει ότι δεν υπάρχει στατιστικά σημαντική διαφορά μεταξύ του

¹⁵⁷ Με $\log(x)$ συμβολίζουμε οποιαδήποτε μεταβλητής x σε όρους φυσικών λογαρίθμων

πυλώνα ενέργειας και των υπόλοιπων κλάδων όταν ελέγχουμε για το μέσο μέγεθος των επιχειρήσεων. Αντίθετα, τα αποτελέσματα στην περίπτωση που ελέγχουμε για την επίδραση της έντασης κεφαλαίου, η προσαύξηση στο προϊόν παραμένει σημαντική, ενώ μάλιστα φαίνεται να εξηγείται εξ ολοκλήρου από τους κλάδους τους πυλώνα με υψηλότερη ένταση κεφαλαίου. Σε ό,τι αφορά τους αντίστοιχους ελέγχους ευρωστίας στην περίπτωση της παραγωγικότητας της εργασίας, σε αντίθεση με την ΠΑ, οι προσαυξήσεις στους κλάδους του πυλώνα ενέργειας παραμένουν στατιστικά σημαντικές είτε ελέγχουμε για το μέσο μέγεθος των επιχειρήσεων είτε ελέγχουμε για τις επενδύσεις ανά εργαζόμενο.

Συμπερασματικά, οι κλάδοι του πυλώνα ενέργειας έχουν μεγαλύτερο μέγεθος επιχείρησης και μεγαλύτερη ένταση κεφαλαίου σε σχέση με το μέσο όρο της οικονομίας. Επιπλέον, τα αποτελέσματα της οικονομετρικής μελέτης υποδεικνύουν ότι οι κλάδοι του πυλώνα ενέργειας παράγουν περισσότερο προϊόν και είναι πιο παραγωγικοί από τους υπόλοιπους κατά 43,2% και 43,6% αντίστοιχα.

Πίνακας 5.1. Μέση διαφορά στο προϊόν και την παραγωγικότητα του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης έναντι λοιπών κλάδων (αποτελέσματα OLS ανάλυσης)

	(1)	(2)
	Log value added	Log labour productivity
NRG	0,359** (0,154)	0,362** (0,154)
Log gross investment	0,286*** (0,0138)	0,285*** (0,0139)
Log persons employed	0,940*** (0,0282)	-0,0556* (0,0286)
Log enterprises	-0,282*** (0,0188)	-0,284*** (0,0189)
Constant	-2,064*** (0,134)	-2,087*** (0,136)
Year FEs	Yes	Yes
Observations	4.890	4.891
R-squared	0,875	0,513
F-statistic	1.522,69	200,34
Prob > F	0,000	0,000

Standard errors clustered at 4digit sector in parentheses. ***p<0,01, **p<0,1, *p<0,1

Πίνακας 5.2. Μέση διαφορά στο μέγεθος επιχείρησης και την ένταση κεφαλαίου του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης έναντι λοιπών κλάδων (αποτελέσματα t-test)

	Αριθμός απασχολούμενων ανά επιχείρηση	Επενδύσεις ανά εργαζόμενο (€ε- κατ. ευρώ)
Κλάδοι πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης	101,96 (56,98)	0,0276 (0,0088)
Λοιποί κλάδοι	19,22 (1,49)	0,0054 (0,0003)
Μέση διαφορά	82,74*** (13,02)	0,0223*** (0,0024)
<u>Αρ. παρατηρήσεων</u>	<u>5.396</u>	<u>5,367</u>

Standard errors are reported in parentheses. *** denotes significance at 1%

5.2 Επίδραση της κρίσης χρέους στον πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης

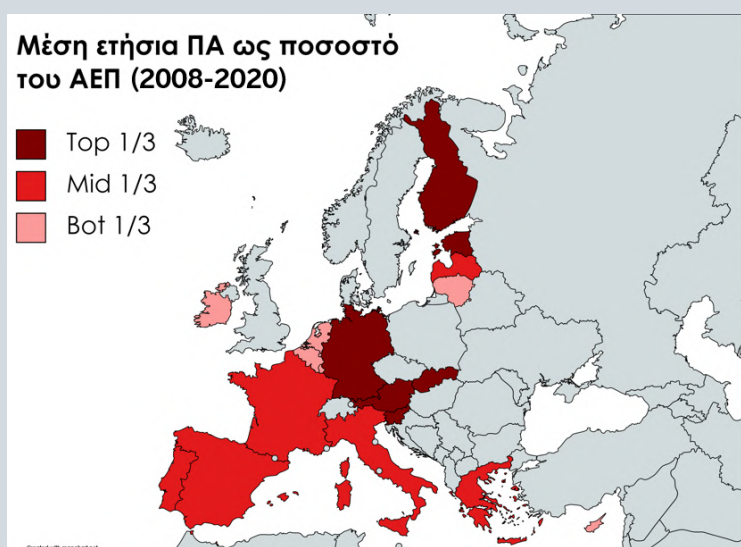
Ο εκτροχιασμός των δίδυμων ελλειμμάτων της ελληνικής οικονομίας, δημοσιονομικού και εξωτερικού, έως το 2009, κατέστησαν αναπόφευκτη την υπαγωγή σε Προγράμματα Οικονομικής Προσαρμογής (ΠΟΠ). Αυτά αποσκοπούσαν στο να επιτευχθεί η δημοσιονομική προσαρμογή την οποία χρειαζόταν η χώρα για την αποκατάσταση της βιωσιμότητας των δημοσίων οικονομικών της, παράλληλα με την υλοποίηση διαρθρωτικών αλλαγών σε αγορές (προϊόντων, υπηρεσιών, αγορά εργασίας), καθώς και στο δημόσιο τομέα, για την αντιμετώπιση χρόνιων διαρθρωτικών καχεζιών οι οποίες έπλητταν την ανταγωνιστικότητα της ελληνικής οικονομίας. Παρόλα αυτά, τα μέγεθος των αρχικών ανισορροπιών, καθώς και το μείγμα των μέτρων πολιτικής που επιλέχθηκαν για τη διόρθωσή τους, κατέληξαν σε ισχυρές επιπτώσεις στην οικονομική δραστηριότητα. Σύμφωνα με στοιχεία της ΕΛΣΤΑΤ, η οικονομική δραστηριότητα συρρικνώθηκε έντονα κατά την περίοδο των ΠΟΠ, με το πραγματικό ΑΕΠ να μειώνεται κατά 23,2% από το 2009 έως το 2016. Βασικός παράγοντας της πολυετούς ύφεσης ήταν η κατακόρυφη πτώση των επενδύσεων, με τον ακαθάριστο σχηματισμό παγίου κεφαλαίου σε σταθερές τιμές να μειώνεται στη συγκεκριμένη περίοδο κατά 60,5%. Ακολούθως, στην τρέχουσα ενότητα εξετάζουμε ποσοτικά τυχόν επιπτώσεις της κρίσης χρέους στην οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας – πράσινης μετάβασης.

Στα Διαγράμματα 5.1 και 5.2 δίνεται μια πρώτη εικόνα για την οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης στην Ελλάδα σε σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες της Ευρωζώνης, σε όρους ΠΑ ως ποσοστό του ΑΕΠ (μέση ετήσια ΠΑ ως ποσοστό του ΑΕΠ - Διάγραμμα 5.1), καθώς και της παραγωγικότητας εργασίας (μέση ετήσια παραγωγικότητα εργασίας - Διάγραμμα 5.2) για την περίοδο 2008-20.¹⁵⁸

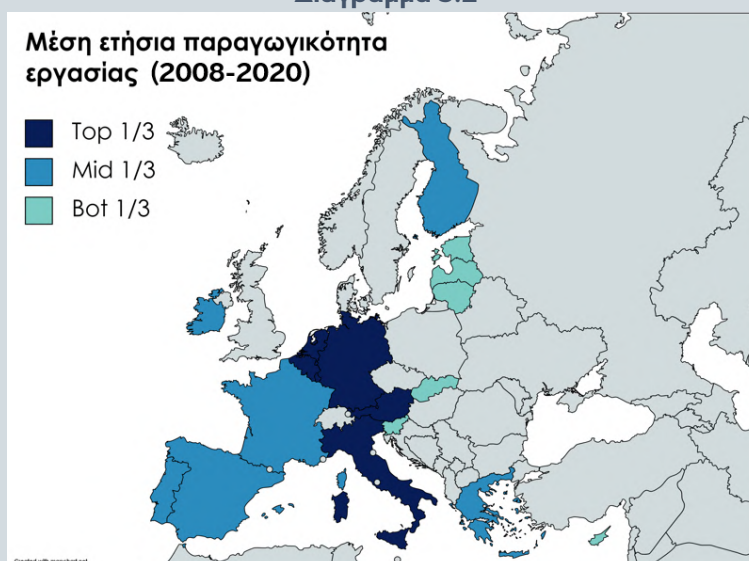
¹⁵⁸ Στα Διαγράμματα 5.1 και 5.2 χρησιμοποιούμε δεδομένα από structural business statistics για τους κλάδους σύμφωνα με τη στατιστική ταξινόμηση που παρουσιάζεται στο Παράρτημα 1 (σε αντίθεση με το οικονομετρικό όπου χρησιμοποιούμε τα δεδομένα σε κλάδους 4-ψήφιου επιπέδου δραστηριότητας). Για τον κλάδο παροχής ηλεκτρικού ρεύματος, φυσικού αερίου, ατμού και κλιματισμού (35) χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από τα national accounts, ώστε να είναι συγκρίσιμα με τα στοιχεία της Ελλάδας όπως αναλύθηκαν στην Ενότητα 3.1. Οι τιμές είναι σε ονομαστικούς όρους.

Οι χώρες με τη μεγαλύτερη ΠΑ ως ποσοστό του ΑΕΠ είναι η Σλοβακία (3,44%), η Εσθονία (3,40%) και η Γερμανία (3,14%), ενώ η Ελλάδα βρίσκεται στη 8^η θέση της σχετικής κατάταξης, με την ΠΑ σε ποσοστό του ΑΕΠ να είναι 2,46%. Σύμφωνα με το Διάγραμμα 5.2, οι χώρες με τη μεγαλύτερη μέση ετήσια παραγωγικότητα εργασίας είναι η Ολλανδία (€496,8χιλ. ΠΑ ανά απασχολούμενο), η Ιταλία (€194,1χιλ. ΠΑ ανά απασχολούμενο) και το Βέλγιο (€158,0χιλ. ΠΑ ανά απασχολούμενο), ενώ η Ελλάδα βρίσκεται στην 11^η θέση παράγοντας €94,77χιλ ανά εργαζόμενο. Σε σχέση με το μέσο όρο των 18 χωρών της Ευρωζώνης που παρουσιάζονται στα Διαγράμματα 5.1 και 5.2, η χώρα μας βρίσκεται τον ξεπερνάει οριακά σε όρους ΠΑ ως ποσοστού του ΑΕΠ (Μ.Ο. 2,23%) ενώ βρίσκεται κάτω από το μέσο όρο σε όρους παραγωγικότητας εργασίας (€125,57 ΠΑ ανά εργαζόμενο).

Διάγραμμα 5.1



Διάγραμμα 5.2



Πηγή: Eurostat, ΕΛΣΤΑΤ, mapchart.net, Eurobank Research

Τα δεδομένα για Σλοβακία, Εσθονία, Λετονία και Λιθουανία έχουν συλλεχθεί από τις 2009, 2011, 2014 και 2015 αντίστοιχα μέχρι και το Η Μάλτα για όλη την υπό εξέταση περίοδο, τα στοιχεία για την παραγωγικότητα εργασίας για τα έτη 2008 και 2009 στη Γαλλία και για το 2018 στην Ιρλανδία, καθώς και οι κλάδοι εξόρυξης άνθρακα και λιγνίτη (05) και άντλησης αργού πετρελαίου (06) έχουν παραληφθεί λόγω μη επαρκών στοιχείων.

Το επόμενο στάδιο είναι να εξετάσουμε τον βαθμό στον οποίο η κρίση χρέους επηρέασε την οικονομική δραστηριότητα του Πυλώνα-Ενέργειας Πράσινης μετάβασης στη χώρα μας. Δεδομένου ότι το πρώτο ΠΟΠ συνάφθηκε τον Μάιο του 2010, εκτιμούμε ποσοτικά εάν επηρεάστηκαν η ΠΑ και η παραγωγικότητα του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης στην Ελλάδα σε σύγκριση με τις ίδιες δραστηριότητες στις υπόλοιπες χώρες της ΕΖ από το 2011 έως και το 2019. Για την πραγματοποίηση της ανάλυσης εφαρμόζουμε ένα μοντέλο difference-in-differences (DiD). Διάφορες μορφές DiD μοντέλων τα οποία εξετάζουν την επιρροή πολιτικών σε μεγέθη όπως η προστιθέμενη αξία, η παραγωγικότητα εργασίας και η μεγέθυνση, χρησιμοποιώντας δεδομένα σε επίπεδο κλάδου, έχουν εκτιμηθεί σε παλαιότερες μελέτες (Micco and Pages, 2006; Bassanini and Venn, 2007; Levchenko et al., 2009).

Όπως και πριν, για την οικονομετρική εκτίμηση αντλήθηκαν δεδομένα από τη Eurostat (structural business statistics) σε 4-ψήφιο επίπεδο δραστηριότητας με αποπληθωριστές για τη μετατροπή σε πραγματικούς όρους, όμως αυτή τη φορά το δείγμα αφορά μόνο στους κλάδους και τις δραστηριότητες του Πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης σε όλες τις χώρες της Ευρωζώνης (EZ19), κατά την ίδια περίοδο με την προηγούμενη εκτίμηση (2008-19). Για τις χώρες οι οποίες εντάχθηκαν στην Ευρωζώνη κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου (Σλοβακία, Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία) χρησιμοποιούνται πληροφορίες από το πρώτο έτος που γίνονται μέλη της και έπειτα (2009, 2011, 2014 και 2015 αντίστοιχα).

Δεδομένου ότι χρησιμοποιούμε την έναρξη του πρώτου ΠΟΠ σαν treatment, το treatment group αποτελείται από τις δραστηριότητες του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης στην Ελλάδα στην περίοδο από το 2011, πρώτο έτος πλήρους εφαρμογής του ΠΟΠ, ενώ το control group αποτελείται από τις ίδιες δραστηριότητες στην υπόλοιπη ΕΖ. Εν τέλει, εκτιμήθηκε η παρακάτω παλινδρόμηση:

$$\log Y_{ict} = \beta_0 + \beta_1 GR_c * Post2010_t + \theta \log X_{it} + \gamma_{ic} + \delta_t + u_{ict} \quad (5.2)$$

όπου για κάθε 4ψήφιο κλάδο i του πυλώνα σε κάποια χώρα της EZ19 c , στο έτος t , η εξαρτημένη μεταβλητή Y_{ict} συμβολίζει είτε την ΠΑ, είτε την παραγωγικότητα εργασίας, σε λογαριθμικές τιμές. Η μεταβλητή της οποίας ο συντελεστής μας ενδιαφέρει κυρίως είναι η δυαδική μεταβλητή $GR_c * Post2010_t$, η οποία παίρνει την τιμή 1 εάν η δραστηριότητα του πυλώνα είναι στην Ελλάδα, από το 2011 και μετά, και 0 στις δραστηριότητες που υπάγονται στον πυλώνα στην Ελλάδα πριν το 2011 αλλά και στις υπόλοιπες χώρες διαχρονικά στην περίοδο 2008-19. Με το διάνυσμα ανεξάρτητων μεταβλητών X_{it} ελέγχουμε για πιθανή συσχέτιση των ακαθάριστων επενδύσεων υλικών αγαθών (tangibles), του αριθμού εργαζομένων και του αριθμού των επιχειρήσεων ανά κλάδο, (λογαριθμικές τιμές) με την εξαρτημένη μεταβλητή. Η μεταβλητή γ_{ic} συμβολίζει/αποτυπώνει τις σταθερές επιδράσεις (fixed effects) σε επίπεδο χώρας ανά 4ψήφιο κλάδο (country*sector), για παράδειγμα το γεγονός ότι κάποιος κλάδος σε μια χώρα μπορεί να είναι υψηλότερης τεχνολογίας από έναν άλλο κλάδο στην ίδια ή και σε διαφορετική χώρα. Με δ_t συμβολίζουμε τις σταθερές επιδράσεις (fixed effects) σε επίπεδο έτους, δηλαδή οποιαδήποτε μη παρατηρήσιμη επίδραση που συμβαίνει σε όλες τις χώρες και κλάδους για κάθε έτος (π.χ. μια γενική ύφεση).

Οι εκτιμήσεις παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3 και υποδεικνύουν στατιστικά σημαντική υστέρηση στην ΠΑ και στην παραγωγικότητα εργασίας κατά 22,7% ($e^{-0,258} - 1 = -0,227$, στήλη (1)), και 21,8% ($e^{-0,246} - 1 = -0,218$, στήλη (2)) αντίστοιχα, μετά την εφαρμογή του πρώτου ΠΟΠ. Επομένως, προκύπτει ότι, από την εμπροσθοβαρή δημοσιονομική προσαρμογή που ήταν ο κύριος σκοπός του πρώτου ΠΟΠ και παρά τις

διαρθρωτικές αλλαγές οι οποίες έγιναν ταυτόχρονα σε κλάδους και δραστηριότητες της εγχωρίως, πλήγηκαν το προϊόν και η παραγωγικότητα αλλά και η ανταγωνιστικότητα του Πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης στην Ελλάδα μεσοπρόθεσμα, ως το 2019.

Πίνακας 5.3 Επίδραση του πρώτου ΠΟΠ στην προστιθέμενη αξία και την παραγωγικότητα εργασίας (αποτελέσματα DiD ανάλυσης)

	(1)	(2)
	Log value added	Log labour productivity
GR*Post2010	-0,258***	-0,246***
	(0,0757)	(0,0762)
Log gross investment	0,0784***	0,0899***
	(0,0260)	(0,0286)
Log persons employed	0,758***	-0,240**
	(0,105)	(0,106)
Log enterprises	-0,0546**	-0,0578**
	(0,0245)	(0,0247)
Constant	-0,547	-0,593
	(0,756)	(0,759)
Country*sector FEs	Yes	Yes
Year FEs	Yes	Yes
Observations	1,645	1,648
R-squared	0,980	0,897
F-statistic	32,32	9,54
Prob > F	0,000	0,000

Standard errors clustered at country*sector level in parentheses. *** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1

5.3 Προβλέψεις για την επίδραση στην οικονομική δραστηριότητα του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης των αναμενόμενων επενδύσεων

Τα επενδυτικά έργα που εξετάζονται στην παρούσα μελέτη ενδέχεται να βελτιώσουν την παραγωγή του πυλώνα Ενέργειας, αφού δείχτηκε στη μελέτη των Καραβία και Αναστασάτου (2022), οι επενδύσεις στους 5 βασικούς πυλώνες ανάπτυξης έχουν μία θετική συνεισφορά στο ΑΕΠ. Στην τρέχουσα ενότητα προβλέπουμε την επιπλέον προστιθέμενη αξία του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης για την περίοδο 2023-2030. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, στο Παράρτημα 2 περιγράφονται τα επενδυτικά προγράμματα όπως έχουν συλλεχθεί στη μελέτη των Καραβία και Αναστασάτου (2022). Για τις προβλέψεις λαμβάνουμε υπόψη τα προγράμματα για τα οποία υπάρχει πληροφόρηση για τα έτη παράδοσής τους, ύψους €10,25 δις.

Για τις προβλέψεις χρησιμοποιήθηκε η ελαστικότητα της ΠΑ ως προς τις επενδύσεις εστιάζοντας αποκλειστικά στους κλάδους του πυλώνα Ενέργειας-πράσινης μετάβασης, όπως προκύπτει από την εξίσωση (5.3) χρησιμοποιώντας το υποσύνολο των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν και προηγουμένως, στην ενότητα 5.1:

$$\log \Pi A_{it} = \beta_0 + \sum_{j=0}^2 \beta_{1+j} \log I_{i,t-j} + \beta_4 \log L_{it} + \delta_t + \varepsilon_{it} \quad (5.3)$$

Η εξαρτημένη μεταβλητή συμβολίζει την ΠΑ. Η ανεξάρτητη μεταβλητή $I_{i,t-j}$ συμβολίζει τις ακαθάριστες επενδύσεις παγίων σε χρόνο t , $t-1$ και $t-2$, λαμβάνοντας υπόψη το ότι μια επένδυση δεν εξαντλεί την επίδρασή της σε μια περίοδο, αλλά αυτή συνεχίζεται σε βάθος χρόνου. Επίσης με τη μεταβλητή L_{it} ελέγχουμε για την απασχόληση. Οι παραπάνω μεταβλητές έχουν μετατραπεί σε όρους φυσικών λογαρίθμων. Με δ_t συμβολίζουμε τις σταθερές επιδράσεις (fixed effects) ανά έτος. Τα αποτελέσματα περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.4 και υποδεικνύουν ότι μια αύξηση της επένδυσης κατά 1% θα οδηγήσει σε αύξηση της ΠΑ κατά 0,202% στο ίδιο έτος και κατά 0,186% δύο χρόνια μετά. Η στατιστική σημαντικότητα των συντελεστών είναι σχετικά ασθενής ($0,05 < p < 0,1$), πιθανότατα λόγω της σημαντικής μείωσης των διαθέσιμων παρατηρήσεων σε μόλις 78¹⁵⁹.

Πίνακας 5.4 Συσχέτιση ακαθάριστων επενδύσεων και οικονομικής δραστηριότητας.

	(1)
	Log value added
Log gross investment	0,202*
	(0,102)
Log gross investment (t-1)	0,0245
	(0,108)
Log gross investment (t-2)	0,186*
	(0,107)
Log persons employed	0,614***
	(0,125)
Constant	-0,914
	(0,753)
Year FEs	Yes
Observations	78
R-squared	0,869
F-statistic	217,37
Prob > F	0,000

Robust standard errors in parentheses. *** $p < 0,01$, ** $p < 0,05$, * $p < 0,1$

Στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκαν οι στατιστικά σημαντικοί συντελεστές για τις επενδύσεις για την πρόβλεψη του επιπέδου της ΠΑ σαν αποτέλεσμα των εν εξελίξει και αναμενόμενων στα προσεχή έτη επενδυτικών έργων, από το 2023 και έπειτα.

¹⁵⁹ Λόγω του ότι τα επενδυτικά έργα αναφέρονται σε ονομαστικές τιμές, οι μεταβλητές στην εξίσωση (5.3) είναι επίσης εκφρασμένες σε ονομαστικούς όρους.

Για τις προβλέψεις χρησιμοποιούμε στοιχεία της ΠΑ και των ακαθάριστων επενδύσεων χρησιμοποιώντας τα structural business statistics και national accounts της Eurostat. Αρχικά κάνουμε προβολές ανά κλάδο του πυλώνα μέχρι το 2022 από την τελευταία διαθέσιμη παρατήρηση, ήτοι το 2020 για τους περισσότερους κλάδους. Για όσους κλάδους του πυλώνα δεν έχουν παρατήρηση το 2020, χρησιμοποιούμε παλαιότερα έτη. Οι προβολές για την ΠΑ γίνονται χρησιμοποιώντας την ετήσια μεταβολή στη βιομηχανική παραγωγή για κάθε κλάδο του πυλώνα, ενώ για τον κλάδο μεταφορών μέσω αγωγών (49.5) χρησιμοποιήθηκε η ετήσια μεταβολή στον κύκλο εργασιών. Οι προβολές στις ακαθάριστες επενδύσεις κάθε κλάδου από το 2021 μέχρι το 2022 έγιναν μέσω της μέσης ετήσιας μεταβολής των βραχυχρόνιων δεικτών για την περίοδο 2018-2020.¹⁶⁰

Εν τέλει, για την περίοδο 2022 η ΠΑ διαμορφώνεται στα €6,76δισ και οι ακαθάριστες επενδύσεις στα €2,13δισ για το 2022. Επίσης, στο βασικό σενάριο υποθέτουμε ότι οι ακαθάριστες επενδύσεις του πυλώνα για κάθε έτος t της περιόδου 2023-2030 αυξάνονται κατά το ποσό των επενδύσεων των έργων. Δηλαδή:

$$INV_t = INV_0 + INV_t^{\text{έργων}} \quad (5.4)$$

Όπου $INV_0 = INV_{2022}$, δηλαδή οι ακαθάριστες επενδύσεις του πυλώνα το έτος 2022. Συνεπώς, υποθέτουμε την πραγματοποίηση ενός «φυσικού» ύψος επενδύσεων κάθε χρόνο στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, από τις υπόλοιπες επιχειρήσεις του, πέρα από τα σημαντικά επενδυτικά projects τα οποία αναμένονται μεσοπρόθεσμα. Στο εναλλακτικό σενάριο, τα υπό εξέταση επενδυτικά μας έργα δεν λαμβάνουν χώρα, δηλαδή θέτουμε $INV_t^{\text{έργων}} = 0$, συνεπώς για $t = 2023, \dots, 2030$ έχουμε $INV_t = INV_0 = INV_{2022}$, οπότε λαμβάνουμε υπόψη μόνο το «φυσικό» ύψος επενδύσεων στις ετήσιες επενδύσεις.

Για τις ελαστικότητες της ΠΑ ως προς τις επενδύσεις τα έτη t και $t - 2$, ισχύει ότι:

$$\varepsilon_{INV_t} = \frac{\frac{ΠΑ_t - ΠΑ_{t-1}}{ΠΑ_{t-1}}}{\frac{INV_t - INV_{t-1}}{INV_{t-1}}} = 0,202$$

$$\varepsilon_{INV_{t-2}} = \frac{\frac{ΠΑ_t - ΠΑ_{t-1}}{ΠΑ_{t-1}}}{\frac{INV_{t-2} - INV_{t-3}}{INV_{t-3}}} = 0,186$$

Κατόπιν προχωρούμε στις προβλέψεις της ΠΑ που προκύπτουν από τις συνολικές επενδύσεις κάτω από κάθε σενάριο s (με έργα / χωρίς έργα) για την περίοδο 2023-2030, σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$ΠΑ_t = ΠΑ_{t-1} \left(1 + 0,202 \frac{INV_t - INV_{t-1}}{INV_{t-1}} + 0,186 \frac{INV_{t-2} - INV_{t-3}}{INV_{t-3}} \right) \quad t = 2023, \dots, 2030$$

Προκύπτει ότι:

$$\sum_{t=2023}^{2030} ΠΑ_t^{\text{με έργα}} - \sum_{t=2023}^{2030} ΠΑ_t^{\text{χωρίς έργα}} = 19,94$$

¹⁶⁰ Λόγω ελλειπών πληροφοριών στους κλάδους που σχετίζονται με την εξόρυξη λιγνίτη (05.20), καθώς και με την άντληση αργού πετρελαίου (06.10), προβάλλουμε τις τελευταίες παρατηρήσεις τους (2018 και 2016 αντίστοιχα) μέχρι το 2020 χρησιμοποιώντας τη μέση ετήσια μεταβολή επενδύσεων των υπόλοιπων κλάδων του πυλώνα.

Τα αποτελέσματα απεικονίζονται στον Πίνακα 5.5 υποδεικνύουν ότι, η υλοποίηση των επενδυτικών έργων του πυλώνα συνολικής αξίας €10,25δισ, θα αποφέρει σε ονομαστικούς όρους €19,94δισ για την περίοδο 2023-2030 περισσότερη προστιθέμενη αξία στον πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης, δηλαδή 1,9 φορές την αξία των επενδύσεων. Επομένως, η συνεισφορά των επενδύσεων χάρη και στις πρόσθετες δυνατότητες που έχει δημιουργήσει το ΤΑΑ, αλλά και λόγω των νέων δεδομένων της ενεργειακής κρίσης θα έχει μία αξιοσημείωτη συνεισφορά στην παραγωγή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης και το ΑΕΠ γενικότερα.

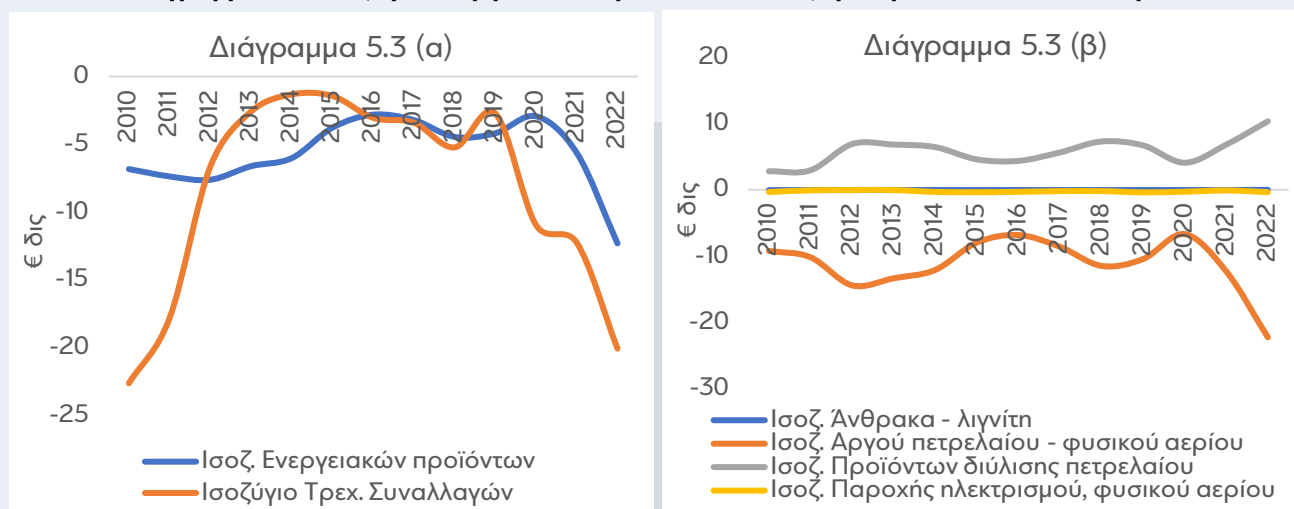
Πίνακας 5.5. Προβλεπόμενη προστιθέμενη αξία ως αποτέλεσμα της εφαρμογής των επενδύσεων

€εκατ.	Βασικό σενάριο - Εφαρμογή των επενδυτικών έργων			Εναλλακτικό σενάριο - Μη εφαρμογή των επενδυτικών έργων		
	Συνολικές επενδύσεις	Επένδυση από τα έργα	ΠΑ	Συνολικές επενδύσεις	Επένδυση από τα έργα	ΠΑ
2020	1.308,1	-	5.966,1	1.308,1	-	5.966,1
2021	1.670,5	-	6.914,0	1.670,5	-	6.914,0
2022	2.133,3	-	6.757,0	2.133,3	-	6.757,0
2023	2.487,3	354,0	7.331,3	2.133,3	0,0	7.105,1
2024	3.773,3	1640,0	8.473,5	2.133,3	0,0	7.471,1
2025	3.613,3	1480,0	8.662,5	2.133,3	0,0	7.471,1
2026	6.513,3	4380,0	10.897,6	2.133,3	0,0	7.471,1
2027	2.133,3	0,0	9.333,6	2.133,3	0,0	7.471,1
2028	4.533,3	2.400,0	12.844,5	2.133,3	0,0	7.471,1
2029	2.133,3	0,0	9.866,8	2.133,3	0,0	7.471,1
2030	2.133,3	0,0	11.930,9	2.133,3	0,0	7.471,1
TOTAL (23-30)	27.320	10.254	79.340,6	17.066,0	0,0	59.403,1
Όφελος από την εφαρμογή των επενδύσεων (€εκατ.): 19.937,5						

Πηγή: Eurobank Research

5.4 Προσέγγιση επίδρασης μεσοπρόθεσμων μεταβολών στο ενεργειακό μείγμα της κατανάλωσης και την ηλεκτροπαραγωγή με ΑΠΕ στο Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών

Η σημασία του ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων για το ισοζύγιο τρεχουσών συναλλαγών (ΙΤΣ) είναι διαχρονικά υψηλή. Σε ορισμένα έτη το έλλειμμα του ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων υπερβαίνει το έλλειμμα του ΙΤΣ (π.χ. 2012-2015, Διάγραμμα 5.3(α)), και η επίδρασή του μετριάζεται από το πλεόνασμα του ισοζυγίου υπηρεσιών, κυρίως του ταξιδιωτικού ισοζυγίου. Μεταξύ των βασικών ενεργειακών προϊόντων (άνθρακας, λιγνίτης, αργό πετρέλαιο, προϊόντα διύλισης πετρελαίου, φυσικό αέριο, παροχή ηλεκτρικής ενέργειας), το έλλειμμα ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων οφείλεται κυρίως στο έλλειμμα του ισοζυγίου αργού πετρελαίου – φυσικού αερίου και μετριάζεται από το πλεόνασμα του ισοζυγίου προϊόντων διύλισης πετρελαίου (Διάγραμμα 5.3(β)).

Διάγραμμα 5.3. Ισοζύγιο Ενεργειακών Προϊόντων – Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών


Πηγές: Βάση CPA 2008 (Eurostat), ΤτΕ

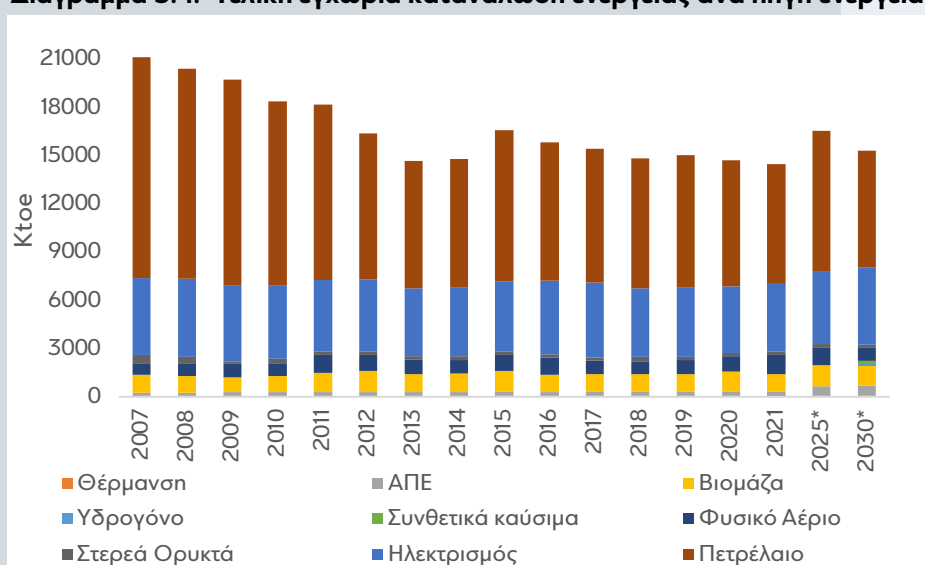
Συνεπώς, η μεσοπρόθεσμη επίδραση των αλλαγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ευρύτερα, στο εγχώριο ενεργειακό μείγμα, βάσει των πρόσφατων εθνικών (πρόταση για επικαιροποίηση ΕΣΕΚ, 2023) και ευρωπαϊκών στρατηγικών (REPowerEU, Πακέτο «Fit for 55») παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον και από τη σκοπιά των πιθανών επιδράσεών τους στο Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών.

Η πραγματοποίηση μιας εκτίμησης με υψηλό βαθμό αξιοπιστίας της επίδρασης του ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων στο ΙΤΣ σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, π.χ. έως το 2030, έτος για το οποίο έχουν τεθεί στόχοι σχετικά με την ενέργεια και το κλίμα από ελληνικές και ευρωπαϊκές στρατηγικές, απαιτεί την ύπαρξη αναλυτικών στόχων και προβλέψεων, κυρίως για την εξέλιξη της παραγωγής ενεργειακών προϊόντων (ανά χρησιμοποιούμενη πηγή ενέργειας), την εγχώρια κατανάλωσή τους (επίσης ανά πηγή), καθώς και για τις τιμές τους. Αυτά τα στοιχεία είναι απαραίτητα προκειμένου να εκτιμηθούν οι μεσοπρόθεσμες ανάγκες εισαγωγών ενεργειακών προϊόντων και εν συνεχεία να υπολογιστεί η αξία τους σε χρηματικούς όρους. Από αυτά τα στοιχεία και προβλέψεις, μεγαλύτερη δυσκολία εύρεσης παρουσιάζουν όσα αφορούν στις τιμές ενεργειακών προϊόντων, καθώς αυτές επηρεάζονται από την παγκόσμια προσφορά και ζήτησή τους, που είναι δύσκολο να εκτιμηθούν σε βάθος χρόνου, αλλά και, κατά περιόδους, έντονα από συγκυριακούς παράγοντες (βλ. κεφάλαιο 2).

Στην περίπτωση της Ελλάδας, η πρόταση για την επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ που παρουσιάστηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας τον Ιανουάριο του 2023 περιλαμβάνει αναλυτικές μέσο-μακροπρόθεσμες εκτιμήσεις σχετικά με την τελική κατανάλωση ενέργειας, ανά πηγή ενέργειας για την παραγωγή της (για το 2030-2035-2040-2045-2050). Επιπλέον, περιλαμβάνει ορισμένους βασικούς μεσοπρόθεσμους στόχους στην πλευρά της παραγωγής ενέργειας (έως το 2030), όπως για το σύνολο της ηλεκτροπαραγωγής και το τμήμα αυτής που προέρχεται από ΑΠΕ. Αξιοποιώντας αυτά τα στοιχεία, καθώς και τη μέση τιμή εισαγωγής ενεργειακών προϊόντων ανά MWh το 2021, πλέον πρόσφατο έτος για το οποίο είναι διαθέσιμα τα απαραίτητα στοιχεία για τον υπολογισμό της, γίνεται στη συνέχεια μια προσέγγιση των επιδράσεων των προβλέψεων για την τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και την ηλεκτροπαραγωγή το 2030 στο ισοζύγιο ενεργειακών προϊόντων και το ΙΤΣ.

Αναλυτικά ως προς την εγχώρια τελική κατανάλωση ενεργειακών προϊόντων, βάσει της πρότασης επικαιροποίησης του ΕΣΕΚ, το 2030 εκτιμάται πως θα είναι υψηλότερη έναντι του 2021 κατά 5,8% σε όρους τόνων ισοδύναμου πετρελαίου (tonnes of oil equivalent ή toe) και σε απόλυτους όρους κατά 832,7 Ktoe, φθάνοντας τους 15,3 χιλ. Ktoe¹⁶¹. Η άνοδος θα προέλθει κυρίως από τη διεύρυνση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού (71,6% της ανόδου), παρά τον περιορισμό της τελικής κατανάλωσης η οποία αφορά σε φυσικό αέριο (46,7% της εκτιμώμενης ανόδου) και σε προϊόντα διύλισης πετρελαίου (24,7% της ανόδου). Οι εκτιμήσεις για τις συνιστώσες της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή ενέργειας για την παραγωγή τους παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 5.4.

Διάγραμμα 5.4. Τελική εγχώρια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή ενέργειας



*Εκτίμηση πρότασης επικαιροποίησης ΕΣΕΚ (2023)

Πηγές: Πρόταση επικαιροποίησης ΕΣΕΚ (2023), Energy Statistical Datasheets, Eur. Επιτροπή

Σύμφωνα με την πρόταση για την επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ (2023) του ΥΠΕΝ, η εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή θα διευρυνθεί στην περίοδο 2022-2030 κατά 15,7 TWh ή, σε όρους Ktoe, κατά 1289,8 Ktoe, φθάνοντας το 2030, τις 69,6 TWh. Ειδικά το σκέλος της ηλεκτροπαραγωγής η οποία θα βασίζεται σε ΑΠΕ θα ενισχυθεί κατά 35,1 TWh ή 3010,5 Ktoe, προκειμένου να ανέλθει στις 57,7 TWh, μέγεθος το οποίο θα είναι συναφές με το στόχο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στην περιοχή του 80%¹⁶². Συνεπώς, η εκτιμώμενη διεύρυνση της ηλεκτροπαραγωγής σε ΑΠΕ το 2022-2030 υπερβαίνει κατά πολύ την εκτιμώμενη άνοδο της συνολικής εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής, συγκεκριμένα κατά 19,4 TWh ή 1633,7 Ktoe, και αυτό προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος υποκατάστασης άλλων πηγών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος με ΑΠΕ.

Υπό την εύλογη υπόθεση πως οι ΑΠΕ που θα χρησιμοποιούνται στην ηλεκτροπαραγωγή θα είναι εγχώριας προέλευσης, αφού άλλωστε η ραγδαία ανάπτυξή τους αποτελεί εκ των πρωταρχικών στόχων της πρότασης επικαιροποίησης του ΕΣΕΚ, η διεύρυνση που θα επιφέρουν οι ΑΠΕ στη συνολική εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή έως το 2030 (1289,8 Ktoe) υπερβαίνει την εκτιμώμενη αύξηση της εγχώριας τελικής κατανάλωσης ενέργειας,

¹⁶¹ Βάσει του σεναρίου πολιτικής στο οποίο θα δοθεί εξίσου σημαντική έμφαση στην επέκταση της χρήσης των ΑΠΕ και στην ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας (Σενάριο A/B)

¹⁶² Επίσης βάσει του Σεναρίου A/B στο σχέδιο για το νέο ΕΣΕΚ

ανεξαρτήτως της πηγής ενέργειας με την οποία θα παράγεται (832,7 Ktoe). Επομένως, προκύπτει πως θα υφίσταται δυνατότητα βελτίωσης των καθαρών εξαγωγών ενέργειας τουλάχιστον κατά 457,1 Ktoe (ή 5,32 TWh) ετησίως. Αυτός ο αριθμός πρέπει να θεωρηθεί ένα ελάχιστο κατώφλιο, καθώς είναι πλέον πιθανό πως θα διευρυνθεί στην Ελλάδα η παραγωγή ενέργειας και από άλλες πηγές πέραν των ΑΠΕ, για τις οποίες προβλέπεται στο νέο ΕΣΕΚ αύξηση της τελικής κατανάλωσης των προϊόντων τους το 2030 (π.χ. συνθετικά, πράσινα καύσιμα – RFNBOs, θερμότητα περιβάλλοντος).

Στο βαθμό που η ηλεκτροπαραγωγή με τη χρήση ΑΠΕ έως το 2030 που υπερβαίνει την αύξηση της εγχώριας συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, ήτοι οι 19,4 TWh ή τα 1633,7 Ktoe όπως εκτιμήθηκε παραπάνω, θα αξιοποιηθούν για τον περιορισμό εισαγόμενων πρώτων υλών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως του φυσικού αερίου και του πετρελαίου, με τη χρήση των οποίων παράχθηκαν 22,5 TWh και 4,7 TWh αντίστοιχα ηλεκτρικής ενέργειας το 2021, θα επέλθει περαιτέρω όφελος για το εξωτερικό ενεργειακό ισοζύγιο. Υποθέτουμε στο βασικό σενάριο (Σενάριο Α) πως, grosso modo, θα χρησιμοποιηθούν για αυτόν το σκοπό τα 2/3 από την ηλεκτροπαραγωγή βάσει ΑΠΕ πέρα από αυτή που απαιτείται για την κάλυψη της αυξημένης εγχώριας συνολικής ηλεκτροπαραγωγής έως το 2030, ήτοι 12,8 TWh ή 1031,8 Ktoe, με την υπόλοιπη αύξηση σε ΑΠΕ να χρησιμοποιείται για την αντικατάσταση εγχωρίως παραγόμενων ορυκτών καυσίμων (λιγνίτης, για τον οποίον έχει αναληφθεί η δέσμευσή κατάργησής του έως το 2028 και με τη χρήση του οποίου παράχθηκαν το 2021 5,32 TWh ηλεκτρικής ενέργειας). Τούτου δοθέντος, η εκτιμώμενη βελτίωση των καθαρών εξαγωγών ενέργειας θα φτάσει συνολικά τα 1488,9 Ktoe (18,12 TWh). Υπό ένα εναλλακτικό σενάριο (Σενάριο Β), με μικρότερη αξιοποίηση των ΑΠΕ για τον περιορισμό των εισαγωγών, στο οποίο θα αξιοποιηθεί το 1/2 της παραγωγής ΑΠΕ πέρα από αυτή που απαιτείται για την κάλυψη της αυξημένης εγχώριας συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, η εκτιμώμενη βελτίωση των καθαρών εξαγωγών ενέργειας θα φτάσει συνολικά τα 1231 Ktoe (14,31 TWh).

Ένας επιπλέον παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη για την προσέγγιση των καθαρών εξαγωγών ενέργειας αφορά το γεγονός ότι, ενώ σύμφωνα με την πρόταση για την επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ τα στερεά ορυκτά καύσιμα, δηλαδή ο λιγνίτης, δεν θα χρησιμοποιούνται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2030, εντούτοις προβλέπεται στο ΕΣΕΚ πως η παραγωγή 200 Ktoe της τελικής κατανάλωσης ενέργειας θα βασίζεται σε αυτά, οπότε πιθανότατα αυτό το τμήμα της κατανάλωσης ενέργειας θα είναι εισαγόμενο¹⁶³. Δεδομένου ότι οι καθарές εισαγωγές ορυκτών καυσίμων το 2021 έφτασαν τα 184 Ktoe, η μη παραγωγή ορυκτών καυσίμων εγχωρίως το 2030 συνεπάγεται μικρή αύξηση των καθαρών εισαγωγών ενέργειας που βασίζεται σε αυτά για την κάλυψη των εγχωρίων αναγκών, κατά 16 Ktoe, προκειμένου να καλυφθούν τα 200 Ktoe της τελικής εγχώριας κατανάλωσης. Ένας άλλος παράγοντας ο οποίος πρέπει να συνεκτιμηθεί για την προσέγγιση των καθαρών εξαγωγών ενέργειας αφορά στο ότι η προβλεπόμενη εγχώρια παραγωγή συνθετικών καυσίμων το 2030 στην πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ υπερκαλύπτει τη ζήτησή τους (185 Ktoe έναντι 181 Ktoe). Καθώς αμφότερα τα μεγέθη το 2021 ήταν μηδενικά, προκύπτει πως το εξωτερικό ισοζύγιο ενέργειας δεν θα επιβαρυνθεί με την κάλυψη των αναγκών σε RFNBOs, γεγονός που διευρύνει την πλεονασματική ηλεκτροπαραγωγή σε ΑΠΕ.

Η προσέγγιση της επίδρασης της υψηλότερης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2030, στο βασικό και το εναλλακτικό σενάριο που παρουσιάστηκαν παραπάνω, παρουσιάζεται συνοπτικά στον Πίνακα 5.6. Λαμβάνοντας υπόψη τη σχέση Ktoe/MWh¹⁶⁴, προέκυψε η μέση τιμή εισαγωγής ανά MWh ενεργειακών

¹⁶³ Ό.π., στο σενάριο Α/Β της πρότασης για το νέο ΕΣΕΚ

¹⁶⁴ 1 Ktoe = 11630 MWh

προϊόντων το 2021 (€28,16/MWh)¹⁶⁵. Βάσει αυτής υπολογίστηκε η βελτίωση του ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων το 2030 ανά σενάριο σε τιμές 2021, η οποία φτάνει τα €542,9 εκατ. στο βασικό σενάριο και τα €458,5 εκατ. στο εναλλακτικό σενάριο. Τα συγκεκριμένα ποσά αντιστοιχούν στο 4,4% και 3,7% του ελλείμματος του ΙΤΣ το 2021.

Πίνακας 5.6. Προσέγγιση επίδρασης εκτιμώμενης εγχώριας τελικής κατανάλωσης ενέργειας και αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή το 2030 στο Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών

	Επίδραση αύξησης ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ πάνω από τη συνολική άνοδο της εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας	Επίδραση αξιοποίησης ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ για περιορισμό εισαγωγών ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή	Αύξηση εισαγωγών ενέργειας από λιγνίτη για κάλυψη της λήξης παραγωγής εγχωρίως	Επίδραση πλήρους κάλυψης ζήτησης RFNBOs από εγχώρια παραγωγή	Βελτίωση Ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων (τιμές 2021)	Βελτίωση Ισοζυγίου Τρεχουσών Συναλλαγών (% ΙΤΣ 2021)
Σενάριο Α (Βασικό)	457,1 Ktoe	1031,8 Ktoe	-16 Ktoe	185 Ktoe	€542,9 εκατ.	4,4%
Σενάριο Β (Εναλλακτικό)	457,1 Ktoe	773,9 Ktoe	-16 Ktoe	185 Ktoe	€458,5 εκατ.	3,7%

Πηγή: Eurobank Research

Συνεπώς, παρά τις προβλέψεις για ήπια αύξηση της εγχώριας τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030 έναντι του 2021 στην πρόταση για επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ, η ιδιαίτερα ενισχυμένη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή επαρκεί για μια αύξηση των καθαρών εξαγωγών ενέργειας, αφενός επειδή θα διευρύνει την εγχώρια παραγωγή περισσότερο από την τελική κατανάλωση, αφετέρου μέσω της υποκατάστασης εισαγόμενων πηγών ενέργειας με εγχώρια προέλευσης. Η πραγματική επίδραση στο ισοζύγιο ενεργειακών προϊόντων και το Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών θα εξαρτηθεί σε μεγάλο βαθμό από τις τιμές των ενεργειακών προϊόντων σε εκείνη την περίοδο, καθώς και από την πρόοδο στην παραγωγή ενέργειας και από άλλες πηγές πέραν των ΑΠΕ, για τις οποίες προβλέπεται στο νέο ΕΣΕΚ αύξηση της τελικής κατανάλωσης των προϊόντων τους το 2030 (π.χ. πράσινα, συνθετικά καύσιμα –RFNBOs, θερμότητα περιβάλλοντος), που θα περιορίσει περαιτέρω τις ανάγκες σε εισαγωγές.

¹⁶⁵ Προέκυψε από τη διαίρεση του ελλείμματος του ισοζυγίου ενεργειακών προϊόντων (βλ. διάγραμμα 5.3 (α)) προς το εξωτερικό έλλειμμα ενέργειας σε Ktoe, βάσει των Energy Statistical Datasheets, της Ευρ. Επιτροπής.

6 Προκλήσεις και προτεινόμενες πολιτικές για τον Πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης

6.1 Επιδόσεις, στόχοι και πολιτικές για την ενεργειακή ασφάλεια και την περιβαλλοντική βιωσιμότητα στην ΕΕ

Με βασική αφετηρία την Πράσινη Βίβλο της Επιτροπής (2006), η Ευρώπη διανύει μια μακρά περίοδο μετασχηματισμού του ενεργειακού της μείγματος, στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, καθώς και τις μετακινήσεις – μεταφορές, με βασικό γνώμονα τη σταδιακή μετατόπιση από συγκεκριμένα ορυκτά καύσιμα (λιγνίτης, πετρέλαιο και προϊόντα αυτού) και την πυρηνική θερμότητα, αρχικά στο φυσικό αέριο και τελικά στις ανανεώσιμες πηγές. Η απρόσμενη πανδημία COVID-19 είχε έντονες επιπτώσεις στην παγκόσμια οικονομία, τόσο στην πλευρά της ζήτησης, εξαιτίας των περιοριστικών μέτρων, όσο και στην πλευρά της προσφοράς, από τις διαταραχές στις εφοδιαστικές αλυσίδες, σε συνδυασμό με τα εκκρεμή διαρθρωτικά ζητήματα ενεργειακής αυτάρκειας, πρωτίστως στην Ευρώπη, αλλά και σε άλλες οικονομικές περιφέρειες. Αυτά οδήγησαν σε έντονη άνοδο των τιμών βασικών ενεργειακών αγαθών και των παραγόμενων με αυτά προϊόντων (π.χ. ηλεκτρική ενέργεια καύσιμα) όταν ξεκίνησε η σταδιακή άρση των μέτρων προστασίας το δεύτερο τρίμηνο του 2021. Η εισβολή της Ρωσίας, κύριου προμηθευτή της Ευρώπης σε φυσικό αέριο και δεύτερου μεγαλύτερου παραγωγού και εξαγωγέα αργού πετρελαίου παγκοσμίως, στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022, προκάλεσε την πιο σφοδρή παγκόσμια ενεργειακή κρίση από το εμπάργκο πετρελαίου των χωρών του ΟΠΕΚ το 1973, ενώ από ορισμένους ερευνητές θεωρείται στην πραγματικότητα η πρώτη παγκόσμια ενεργειακή κρίση.

Το 2020, σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Ενέργειας, η Ελλάδα συγκαταλεγόταν στις 10 χώρες της ΕΕ οι οποίες πέτυχαν εμπρόθεσμα τους στόχους της στρατηγικής «Ενέργεια 2020», δηλαδή τους Στόχους 20-20-20, καθώς και το στόχο σχετικά με το μερίδιο χρήσης ανανεώσιμης ενέργειας στον τομέα των μεταφορών. Από το 2020, η Ελλάδα και άλλες τέσσερις χώρες είχαν ήδη επιτύχει επίπεδα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου χαμηλότερα από τα όρια εκπομπών τα οποία τέθηκαν βάσει της νομοθεσίας περί Καταμερισμού Προσπάθειας για το 2030. Επιπρόσθετα, στην Ελλάδα και άλλες 10 χώρες, το επίπεδο τελικής κατανάλωσης ενέργειας βρισκόταν ήδη χαμηλότερα από το προβλεπόμενο για το 2030, ενώ εγχωρίως και σε άλλες 15 χώρες η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας εκκινείτο από το 2020 χαμηλότερα από το προβλεπόμενο επίπεδο για το 2030. Ωστόσο, καμία χώρα δεν πέτυχε στο συγκεκριμένο έτος το μερίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας το οποίο προβλεπόταν για το 2030. Βάσει των πλέον πρόσφατων στοιχείων από την ίδια πηγή για το 2021, η Ελλάδα είχε πετύχει μεταξύ των χωρών της ΕΕ τη μεγαλύτερη μείωση τελικής κατανάλωσης σε σύγκριση με το 2005 (-30,9%) και ταυτόχρονα τη μεγαλύτερη υπέρβαση του σχετικού εθνικού στόχου στη στρατηγική «Ενέργεια 2020» για το 2030 (+18,4π.μ.). Επίσης, το μερίδιο ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή ενέργειας παρέμενε υψηλότερο του σχετικού στόχου για το 2020 (18%), με την εγχώρια επίδοση να υπολείπεται οριακά του μέσου όρου στην ΕΕ-27 (21,9% έναντι 22,2%). Παρότι η πρόοδος στην Ελλάδα σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα είναι σημαντική, η χρήση ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξακολουθεί να κατέχει το υψηλότερο μερίδιο, αγγίζοντας το 42% το 2021, ενώ η βασιζόμενη σε ΑΠΕ-κυρίως ηλιακή και αιολική ενέργεια- παραγωγή έφτασε το 16,4% του συνόλου.

Η σημασία των ΑΠΕ για το ενεργειακό μείγμα έχει αναβαθμιστεί ύστερα από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, στο πλαίσιο των προσπαθειών άμβλυσης των επιπτώσεων της ενεργειακής κρίσης, αλλά και λόγω των προσφάτως προτεινόμενων από την ΕΕ μεταρρυθμίσεων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε ευρωπαϊκό επίπεδο (Μάρτιος 2023). Η Ένωση επιδιώκει την απεξάρτησή της από τις εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου

το αργότερο ως το 2027, βασιζόμενη στην εσωτερική παραγωγή ενέργειας χαμηλής έντασης άνθρακα.¹⁶⁶ Η βασική ευρωπαϊκή στρατηγική για την επίτευξη των παραπάνω στόχων είναι η στρατηγική **REPowerEU**. Η ενισχυμένη σημασία που πλέον αποδίδεται στις ΑΠΕ αποτυπώνεται στον πρόσφατα αναθεωρημένο στόχο της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το μερίδιό τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2030, σε 42,5% από 32%, στο πλαίσιο της REPowerEU, αλλά και της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, απόφαση που καθιστά επιτακτική την προσπάθεια για ακόμα ταχύτερη διεξόδυσή τους στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Άλλωστε, για την επίτευξη του υψηλού στόχου διεξόδυσης απαιτείται αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ κατά 1.236 GW έως το 2030 και επομένως υψηλός αριθμός επενδύσεων σε μονάδες παραγωγής αλλά και σχετιζόμενες υποδομές, π.χ. αναβάθμιση υφιστάμενων και δημιουργία νέων δικτύων, επιτάχυνση διακρατικών διασυνδέσεων. Από την άλλη πλευρά, οι γαίες υψηλής παραγωγικότητας και οι εξαιρούμενες ή προστατευόμενες περιοχές σε συνδυασμό με την ανάγκη μεγάλων εκτάσεων για την κατασκευή μεγάλης κλίμακας έργων (π.χ. utility-scale solars), αναμένεται να δημιουργήσουν προσκόμματα ή να αποτρέψουν ορισμένα από τα έργα ΑΠΕ.

Ένας άλλος βασικός στόχος των πολιτικών της ΕΕ για το κλίμα και την ενέργεια είναι ο περιορισμός των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου κατά 55% το 2030 σε σχέση με το 1990, με τη **στρατηγική «Fit-for-55»** να αποτελεί τη δέσμη παρεμβάσεων πολιτικής για την επίτευξή του. Πέρα από την ενίσχυση της διεξόδυσης των ΑΠΕ, η συγκεκριμένη στρατηγική έχει προτεραιοποιήσει την αυξημένη ενεργειακή αποδοτικότητα, την αναθεώρηση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (ΣΕΔΕ), τη χρήση περισσότερο «πράσινων» καυσίμων στους τομείς της αεροπλοΐας και της ναυτιλίας και προσφάτως ορισμένων κλάδων της βιομηχανίας, τη δημιουργία υποδομών για εναλλακτικά καύσιμα. Ως η πλέον κρίσιμη σχετική μεταρρύθμιση σχετικά με το ΣΕΔΕ Σε ό,τι αφορά τη δυνατότητα υλοποίησής της και τις επιδράσεις της θεωρείται η εισαγωγή του συνοριακού μηχανισμού προσαρμογής άνθρακα, ενός συστήματος τιμολόγησης άνθρακα το οποίο θα εφαρμόζεται σε εισαγόμενα στην ΕΕ προϊόντα έντασης ενέργειας, προκειμένου να αποφευχθεί η διαρροή άνθρακα (carbon leakage). Στο πεδίο των καυσίμων, πλέον σημαντική εξέλιξη αναμένεται πως θα είναι η διεξόδυση του πράσινου υδρογόνου που αναμένεται να δώσει νέα ώθηση στον κλάδο της ενέργειας και των μεταφορών ως εναλλακτικό καύσιμο κίνησης. Ωστόσο, για την παραγωγή του απαιτούνται και μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας, π.χ. για τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης. Ταχύτατα ανερχόμενη τάση στις μεταφορές αποτελεί η ηλεκτροκίνηση, για τα ιδιωτικής χρήσης μεταφορικά μέσα, αλλά και τις συγκοινωνίες, που αναμένεται να οδηγήσει και σε σημαντική άνοδο της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια (200 TWh έως το 2030 βάσει των εκτιμήσεων της McKinsey & Company¹⁶⁷ (2022).

Οι διαχειριστές-ρυθμιστές του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας καλούνται επίσης να **αντιμετωπίσουν αποτελεσματικά πιθανές ελλείψεις στη διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια** κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης, ούτως ώστε να αποφύγουν την πίεση ή τις διακοπές στο σύστημα. Προκειμένου να επιτύχουν αυτούς τους στόχους, αλλά και τη βιωσιμότητα των τιμών για τους τελικούς καταναλωτές, θα πρέπει να διασφαλίσουν την εξισορρόπηση ανάμεσα στις ώρες υψηλής και χαμηλής ζήτησης, όπως και να διαμορφώσουν επαρκείς μηχανισμούς για την **αποσυμφόρηση του δικτύου (congestion management)** μέσω **υπηρεσιών Demand Response (D-R)** και

¹⁶⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591

¹⁶⁷ <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/europes-ev-opportunity-and-the-charging-infrastructure-needed-to-meet-it>

smart metering. Η εφαρμογή του congestion management έχει αποδειχθεί καθοριστική για τη βέλτιστη χρήση της δυναμικότητας του δικτύου.

Στο επίκεντρο των εξελίξεων στο ρυθμιστικό πλαίσιο και τις αγορές του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης κατά τα προσεχή έτη θα βρεθούν και οι **πρόσφατα προταθείσες από την Επιτροπή (Μάρτιος 2023) μεταρρυθμίσεις στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και το Target Model** οι οποίες αφού επικυρωθούν σε ευρωπαϊκό επίπεδο, θα ενσωματωθούν στις εθνικές νομοθεσίες. Ένα εργαλείο που αναμένεται να δώσει νέα ώθηση στην αγορά είναι η ανάπτυξη πιο σταθερών **μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας «πράσινης» ενέργειας (Power Purchase Agreements – PPAs)** ανάμεσα σε παραγωγούς και επιχειρήσεις, προκειμένου οι δεύτερες να μπορούν να επωφεληθούν από άμεσες προμήθειες ενέργειας, από ανανεώσιμες πηγές και μη ορυκτές πηγές, και πιο σταθερές τιμές παραγωγής, για την αποφυγή έκθεσης στις διακυμάνσεις των τιμών τελικής κατανάλωσης. Η χρήση των **αμφίδρομων συμβολαίων επί της διαφοράς (Contracts for Differences-CfDs)**, μέτρο που προωθείται σε ευρωπαϊκό επίπεδο από την Επιτροπή, αλλά και σε εθνικό επίπεδο (περιλαμβάνεται στο νέο ΕΣΕΚ), επίσης αναμένεται να συμβάλει στην εύρυθμη λειτουργία της αγοράς. Τα CfDs εξυπηρετούν ένα διττό σκοπό: αφενός να θωρακίσουν τις τελικές τιμές έναντι της μεταβλητότητας στη χονδρική αγορά και να αποκλείσουν τη δυνατότητα είσπραξης απροσδόκπτων κερδών, αφετέρου να διασφαλίσουν τις επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές μέσω σταθερών ροών κεφαλαίων για τους παραγωγούς. Η σημαντικότερη διαφορά τους από τα μέχρι στιγμής μέτρα στήριξης των ΑΠΕ, όπως οι Συμβάσεις Λειτουργικής Προσαύξησης, έγκειται στο γεγονός ότι καθορίζουν ένα εγγυημένο κατώτατο όριο αποζημίωσης των παραγωγών, αλλά και ένα ανώτατο, ούτως ώστε το όποιο πλεόνασμα εσόδων προκύπτει να επιστρέφεται μέσω του μηχανισμού ανάκτησης υπερεσόδων των παραγωγών ενέργειας στους καταναλωτές. Ο μηχανισμός αυτός υιοθετήθηκε πανευρωπαϊκά στο τέλος Σεπτεμβρίου 2022, ενώ είχε εφαρμοστεί νωρίτερα στην Ελλάδα. Στο καθεστώς των CfDs, εκτός από τις νέες επενδύσεις ΑΠΕ, προβλέπεται να ενταχθούν και υφιστάμενες μονάδες που οδεύουν προς τη λύση των υφιστάμενων συμβάσεων και θα εφαρμόσουν τη δυνατότητα του repowering.

Σε ό,τι αφορά την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς στην ΕΕ, μέσω και των προωθούμενων αλλαγών στο Target Model, θα μπορούσε να επέλθει σημαντική βελτίωση μέσω της **επιτάχυνσης σύγκλισης των περιφερειακών αγορών ή της σύστασης κεντρικής αγοράς με σταδιακή υποκατάσταση των περιφερειακών ή εθνικών ενεργειακών αγορών.** Στον αντίποδα των διαπραγματεύσεων για την πώληση και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στις επιμέρους αγορές σε τοπικό επίπεδο και στο πλαίσιο της προσπάθειας εφαρμογής του μοντέλου σύγκλισης τιμών (market coupling) που στοχεύει στη διαμόρφωση ενιαίας τιμής και την αποφυγή μεγάλων αποκλίσεων ανάμεσα στις χώρες μέλη, θα μπορούσε να δημιουργηθεί μια ενιαία ευρωπαϊκή αγορά για τις συναλλαγές και τη διάθεση του συνολικά παραγόμενου ηλεκτρικού φορτίου στις επιμέρους ευρωπαϊκές αγορές. Η ύπαρξη μιας πανευρωπαϊκής αγοράς χονδρεμπορικής θα είχε ως αποτέλεσμα την ενίσχυση της ρευστότητας και την αποφυγή διακοπών εξαιτίας της ανεπαρκούς παροχής ενέργειας ή της συμφόρησης του δικτύου. Επιπλέον, θα συνέβαλε στην επίλυση του προβλήματος των σημαντικών διαφορών στις τιμές πώλησης ανάμεσα στις χώρες μέλη το οποίο δεν έχει μέχρι στιγμής αντιμετωπιστεί επαρκώς μέσω της εφαρμογής του market coupling.

Η **διατήρηση στρατηγικών εφεδρειών ενέργειας** μέσω μονάδων οι οποίες θα είναι επωμισμένες με την προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας όποτε αυτό καταστεί απαραίτητο σε ώρες αυξημένης ζήτησης θα ενίσχυε την επάρκεια ισχύος. Τέτοιοι μηχανισμοί για τη διασφάλιση ισχύος (capacity remuneration mechanisms) έχουν αποδειχθεί αρωγοί για την αποτροπή έντονων διακυμάνσεων των τιμών. Προκειμένου η αποζημίωση των

παραγωγών να διατηρείται σε λογικά επίπεδα θα πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στη συμμετοχή στο σύστημα μονάδων ΑΠΕ, και σε περιπτώσεις μη ευνοϊκών συνθηκών ή ακραίων συμβάντων, να προτιμώνται οι μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα με αυξημένα μεταβλητά κόστη ή/και ramp up costs (σε μονάδες παραγωγής, αγωγούς μεταφοράς κ.λπ.). Τέλος, η αποζημίωση θα πρέπει να είναι σε παρόμοια βάση με αυτή των συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης, ώστε να είναι σταθερή η τιμή που θα λαμβάνουν οι παραγωγοί (fixed tariff), προκειμένου να προστατεύονται από το ρίσκο σε περίπτωση που δεν κληθούν να προσφέρουν ηλεκτρικό φορτίο (hedging).

Τέλος, η **αποσύνδεση της αγοράς ηλεκτρισμού από το φυσικό αέριο**, με αναπροσαρμογή της συμμετοχής του στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα οδηγήσει σε αποκλιμάκωση των τιμών. Δεδομένου ότι η διάρθρωση των τιμών επόμενης ημέρας καθορίζεται από την επιλογή της οριακής τιμολόγησης (marginal pricing/prag-as-clear), η τιμή εκκαθάρισης διαμορφώνεται σε υψηλότερα επίπεδα λόγω της συμμετοχής σταθμών με ακριβή καύσιμη ύλη. Ο διαχωρισμός της αγοράς επόμενης ημέρας σε δύο επιμέρους -που εξετάζεται ήδη από την ΕΕ- θα επέφερε επιπλέον οφέλη για την ύπαρξη μιας πλήρως απελευθερωμένης και ανταγωνιστικής αγοράς με έμφαση στο οικονομικό όφελος των καταναλωτών και των συμμετεχόντων στην αγορά. Ο σκοπός του διαχωρισμού είναι διττός: Να δίνεται προτεραιότητα στην προσφορά ενέργειας από τις ΑΠΕ και το έλλειμμα από την πλευρά της προσφοράς να καλύπτεται από τους συμβατικούς σταθμούς εξυπηρετώντας τη δέσμευση για χαμηλές εκπομπές άνθρακα από τον κλάδο παραγωγής ηλεκτρισμού και τη διαφάνεια των τιμών για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις.

Ανεξαρτήτως των μέτρων πολιτικής και των στρατηγικών σε επίπεδο ΕΕ οι οποίες αφορούν στον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, **το μακροοικονομικό περιβάλλον και οι συνθήκες στο χρηματοπιστωτικό σύστημα, συνολικά, αλλά και ειδικότερα, για χρηματοδοτήσεις «πράσινων» επενδύσεων**, θα διαδραματίσουν καθοριστικό ρόλο για την υλοποίηση των έργων και των μεταρρυθμίσεων τα οποία χρειάζεται ο πυλώνας. Στις ενότητες 4.2 και 4.3 της μελέτης παρουσιάστηκαν αναλυτικά τα διαθέσιμα χρηματοδοτικά προγράμματα για την ενέργεια και την Πράσινη Μετάβαση, σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης και εγχωρίως. Ο Μηχανισμός Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (Recovery and Resilience Facility-MAA) στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού σχεδίου ανάκαμψης από την πανδημία (NextGenerationEU), με προϋπολογισμό €723,8 δις (τρέχουσες τιμές), εκ των οποίων €26,7 δις για την παραγωγή και διανομή καθαρής ενέργειας, αποτελεί την πλέον σημαντική πρόσθετη πηγή επενδύσεων για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης. Η Ελλάδα βρίσκεται στην τρίτη θέση μεταξύ των χωρών ως προς το απόλυτο ύψος των επενδύσεων με αυτό το αντικείμενο με €3,64 δις, ήτοι 13,6% του συνολικού προϋπολογισμού του Ελλάδα 2.0, γεγονός το οποίο αναδεικνύει την υψηλή προτεραιοποίησή τους σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες.

6.2 Σημαντικότερες προκλήσεις πολιτικής και αναγκαία μέτρα για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης μεσοπρόθεσμα την Ελλάδα

Στην Ελλάδα, μεταρρυθμίσεις οι οποίες χρειάζονται για τον πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης, καθώς και χρηματοδοτικά προγράμματα περιλαμβάνονται σε ένα πλέγμα εθνικών στρατηγικών (Ελλάδα 2.0, ΕΣΠΑ 2021-2027, ΕΠΑ 2021-2025 κ.ά.), με προεξάρχον το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, το οποίο παρουσιάστηκε στο τέλος του 2019 και βρίσκεται σε φάση αναθεώρησης. Οι στρατηγικές αυτές εστιάζουν κυρίως στους εξής στόχους:

- Ταχύρρυθμη ανάπτυξη ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά συστήματα, αιολικά πάρκα, -χερσαία & υπεράκτια-, υδροηλεκτρικές μονάδες) - απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα
- Αναβαθμίσεις δικτύου ηλεκτρισμού και διανομής φυσικού αερίου (για διασύνδεση νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο, για τη διακίνηση της σταδιακά αυξανόμενης παραγωγής από ΑΠΕ κ.ά.)
- Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας (αναβάθμιση κτιρίων, smart διαχείριση κατανάλωσης κ.ά.)
- Ανάπτυξη συνθετικών, «πράσινων» καυσίμων (RFNBOs), «πράσινου» υδρογόνου, για χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και στην ηλεκτροπαραγωγή (για το «πράσινο» υδρογόνο)
- Ενίσχυση δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας (π.χ. σε μπαταρίες, αντλησιοταμίευση) για εξισορρόπηση - σταθεροποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και ενίσχυση ενεργειακής αυτάρκειας
- Εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών (προώθηση ηλεκτροκίνησης, ανάπτυξη υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο, δημιουργία συστήματος ανακύκλωσης μπαταριών)

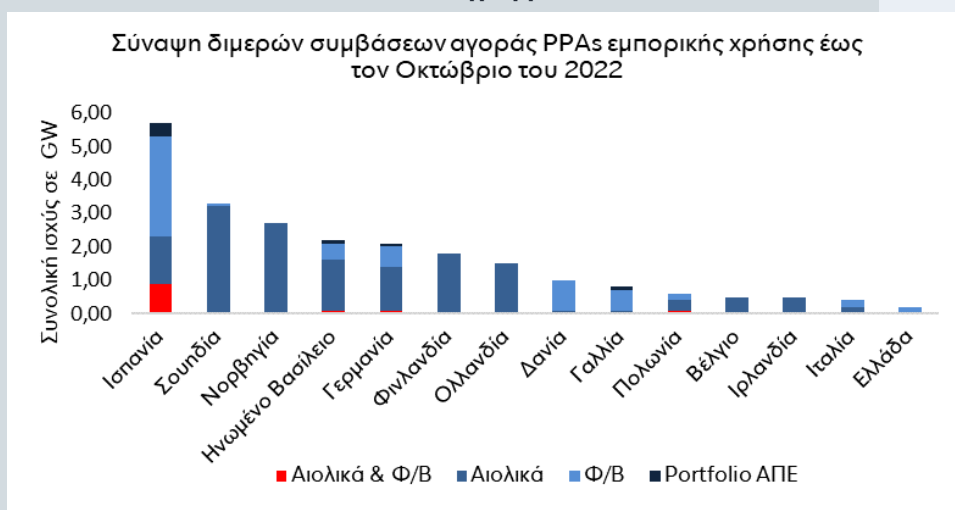
Οι πρώτοι τέσσερις στόχοι περιλαμβάνονται σε όλες τις εθνικές στρατηγικές και τα χρηματοδοτικά προγράμματα. Σε ό,τι αφορά την περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ, πέρα από τις βασικές πηγές και τεχνολογίες που προαναφέρθηκαν, θα πρέπει να διερευνηθούν εντονότερα οι **δυνατότητες αξιοποίησης και άλλων πηγών ΑΠΕ** οι οποίες ευνοούνται από το κλίμα, το θαλάσσιο και νησιωτικό χαρακτήρα, το ανάγλυφο της ηπειρωτικής χώρας, τα χαρακτηριστικά του εδάφους κ.λπ., όπως η γεωθερμία, η κυματική ενέργεια, οι μικρές ανεμογεννήτριες. Ο ρόλος τους μπορεί να είναι ιδιαίτερα σημαντικός για την ουσιαστική ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας των νησιών, οι ανάγκες των οποίων σε ηλεκτρική ενέργεια έχουν αυξηθεί και αναμένεται να κλιμακωθούν περαιτέρω μεσοπρόθεσμα, ενδεχομένως με έντονες εποχικές διακυμάνσεις, υπό τις συνθήκες που διαμορφώνει η τάση ισχυρής διεύρυνσης του τουρισμού.

Ειδικά για τη **γεωθερμία**, επισημαίνεται το πλεονέκτημα του συγκριτικά χαμηλότερου και πιο σταθερού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με άλλες ΑΠΕ καθώς είναι διαθέσιμη διαρκώς. Στην Ελλάδα, η αξιοποίησή της παραμένει περιορισμένη και πραγματοποιείται κυρίως από τον πρωτογενή τομέα. Στη βάση δύο σχετικά πρόσφατων ΥΑ (ΦΕΚ Β' 1960, 2021, ΦΕΚ Β' 1460, 2022), το ΥΠΕΝ σκοπεύει να διερευνήσει περιοχές για διεθνή διαγωνισμό μίσθωσης δικαιωμάτων έρευνας, εκμετάλλευσης και διαχείρισης γεωθερμικού δυναμικού με στόχο την ηλεκτροπαραγωγή. Περιοχές με πιθανότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία βρίσκονται στην Κεντρική – Ανατολική Μακεδονία και Θράκη (Σπερχειάδα, δέλτα Νέστου), καθώς και σε νησιά του ΒΑ Αιγαίου (Χίος, Σαμοθράκη).

Στην προώθηση των ΑΠΕ και την προστασία του τομέα της βιομηχανίας από διακυμάνσεις στις τιμές ενέργειας, που θα επιτρέψει και τη συγκράτηση των τιμών των προϊόντων της σε περιόδους κλυδωνισμών στις αγορές ενέργειας θα συμβάλει η αναμενόμενη διεύρυνση χρήσης των **συμβάσεων μακροχρόνιας προμήθειας «πράσινης» ενέργειας από επιχειρήσεις (PPAs)**, στη βάση των προταθεισών μεταρρυθμίσεων από την Επιτροπή που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη ενότητα. Στην Ελλάδα αξιοποιείται ήδη αυτή η δυνατότητα, για προμήθεια ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα (Διάγραμμα 6.1). Προσφάτως, νομοθετήθηκαν και τα PPAs για τις ενεργοβόρες βιομηχανίες, , ωστόσο ορισμένα επιμέρους ζητήματα ενδεχομένως χρήζουν περαιτέρω ρύθμισης (π.χ. επιβολή πλαφόν και στα συμβόλαια με φυσική παράδοση).

Μέχρι τον Φεβρουάριο του 2023 δεν είχε αξιοποιηθεί στην Ελλάδα το **Ευρωπαϊκό Προσωρινό Πλαίσιο Κρατικών Ενισχύσεων (Temporary Crisis and Transition Framework - TCTF)** για τη στήριξη της οικονομίας, όμως στο τέλος Φεβρουαρίου ανακοινώθηκε από το ΥΠΕΝ σχέδιο επιδότησης της ενέργειας με 50 €/MWh έως το τέλος του 2023 σε κλάδους οι οποίοι θεωρούνται ιδιαίτερα εκτεθειμένοι σε απώλεια ανταγωνιστικότητας λόγω της ενεργειακής κρίσης (χάλυβας, τσιμέντο, αλουμίνιο). Μετέπειτα, αναθεωρήθηκε το TCTF στις αρχές Μαρτίου, με έμφαση στη δυνατότητα παράτασης από τα κράτη μέλη έως το τέλος του 2025 έκτακτων μέτρων για τη μετάβαση προς μια βιομηχανία μηδενικών ρύπων ή κλιματικά ουδέτερη, τα οποία αφορούν στην επιτάχυνση ανάπτυξης ΑΠΕ και αποθήκευσης ενέργειας, συστημάτων για απαλλαγή από ανθρακούχες διαδικασίες βιομηχανικής παραγωγής κ.ά. Η εξέλιξη αυτή διαμορφώνει νέες δυνατότητες οι οποίες πρέπει να αξιοποιηθούν για τη μεγαλύτερη στήριξη του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης και του τομέα της βιομηχανίας.¹⁶⁸

Διάγραμμα 6.1



Πηγή: RE-Source Platform, Statista, Eurobank Research

Η τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 651/2014 στα τέλη Ιουνίου του 2023, ο οποίος αφορά στις κατηγορίες ενισχύσεων οι οποίες είναι συμβατές με την εσωτερική αγορά, προκειμένου να κηρυχθούν προσωρινά συμβατές ορισμένες κατηγορίες ενισχύσεων σε επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή, τη μεταποίηση και την εμπορία προϊόντων αλιείας και υδατοκαλλιέργειας, παρέχει νέες δυνατότητες κρατικής στήριξης σε δραστηριότητες που είναι σημαντικότερες στην ελληνική οικονομία από ό,τι στις περισσότερες ευρωπαϊκές. Είναι πιθανό να ακολουθήσουν και άλλες τροποποιήσεις του συγκεκριμένου κανονισμού, οι οποίες να αφορούν σε άλλους κλάδους και δραστηριότητες, συνεπώς οι σχετικές εξελίξεις πρέπει να παρακολουθούνται στενά, προκειμένου να αξιοποιηθούν οι έκτακτες δυνατότητες κρατικής στήριξης που θα παρέχουν.

Κατόπιν του πολέμου της Ρωσίας στην Ουκρανία, η ανάγκη για **ενεργειακή ασφάλεια** είναι οξυμένη. Η στρατηγική RePowerEU αποτελεί το βασικό εργαλείο για την επίτευξη αυτού του σκοπού μέσο-μακροπρόθεσμα,

¹⁶⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1563

στηριζόμενη στο τρίπτυχο εξοικονόμηση ενέργειας - παραγωγή περισσότερο καθαρής ενέργειας - διαφοροποίηση ενεργειακού εφοδιασμού. Εγχωρίως, οι επενδύσεις σε **μονάδες αεριοποίησης – φύλαξης υγροποιημένου φυσικού αερίου** είναι συναφείς με τις ενέργειες διεύρυνσης του εφοδιασμού της ΕΕ με ΥΦΑ στο πλαίσιο του RePowerEU και θα αξιοποιήσουν νέους αγωγούς και δυνατότητες διασυνδεσιμότητας, όπως στην περίπτωση του FSRU Αλεξανδρούπολης ο IGB με την Βουλγαρία και οι διασυνδετήριοι αγωγοί σε Σερβία - Ρουμανία - Βόρεια Μακεδονία. Την τρέχουσα περίοδο και στα προσεχή έτη, η διεύρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τις πλέον σύγχρονες, καθαρές τεχνολογίες οι οποίες χρησιμοποιούν μη ανανεώσιμα καύσιμα, όπως η **Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)**, π.χ. σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου με τουρμπίνες (combined cycle gas turbine - CCGT) και καύσιμο το φυσικό αέριο, επίσης μπορεί να συμβάλει σημαντικά στην ενεργειακή θωράκιση και εξοικονόμηση που επιδιώκει το RePowerEU, χωρίς να πλήττει τους στόχους για παραγωγή περισσότερο καθαρής ενέργειας. Οι μεγαλύτερες τρέχουσες και προσεχείς επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ενέργειας με αυτά τα χαρακτηριστικά στην Ελλάδα περιλαμβάνονται σε αυτές για τις οποίες πραγματοποιήθηκε από την παρούσα μελέτη εκτίμηση ορισμένων άμεσων μακροοικονομικών επιδράσεων τους σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα.

Ως προς τους **στόχους εθνικών στρατηγικών και προγραμμάτων οι οποίοι αφορούν στις μεταφορές** (εξηλεκτρισμός ελαφρών μεταφορών, ανάπτυξη συνθετικών «πράσινων» καυσίμων κ.ά.) οι οποίοι προαναφέρθηκαν, παρότι έχουν γίνει ιδιαίτερα υψηλές συνολικές προβλέψεις επενδύσεων (π.χ. στην πρόταση για το νέο ΕΣΕΚ €11,8-€11,9 δις για την περίοδο 2021-2025, €15,5 – €15,6 δις για την περίοδο 2026-2030), ο επιμερισμός τους ανά στόχο δεν έχει αποσαφηνιστεί, καθώς και οι πηγές των πόρων για την υλοποίησή τους. Από την άλλη πλευρά, βρίσκεται εν εξελίξει η έκδοση των κατ' εξουσιοδότηση πράξεων (delegating acts) για συγκεκριμένα άρθρα της Οδηγίας για τις Ανανεώσιμες Πηγές II (άρθρα 27 και 28 της RED II), με τις οποίες θα καθορίζεται το ποια καύσιμα εμπίπτουν στα συνθετικά, «πράσινα» καύσιμα (RFNBOs) και το πώς θα πρέπει να παράγονται, ούτως ώστε η χρήση τους να είναι δόκιμο να προσμετρηθεί στους στόχους συμμετοχής των RFNBOs στο ενεργειακό μείγμα, με αποτέλεσμα λόγω της αναμονής για τις οδηγίες τη συνεχιζόμενη αβεβαιότητα για αυτά τα θέματα και τις σχετικές επενδύσεις.

Οι πρόσφατες εθνικές στρατηγικές οι οποίες αφορούν (και) στην ενέργεια και το κλίμα δεν περιλαμβάνουν κάποια αναφορά ή σχεδιασμό σχετικά με τη δυνητική **αξιοποίηση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων**. Στο αρχικό ΕΣΕΚ, του 2019, αναφερόταν πως είχαν παραχωρηθεί έως το τέλος εκείνου του έτους σε κοινοπραξίες εταιρειών 13 θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές («οικόπεδα»), συμπεριλαμβανομένης αυτής του Πρίνου, με τις περισσότερες εξ' αυτών (8) να βρίσκονται στο Ιόνιο Πέλαγος και νοτιοδυτικά της Κρήτης, και τέσσερις στη Δυτική Ελλάδα. Οι πρώτες γεωτρήσεις αναμένονταν το 2020 στον Πατραϊκό Κόλπο και το Κατάκολο, με σκοπό να προχωρήσουν στη συνέχεια σταδιακά από το βορρά προς το νότο, με αφετηρία περιοχές της Δυτικής Ελλάδας, προς περιοχές νοτιοδυτικά της Κρήτης. Έκτοτε, οι σχετικές εξελίξεις είναι περιορισμένες. Τον Φεβρουάριο του 2022 ολοκληρώθηκαν γεωφυσικές (σεισμικές) έρευνες σε «οικόπεδο» του Νότιου Ιονίου και τον Μάρτιο σε περιοχή του Βόρειου Ιονίου. Τον Νοέμβριο του 2022 ανακοινώθηκαν σεισμικές έρευνες στα δύο «οικόπεδα» που βρίσκονται νοτιοδυτικά της Κρήτης, καθώς και τρισδιάστατες γεωφυσικές έρευνες σε νέο οικόπεδο στο Βόρειο Ιόνιο (Block 2). Αν και απαιτούνται ορισμένα χρόνια για την ολοκλήρωση κάθε διερευνητικής διαδικασίας, χωρίς να είναι βέβαιο πως θα ευοδωθεί, καθώς οι εθνικές στρατηγικές που αφορούν την ενέργεια έχουν μέσο-μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα θα πρέπει να περιλαμβάνουν συγκεκριμένες προνοιες για τη στήριξη αξιοποίησης των υδρογονανθράκων, τη δυνατότητα ενσωμάτωσής τους σε υφιστάμενα

και μελλοντικά συστήματα αγωγών κ.λπ. Η εκμετάλλευση ενδεχόμενων σημαντικών και αξιοποιήσιμων κοιτασμάτων θα μπορούσε να συμβάλει, σύμφωνα και με το ΕΣΕΚ του 2019, στη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού σε επίπεδο ΕΕ, όχι μόνο εγχωρίως, στόχος ο οποίος υπό τις συνθήκες και τα δεδομένα που διαμορφώθηκαν από τον πόλεμο στην Ουκρανία, αποτελεί πλέον ύψιστη προτεραιότητα πανευρωπαϊκά.

Η **εμβάθυνση εφαρμογής του Target Model** στην Ελλάδα, πέρα από τη μεγαλύτερη ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας εγχωρίως, μπορεί να συμβάλει μέσω των **διασυνδέσεων με άλλες αγορές-χώρες (market coupling)** στην αύξηση της διαθέσιμης ρευστότητας, στη συμμετοχή των ΑΠΕ στο διασυννοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στη μεγαλύτερη δυνατότητα εξισορρόπησης των θέσεων τους εγγύτερα στον πραγματικό χρόνο, περιορίζοντας τις ανάγκες σε εφεδρείες και το κόστος που αυτές συνεπάγονται. Αυτές οι εξελίξεις θα περιορίσουν και τις διακυμάνσεις στις τιμές για τους τελικούς καταναλωτές. Έως τώρα έχουν ολοκληρωθεί οι διασυνδέσεις των αγορών επόμενης ημέρας Ελλάδας – Ιταλίας (Δεκέμβριος 2020) και Ελλάδας – Βουλγαρίας (Μάιος 2021). Επιπλέον, τον Σεπτέμβριο του 2021 ολοκληρώθηκε η σύζευξη της ενδοημερήσιας αγοράς της Ελλάδας με εκείνες της Ιταλίας και της Σλοβενίας μέσω των Συμπληρωματικών Περιφερειακών Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών (CRIDAs), ενώ στο τέλος του Νοεμβρίου του 2022 ξεκίνησε η συζευγμένη λειτουργία της Συνεχούς Ενδοημερήσιας Συναλλαγής (XBID) στα σύνορα ζώνης προσφοράς Ελλάδας – Ιταλίας και Ελλάδας – Βουλγαρίας. Οι διασυνδέσεις της Ελλάδας επιτρέπουν την εκδήλωση των ωφελειών οι οποίες αναφέρθηκαν παραπάνω, ωστόσο η έντασή τους εξαρτάται και από τη χωρητικότητα των υποδομών μεταφοράς. Προκειμένου να αξιοποιηθούν όλες οι δυνατότητες των υφιστάμενων διασυνδέσεων, είναι πιθανό να χρειαστούν στα προσεχή έτη επενδύσεις σε ενίσχυση της χωρητικότητας των διασυννοριακών δικτύων.

Ένα ιδιαίτερα σημαντικό έργο ηλεκτρικής διασύνδεσης με όμορη χώρα το οποίο έχει συμφωνηθεί επισήμως, ωστόσο βρίσκεται σε αρκετά πρώιμο στάδιο, είναι αυτό με την Αίγυπτο. Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε η σχετική συμφωνία μεταξύ των υπουργών Ενέργειας των δύο χωρών, που αφορά στην εγκατάσταση υποθαλάσσιου καλωδίου μήκους περίπου 950 χλμ. και εκτιμώμενης συνολικής ισχύος 3000 MW. Βάσει των σχετικών εκτιμήσεων, το κόστος της επένδυσης θα κυμανθεί μεταξύ €3,5-4,2 δις.

6.3 Οικονομικές εκτιμήσεις για το προϊόν και την παραγωγικότητα της εργασίας του πυλώνα εγχωρίως σε σύγκριση με την ΕΕ και τις άμεσες επιδράσεις (στον πυλώνα) των επενδύσεων την περίοδο 2023-2030

Οι χώρες με το υψηλότερο μερίδιο της προστιθέμενης αξίας (ΠΑ) του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης στο ΑΕΠ στην Ευρωζώνη την περίοδο 2008-2020 ήταν η Σλοβακία (3,44%), η Εσθονία (3,40%) και η Γερμανία (3,14%), ενώ η Ελλάδα βρίσκεται στη 8η θέση της σχετικής κατάταξης, με μέσο μερίδιο 2,46%. Από εκτιμήσεις με τη χρήση υποδείγματος difference-in-differences (DiD) για τον έλεγχο των επιδράσεων του πρώτου Προγράμματος Οικονομικής Προσαρμογής, προέκυψε υστέρηση του πυλώνα σε όρους ΠΑ και παραγωγικότητας εργασίας έναντι της υπόλοιπης Ευρωζώνης κατά 22,7% και 21,8% αντίστοιχα στην περίοδο 2011-2019. Επομένως, προκύπτει ότι, από την ισχυρή εμπροσθοβαρή δημοσιονομική προσαρμογή και παρά τις διαρθρωτικές αλλαγές που έγιναν ταυτόχρονα σε κλάδους και δραστηριότητες για την ανάκαμψή τους και της ελληνικής οικονομίας ευρύτερα, εκδηλώθηκαν σημαντικές επιπτώσεις στο προϊόν και την παραγωγικότητα του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης.

Σε ό,τι αφορά την άμεση επίδραση (στο προϊόν του πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης Μετάβασης) των μεγάλων εν εξελίξει και προσεχών επενδύσεων σε αυτόν κατά την περίοδο 2023-2030, η υλοποίηση επενδυτικών έργων χάρη και στις δυνατότητες που έχει δημιουργήσει το ΤΑΑ, αλλά και λόγω των νέων δεδομένων και προτεραιοτήτων εξαιτίας της ενεργειακής κρίσης, θα αποφέρει σε ονομαστικούς όρους €19,94δισ περισσότερη προστιθέμενη αξία στον πυλώνα και την ελληνική οικονομία, δηλαδή 1,9 φορές την αξία των συγκεκριμένων επενδύσεων (€10,25 δισ). Επομένως, τα επενδυτικά έργα θα έχουν μια αξιοσημείωτη συνεισφορά στην παραγωγή του πυλώνα Ενέργειας-Πράσινης Μετάβασης και γενικότερα το ΑΕΠ.

Το ισοζύγιο ενεργειακών προϊόντων έχει μεγάλη συμβολή διαχρονικά στο έλλειμμα του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών (ΙΤΣ). Η μελέτη προσέγγισε τη συνδυασμένη επίδραση στο ΙΤΣ της μεταβολής του ενεργειακού μείγματος για την κάλυψη της εγχώριας τελικής κατανάλωσης το 2030 που θα προκύψει από την πρόταση του ΥΠΕΝ για την επικαιροποίηση ΕΣΕΚ 2023, σε συνδυασμό με τους στόχους για τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή και το τμήμα της το οποίο θα καλύπτεται από ΑΠΕ. Ανάλογα με το βαθμό στον οποίο η σημαντική ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2030 θα υποκαταστήσει εισαγωγές ενεργειακών πόρων, εκτιμήθηκε βελτίωση του Ισοζυγίου Τρεχουσών Συναλλαγών ετησίως μεταξύ €458,5 εκατ. (εναλλακτικό σενάριο) και €542,9 εκατ. (βασικό σενάριο) σε τιμές 2021, που αντιστοιχεί στο 3,7-4,4% του ελλείμματος του ΙΤΣ στο συγκεκριμένο έτος.

References

- Bailie, A., S. Bernow, B. Castelli, P. O'Connor & J. Romm. (2003a). "The Path to Carbon Dioxide-Free Power: Switching to Clean Energy in the Utility Sector", Boston, Mass.: Tellus Institute.
- Bassanini, A. & Venn, D. (2007), "Assessing the Impact of Labour Market Policies on Productivity: A Difference-in-Differences Approach", OECD Social, Employment and Migration Working Papers, No. 54, OECD Publishing, Paris.
- Cha, Kyungsoo & Chul-Yong Lee. (2023), "Rockets and Feathers in the Gasoline Market: Evidence from South Korea", *Sustainability*, 15, no. 4: 3815.
- European Commission (2007a), "Energy for a Changing World: The New European Energy Policy", Speech/07/70
- European Union (2007b), "Lisbon Treaty", OJ C 306, 17.12.2007, p. 1–271
- European Commission (2006), "A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy", COM(2006) 105 final
- Koltsaklis, N. E., & Dagoumas, A. S. (2018), "Transmission Expansion and Electricity Trade: A Case Study of the Greek Power System", *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(5), 64–71.
- Elliot, R., Shipley, A., Nadel, S., & Brown, E. (2003), "Natural Gas Price Effects of Energy Efficiency and Renewable Energy Practices and Policies", Report Number E032. Washington, D.C.: American Council for an Energy-Efficient Economy, American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE).
- Gore, O., Vanadzina, E. & Viljainen, S. (2016), "Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market", *Utilities Policy*, 38, 52-61.
- HAEE, (2022), "Greek Energy Market Report 2022.
- HAEE (2021), "Greek Energy Market Report 2021".
- Hogan, M., (2017), "Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system", *The Electricity Journal*, 30 (1), p. 55-61.
- Iliadou, E. N. (2009), "Electricity sector reform in Greece. *Utilities Policy*", 17(1), 76-87.
- IMF (2022), "Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe", IMF Working Paper 22/220
- International Energy Agency, (2023), "Greece 2023: Energy Policy Review".
- IRENA, (2022), "Renewable Power Generation Costs in 2021".
- IRENA (2017), "Geothermal Power Technology Brief".
- Kotsila, D. & Polychronidou, P. (2021), "Determinants of household electricity consumption in Greece: a statistical analysis", *J Innov Entrep* 10, 19.

- Levchenko, A. A., Ranciere, R., & Thoenig, M. (2009), "Growth and risk at the industry level: The real effects of financial liberalization", *Journal of Development Economics*, 89(2), 210-222.
- Long, D. (2003), "Fundamentals of the gas market", *Gas Trading Manual (Second Edition), A Comprehensive Guide to the Gas Markets*.
- Loumakis, S., Giannini, E., & Maroulis, Z. (2019), "Merit Order Effect Modeling: The Case of the Hellenic Electricity Market", *Energies*, 12 (20), 3869.
- Markus Schülde, X. V. (2023), "Four themes shaping the future of the stormy European power market", *McKinsey & Company*.
- Markus, S. (2022), "Long-term business implications of Russia's war in Ukraine", *Asian Bus Manage* (21), 483–487.
- Micco, A. & Pagés-Serra, C. (2006), "The Economic Effects of Employment Protection: Evidence from International Industry-Level Data", *IZA Discussion Paper No. 2433*.
- Papada, L., & Kaliampakos, D., (2016). "Measuring energy poverty in Greece", *Energy Policy*, vol. 94, (C), 157-165.
- OECD (2023). "Economic Outlook", *Interim Report, March 2023*
- OECD (2022), "Background note: The implementation of the Polluter Pays Principle".
- Ringler, P., Keles, D., Fichtner, W. (2017), "How to benefit from a common European electricity market design", *Energy Policy*, (101), 629-643.
- Dąbrowski, P., Grażyna, S., Gradoń, W., & Szewczyk, L. (2022), "The Relationship between Energy Production and GDP: Evidence from Selected European Economies", *Energies* 15, no. 1: 50.
- Stocker, M, Baffes, J., Some, Y. M., Vorisek, D., & Wheeler, C. M., "The 2014-16 Oil Price Collapse in Retrospect: Sources and Implications", *World Bank Policy Research Working Paper, No. 8419*.
- Tappata, M. (2009). *Rockets and Feathers: Understanding Asymmetric Pricing*. *The RAND Journal of Economics*, 40(4), 673–687.
- Treisman, D. (2010), "Is Russia Cursed by Oil?", *Journal of International Affairs*, 63(2), 85-102.
- Voser, P. (2012), "Energy: The oxygen of the economy", In *World Economic Forum Energy for Economic Growth Energy Vision, Update 2012*.
- Wiser R., Bolinger, M. & St Clair, M. (2005). "Easing the Natural Gas Crisis: Reducing Natural Gas Prices through Increased Deployment of Renewable Energy and Energy Efficiency". *Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)*.
- Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2006), "Προς μία ευρωπαϊκή στρατηγική για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού", COM(2000)769 τελικό.
- Ίδρυμα Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE) (2022), "Η Ελληνική Οικονομία. Τριμηνιαία Έκθεση 02/2022".

Ίδρυμα Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE) (2021), “Ο Τομέας Ενέργειας στην Ελλάδα: Τάσεις, προοπτικές και προκλήσεις”. Προοπτικές και Προκλήσεις.

Καραβίας, Φ. & Τ., Αναστασάτος (2022), “Το Αναδυόμενο Μοντέλο Ανάπτυξης της Ελληνικής Οικονομίας: 5 Βασικοί Πυλώνες, Μεγάλα Επενδυτικά Έργα και η Συνεισφορά τους στο ΑΕΠ”, Economy & Markets, Eurobank Research Bulletin.

Κάπρος, Π. (2022), «Μεταρρύθμιση της αγοράς ηλεκτρισμού για την αντιμετώπιση της κρίσης, στο πλαίσιο της μετεξέλιξης προς την κλιματική ουδετερότητα», Ηλεκτρονικό βιβλίο: Η ενεργειακή κρίση και η ελληνική οικονομία. Οικονομικό Επιμελητήριο της Ελλάδας.

Μανιάτης, (2022). «Ενεργειακή κρίση, Ευρώπη, Ελλάδα: Χθες – Σήμερα – Αύριο», Η ενεργειακή κρίση και η ελληνική οικονομία. Οικονομικό Επιμελητήριο της Ελλάδας.

ΥΠΕΝ (2023), «Πρόταση για την επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ»

ΡΑΕ, (2023), «Έκθεση πεπραγμένων 2021».

ΡΑΕ, (2021), «Έκθεση πεπραγμένων 2020».

Υπουργείο Οικονομικών, “Εισηγητική Έκθεση Προϋπολογισμού 2023”, Νοέμβριος 2022.

Παράρτημα 1: Κλάδοι και υποκλάδοι Πυλώνα Ενέργειας – Πράσινης μετάβασης (κατά NACE Rev.2)

05 Εξόρυξη άνθρακα και λιγνίτη
06 Άντληση αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου
25.3 Κατασκευή ατμογεννητριών, με εξαίρεση τους λέβητες ζεστού νερού για την κεντρική θέρμανση
27.1 Κατασκευή ηλεκτρικών κινητήρων, γεννητριών, μετασχηματιστών και συσκευών διανομής και ελέγχου του ηλεκτρικού ρεύματος
27.2 Κατασκευή ηλεκτρικών σπηλών και συσσωρευτών
27.32 Κατασκευή άλλων ηλεκτρονικών και ηλεκτρικών συρμάτων και καλωδίων
28.11 Κατασκευή κινητήρων και στροβίλων, με εξαίρεση τους κινητήρες αεροσκαφών, οχημάτων και δίκυκλων
28.12 Κατασκευή εξοπλισμού υδραυλικής ενέργειας
35 Παροχή ηλεκτρικού ρεύματος, φυσικού αερίου, ατμού και κλιματισμού
49.5 Μεταφορές μέσω αγωγών

Παράρτημα 2: τα επενδυτικά έργα

Για έργα για τα οποία υπήρχε κώλυμα δημοσιοποίησης κατά τη στιγμή της έκδοσης παρατίθενται μόνο γενικές πληροφορίες χωρίς μεγέθη ή και αθροίζονται μεταξύ τους. Για τα επενδυτικά έργα που σημειώνονται με (*), η ποσοτικοποίηση της επενδυτικής δαπάνης αποτελεί ίδια εκτίμηση από υπάρχουσες πηγές πληροφόρησης.

Ενέργεια – Πράσινη Μετάβαση: επενδυτικά έργα

	Επένδυση	Ύψος Επένδυσης (Capex)	Πηγές Χρηματοδότησης	Περιγραφή Έργου
1	Ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ Αττικής - Κρήτης	€1000 εκατ.*	Ίδια κεφάλαια (€200εκ.); Eurobank (€200εκ.), ΕΤΕπ (€200εκ.) και επιδότηση ΕΕ (€400εκ.)	Ηλεκτρική διασύνδεση Αττικής - Κρήτης από την εταιρεία "Ηλεκτρική Διασύνδεση Κρήτης-Αττικής (Αριάδνη)", στο πλαίσιο 35ετούς σύμβασης παραχώρησης από την 100% μητρική της εταιρεία ΑΔΜΗΕ Α.Ε. Θα δημιουργηθούν 300 νέες μόνιμες θέσεις εργασίας.
2	ΔΕΣΦΑ - Εκσυγχρονισμός - επέκταση του ΕΣΦΑ (Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου)	€550 εκατ.*		Στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-2030 του ΔΕΣΦΑ, περιλαμβάνονται 54 έργα, μεταξύ των οποίων: 1) ο αγωγός 130 χλμ, υψηλής πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία, με προϋπολογισμό € 110 εκατ., 2) η επέκταση του συστήματος μεταφοράς και στην Πάτρα, μέσω αγωγού υψηλής πίεσης και μήκους 140 χλμ, με προϋπολογισμό € 85 εκατ., που θα διασυνδέσει και τη Βιομηχανική Περιοχή, 3) νέες «έξοδοι» του υφιστάμενου συστήματος, με τις οποίες θα αποκτήσουν πρόσβαση στο φυσικό αέριο ακόμη περισσότερες πόλεις.
3	Έργα ΔΕΔΔΗΕ 2023-2026	€2400 εκατ.	Συντονισμός έκδοσης δανείου €660 εκατ. από Eurobank	Επέκταση δικτύου μέσης τάσης ώστε να είναι δυνατή η σύνδεση περισσότερων παραγωγών και η επίτευξη σταθερότητας του συστήματος.
4	ΔΕΠΑ Υποδομών	€300 εκατ.	Eurobank: €300 εκατ.	Ανάπτυξη Δικτύου Αγωγών Φυσικού Αερίου

5	ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ - Motoroil - Κατασκευή εργοστασίου ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο ως καύσιμο (CCGT)	€375 εκατ.	-	Θα ανεγερθεί στην Κομοτηνή μονάδα ισχύος 876,6 MW από την εταιρεία «Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής Μονοπρόσωπη Α.Ε.», στην οποία συμμετέχουν ισόποσα οι δύο εταίροι. Έχει κλειστεί συμφωνία με τη Siemens Energy, η οποία θα προμηθεύσει τον SGT5-9000 HL, τον πρώτο του είδους gas turbine που θα έρθει στην Ελλάδα. Σύμφωνα με τις υφιστάμενες προδιαγραφές, προβλέπεται να μειώσει τις εκπομπές CO ₂ έως και 3.700.000 τόνους ετησίως, με τη θερμική απόδοσή του να υπερβαίνει το 64%.
6	ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή - Αντλιοσταμίου Αμφιλοχίας	€600 εκατ.	ΤΑΑ: €250 εκατ., Τραπεζικός Δανεισμός, 100% κεφάλαια	Το έργο θα έχει ισχύ 680MW (παραγωγή) και 730 MW (άντληση). Θα εκμεταλλεύεται την διαφορά ύψους δύο άνω ταμιευτήρων νερού (Άγιος Γεώργιος και Πύργος με όγκους περίπου 5 εκατ. κυβικά μέτρα και 2 εκατ. κυβικά μέτρα αντίστοιχα) με έναν κάτω ταμιευτήρα (λίμνη Καστρακίου ΔΕΗ) και θα χρησιμοποιεί τη δυναμική ενέργεια του νερού για τη μετατροπή της σε ρεύμα όταν θα απελευθερώνεται από τους δύο άνω ταμιευτήρες στον κάτω. Εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ενέργειας: ~816.00 GWh.
7	LightSource bp Φ/Β	€147 εκατ.*	-	Φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 225 MW σε χορτολιβαδικές εκτάσεις των κοινοτήτων Μαυροδενδρίου, Καλαμιάς και Κοίλων Κοζάνης. Δυνατότητα επέκτασης έως τα 1500 MW, προκειμένου να συνδεθεί με άλλα έργα της LightSource bp ή άλλων ενεργειακών εταιρειών. Το έργο κατασκευάζει η εταιρία KIEFER απασχολώντας περί τους 220 εργαζόμενους (επιστημονικό προσωπικό και εργατοτεχνίτες). Σύμφωνα με την Lightsource bp, με την ολοκλήρωση του έργου οι εργαζόμενοι που θα απασχολούνται σε αυτό θα είναι περίπου 50.
8	Archirodon Enipeas Φ/Β	€350 εκατ.	-	Κατασκευή σταθμού εγκατεστημένης ισχύος 700 MW και μέγιστης ισχύος παραγωγής 630 MW στη Θεσσαλία. Το έργο αναμένεται να συμβάλει στη δημιουργία 1.100 θέσεων εργασίας κατά τη διάρκεια κατασκευής και 38 μόνιμων θέσεων εργασίας κατά τη λειτουργία του.
9	ΔΕΗ cluster Φ/Β έργων	€108 εκατ.*	-	Σύμπλεγμα 3 Φ/Β έργων, δύο εκ των οποίων ισχύος 15MW έκαστο και ένα ισχύος 200MW
10	METΩΝ Ενεργειακή - 1ο cluster Φ/Β έργων	€160 εκατ.*	-	Φωτοβολταϊκό Πάρκο ισχύος 211 MW στο χώρο του λιγνιτωρυχείου στο Αμύνταιο από την εταιρεία που έχουν συστήσει η RWE renewables (μερίδιο 51%) -και η ΔΕΗ Ανανεώσιμες (μερίδιο 49%)
11	METΩΝ Ενεργειακή - 2ο-3ο cluster Φ/Β έργων	€1200 εκατ.*	-	Φωτοβολταϊκά Πάρκα ισχύος 299 MW και 450 MW στο Αμύνταιο από την εταιρεία που έχουν συστήσει η RWE renewables (μερίδιο 51%) -και η ΔΕΗ Ανανεώσιμες (μερίδιο 49%)

12	Cantreva - ΔΕΗ Ανανεώσιμες - χαρτοφυλάκιο νέων Φ/Β	€1.200 εκατ.*	-	Πολλαπλά Φ/Β τα οποία θα αναπτυχθούν από την Cantreva και τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες σε Κοζάνη, Σέρρες, Κιλκίς, Καρδίτσα, Βόλο και άλλες περιοχές. Συνολική ισχύς περίπου 2.000 MW
13	Όμιλος Καράτζη - Φ/Β	€310 εκατ.*	-	Ανάπτυξη 4 Φ/Β στην περιοχή της Θεσσαλίας συνολικής ισχύος 395MW
14	ΓΕΚ Τέρνα - Αιολικό Πάρκο Καφηρέας	€590 εκατ.*	-	Το μεγαλύτερο αιολικό πάρκο στην Ελλάδα βρίσκεται στην Εύβοια, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 330 MW. Αναμένεται να τεθεί σε μερική λειτουργία από τα τέλη του 2022-αρχές του 2023.
15	EuroAsia Interconnector	€1575 εκατ.	Connecting Europe Facility (€657 εκατ.)	Ηλεκτρική διασύνδεση Ισραήλ – Κύπρου – Κρήτης – Ηπειρωτικής Ελλάδας
16	Τερματικός σταθμός υδροποιημένου φυσικού αερίου (FSRU) Αλεξανδρούπολης	€393,7 εκατ.	Τραπεζικός δανεισμός €200 εκατ. από ΕΤΕ	Μονάδα αεριοποίησης και φύλαξης φυσικού αερίου που θα περιλαμβάνει ειδικό πλοίο (FSRU) για την παραλαβή και προσωρινή αποθήκευση LNG (ΥΦΑ) και έναν υποθαλάσσιο αγωγό, μέσω του οποίου θα μεταφέρεται το αέριο στο εθνικό σύστημα. Κατόπιν θα μεταφέρεται μέσω του IGB στη Βουλγαρία και μέσω ενός άξονα διασυνδετηρίων αγωγών στη Σερβία και στη Ρουμανία, καθώς και στη Βόρεια Μακεδονία, μέσω της προωθούμενης διασύνδεσης με την Ελλάδα. Επενδυτικό σχήμα: ΔΕΠΑ, ΔΕΣΦΑ, Όμιλος Κοπελούζου, Gaslog
17	MotorOil - Τερματικός σταθμός υδροποιημένου φυσικού αερίου (FSRU) Κορίνθου	€300 εκατ.	-	Ο τερματικός σταθμός ΔΙΩΡΥΓΑ GAS θα βρίσκεται στην περιοχή των Αγίων Θεοδώρων, σε απόσταση 1,5 – 2 χιλιομέτρων από το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου. Θα περιλαμβάνει ειδικό πλοίο (FSRU) για την παραλαβή και προσωρινή αποθήκευση LNG (ΥΦΑ) συνολικής χωρητικότητας έως 210.000 m3. Η τροφοδοσία με ΥΦΑ θα πραγματοποιείται από πλοία μεταφοράς ΥΦΑ μέσω σύνδεσης Ship to Ship. Η μονάδα αεριοποίησης (επί του πλοίου) θα έχει δυναμικότητα 300 – 500 m3 ΥΦΑ/ ώρα.
18	Elpedison - Κατασκευή μονάδας ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου, με καύσιμο φυσικό αέριο (CCGT)	€400 εκατ.*	-	Η τρίτη μονάδα CCGT της Elpedison. Θα έχει εγκατεστημένη ισχύ 828 MW και θα επιτυγχάνει μέσο βαθμό θερμικής απόδοσης 62%.
19	Mytilineos - Κατασκευή μονάδας ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου, με καύσιμο φυσικό αέριο (CCGT)	€322 εκατ.	Δάνειο ΕΤΕπ €125εκατ.	Νέος σταθμός CCGT στον Αγ. Νικόλαο Βοιωτίας, ισχύος 826MW. Χρησιμοποιεί αεριοστρόβιλο τεχνολογίας class H, με θερμική απόδοση μεγαλύτερη από 63%, της General Electric (9HA.02). Έχει τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία. Με τη νέα μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς της Mytilineos (συμπ/νων των έργων ΑΠΕ) θα ανέρχεται πλέον σε περίπου 2.3GW.
20	Sunlight SA - Επέκταση παραγωγής μπαταριών μόλυβδου, ανάπτυξη τεχνολογίας λιθίου, νέο Logistics Center	€131,25 εκατ.	ΤΑΑ (50%), Τράπεζες (€30%, με 12% από Eurobank), Ίδια κεφάλαια (20%)	Επέκταση δυναμικότητας παραγωγής μπαταριών μόλυβδου την ανάπτυξη τεχνολογίας λιθίου, νέο Logistics Center και επιτάχυνση ψηφιακού μετασχηματισμού με εφαρμογή νεωτερισμών στην

				παραγωγή και στον περιορισμό του περιβαλλοντικού αποτυπώματος της εταιρείας.
21	Cenergy Holdings - Παραγωγή πλωτών ανεμογεννητριών	€70-100 εκατ.	-	Η Cenergy Holdings, του Ομίλου Βιοχάλκο, θα συνδυάσει την τεχνογνωσία δύο άλλων εταιρειών του, της «Ελληνικά Καλώδια» και της «Σωληνουργία Κορίνθου», προκειμένου να δημιουργήσει την πρώτη βιομηχανοποιημένη παραγωγή πλωτών ανεμογεννητριών στον κόσμο. Σε έκταση 1.000 στρεμμάτων γύρω από τις εγκαταστάσεις της χαλυβουργίας Sovel θα κατασκευαστούν πανύψηλα κτίρια με προδιαγραφές που να μπορούν να στεγάσουν τεράστιους πυλώνες, στους οποίους εσωτερικά θα τοποθετούνται καλώδια παραγωγής της θυγατρικής της Βιοχάλκο «Ελληνικά Καλώδια».
ΣΥΝΟΛΟ*		€12,497 δις		

*Ίδια εκτίμηση

Ομάδα Ανάλυσης και Έρευνας



Δρ. Τάσος Αναστασάτος | Επικεφαλής Οικονομολόγος Ομίλου Eurobank
tanastasatos@eurobank.gr | + 30 214 40 59 706



Μιχαήλ Βασιλειάδης
Ερευνητής Οικονομολόγος
mvassileiadis@eurobank.gr
+ 30 214 40 59 709



Δρ. Στυλιανός Γώγος
Ερευνητής Οικονομολόγος
sgogos@eurobank.gr
+ 30 214 40 63 456



Δρ. Δημήτριος Ξαδάκτυλος
Οικονομικός Αναλυτής
v-dexadakylos@eurobank.gr
+ 30 214 40 63 449



Μαρία Κασόλα
Ερευνήτρια Οικονομολόγος
mkasola@eurobank.gr
+ 30 210 40 63 453



Παρασκευή Πετροπούλου
Ανώτερη Οικονομολόγος
ppetroπουλου@eurobank.gr
+ 30 214 40 63 455



Δρ. Θεόδωρος Ράπανος
Ερευνητής Οικονομολόγος
trapanos@eurobank.gr
+ 30 214 40 59 711



Σιμεώνη – Ελένη Σούρσου
Junior Οικονομική Αναλύτρια
ssoursou@eurobank.gr
+ 30 214 40 65 120



Δρ. Θεόδωρος Σταματίου
Ανώτερος Οικονομολόγος
tstamatios@eurobank.gr
+ 30 214 40 59 708

Περισσότερες εκδόσεις μας διαθέσιμες στην ηλεκτρονική διεύθυνση που ακολουθεί: <https://www.eurobank.gr/en/group/economic-research>
Εγγραφείτε ηλεκτρονικά, σε: <https://www.eurobank.gr/el/omilos/oikonomikes-analuseis/forma-ekdilosis-endiaferontos>
Ακολουθήστε μας στο twitter: https://twitter.com/Eurobank_Group
Ακολουθήστε μας στο LinkedIn: <https://www.linkedin.com/company/eurobank>

DISCLAIMER

This report has been issued by Eurobank S.A. ("Eurobank") and may not be reproduced in any manner or provided to any other person. Each person that receives a copy by acceptance thereof represents and agrees that it will not distribute or provide it to any other person. This report is not an offer to buy or sell or a solicitation of an offer to buy or sell the securities mentioned herein. Eurobank and others associated with it may have positions in, and may effect transactions in securities of companies mentioned herein and may also perform or seek to perform investment banking services for those companies. The investments discussed in this report may be unsuitable for investors, depending on the specific investment objectives and financial position. The information contained herein is for informative purposes only and has been obtained from sources believed to be reliable but it has not been verified by Eurobank. The opinions expressed herein may not necessarily coincide with those of any member of Eurobank. No representation or warranty (express or implied) is made as to the accuracy, completeness, correctness, timeliness or fairness of the information or opinions herein, all of which are subject to change without notice. No responsibility or liability whatsoever or howsoever arising is accepted in relation to the contents hereof by Eurobank or any of its directors, officers or employees. Any articles, studies, comments etc. reflect solely the views of their author. Any unsigned notes are deemed to have been produced by the editorial team. Any articles, studies, comments etc. that are signed by members of the editorial team express the personal views of their author.

