



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

5 Μαρτίου 2021

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 877

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 216

Έγκριση Σχεδίου Προληπτικής Δράσης σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 2773/1999 «Απελευθέρωση Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας - Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις» (Α' 286), όπως ισχύει.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 «Για τη Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει (Α' 179), με τον οποίο ενσωματώθηκαν στην εθνική νομοθεσία οι διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/ΕΚ» (ΕΕ L 211 της 14.8.2009) και ιδίως τα άρθρα 1, 2, 3, 12, 22, 23 και 73 αυτού.

3. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 25ης Οκτωβρίου 2017 «σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010», και ιδίως τα άρθρα 8, 9 και το Παράρτημα VI αυτού.

4. Τις διατάξεις του π.δ. 139/2001 «Κανονισμός Εσωτερικής Λειτουργίας και Διαχείρισης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)» (Α' 121).

5. Τις διατάξεις του ν. 2690/1999 «Κώδικας Διοικητικής Διαδικασίας», (Α' 45), όπως ισχύει.

6. Τις διατάξεις και τα Παραρτήματα της υπό στοιχεία Δ5/Φ1/οικ.17951/08.12.2000 απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης «Κανονισμός αδειών παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (Έκδοση 1)» (Β' 1498), οι οποίες σύμφωνα με τη μεταβατική διάταξη του άρθρου 20 της υπό στοιχεία Δ5- ΗΛ/Β/Φ.1.20/543/οικ.20506 (Β' 2940/2012) απόφασης του Υφυπουργού Περιβάλλο-

ντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής «Έκδοση του Πρώτου Μέρους του Κανονισμού Αδειών "Άδεια Προμήθειας και Εμπορίας Ηλεκτρικής Ενέργειας" κατ' εφαρμογή του άρθρου 135 του ν. 4001/2011», διατηρούνται σε ισχύ κατά το μέρος που αφορούν θέματα τα οποία δεν ρυθμίζονται από τις διατάξεις της υπό στοιχεία Δ5-ΗΛ/Β/Φ.1.20/543/οικ.20506 υπουργικής απόφασης, έως την έκδοση του Δεύτερου Μέρους του Κανονισμού Αδειών.

7. Τους ειδικούς όρους σχετικά (α) με τη διατήρηση αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου (ντίζελ) και διαθεσιμότητας λειτουργίας των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο ή (β) με τη διατήρηση αποθέματος φυσικού αερίου σε εγκατάσταση αποθήκευσης, που εμπεριέχονται στις άδειες παραγωγής των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο των ELPEDISON Α.Ε. (μονάδα Θίσβης) ΑΔ-0529, ELPEDISON Α.Ε. (μονάδα Θεσσαλονίκης) ΑΔ0003, ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΔ-0006, ΗΡΩΝ II ΒΟΙΩΤΙΑΣ ΑΔ-1052, ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER ΑΔ-0648, ΔΕΗ - ΚΟΜΟΤΗΝΗ ΡΑΕ 184/2015, ΔΕΗ - ΛΑΥΡΙΟ IV ΡΑΕ 184/2015, ΔΕΗ - ΛΑΥΡΙΟ V ΑΔ-526, ΔΕΗ - ΑΛΙΒΕΡΙ ΑΔ1025, ΔΕΗ - ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΑΔ-1218, PROTERGIA ΑΔ-0813, ΑτΕ ΣΗΘΥΑ ΑΔ-135, ΑΔ-136, ΑΔ-137.

8. Τις διατάξεις του ν. 2960/2001 «Εθνικός Τελωνειακός Κώδικας» (Α' 265).

9. Την υπό στοιχεία Δ1/Β/10233/2014 απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Επέκταση Ορισμού Προστατευόμενων Καταναλωτών Κατ' Εφαρμογή του ν. 4001/2011 (Α' 179), όπως ισχύει» (Β' 1684).

10. Την υπ' αρ. 344/2014 απόφαση ΡΑΕ «Καθορισμός ανώτατου επιτρεπόμενου ορίου λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού ανά κατηγορία Πελατών φυσικού αερίου, και πρότυπης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει» (Β' 2536), όπως αυτή τροποποιήθηκε με την υπ' αρ. 1211/2018 απόφαση «Τροποποίηση της απόφασης ΡΑΕ 344/2014 «Καθορισμός ανώτατου επιτρεπόμενου ορίου λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού ανά κατηγορία Πελατών φυσικού αερίου, και πρότυπης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει» (Β' 5891) και ισχύει.

11. Την υπ' αρ. 628/2016 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση των σχεδίων Πρότυπων Συμβάσεων (i) για τη Διατήρηση Αποθέματος Εναλλακτικού καυσίμου και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και (ii), για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου κατά τα προβλεπόμενα στις παρ. 4, 5 και 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2001, όπως ισχύει» (Β' 4395), όπως ισχύει.

12. Την υπ' αρ. 500/2018 απόφαση της ΠΑΕ «Έγκριση Σχεδίου Προληπτικής Δράσης σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010» (Β' 2672 και Β' 3329 διόρθωση σφάλματος αναφορικά με τη δημοσίευση του παραρτήματος της αποφάσεως).

13. Την επικοινωνία μεταξύ της αρμόδιας Διεύθυνσης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και της ΠΑΕ, ως Αρμόδιας Αρχής, σχετικά με το υποβληθέν κατά το έτος 2018 Σχέδιο Προληπτικής Δράσης [Σχετ. 12], ήτοι (α) την υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 246372/26.09.2018 «Γνώμη της Επιτροπής της 26.09.2018 δυνάμει του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010 για το σχέδιο προληπτικής δράσης και το σχέδιο έκτακτης ανάγκης που υπέβαλε η αρμόδια αρχή της Ελληνικής Δημοκρατίας στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή», C(2018) 6113 final, (β) την υπό στοιχεία Ο - 76523/ 29.03.2019 απαντητική επιστολή της ΠΑΕ, και (γ) την υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 261773/28.05.2019 επιστολή της αρμόδιας Διεύθυνσης της Επιτροπής προς τη ΠΑΕ.

14. Την υπ' αρ. οικ. 178065/2018 απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Κανονισμός Αδειών Προμήθειας Φυσικού Αερίου» (Β' 3430).

15. Την υπ' αρ. 1287/2018 απόφαση ΠΑΕ «Ρύθμιση θεμάτων διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου για την εφαρμογή της Δράσης Δ5 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης για την κατοχύρωση της ασφάλειας εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο» (Β' 5900).

16. Την υπ' αρ. 1116/2018 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση του Κανονισμού λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς, σύμφωνα με τα άρθρα 9, 10 και 18 του ν. 4425/2016, ως ισχύει» (Β' 5914).

17. Την υπ' αρ. 567/2019 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση επικαιροποιημένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης σύμφωνα με τα άρθρα 8 και 10 του κανονισμού (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 την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010» (Β' 2501).

18. Την υπ' αρ. 1399/2020 απόφαση ΠΑΕ «Σχετικά με τα προς διάθεση προϊόντα Ανταγωνιστικής Μεταφορικής Ικανότητας στα Σημεία Διασύνδεσης του ΕΣΜΦΑ «Νέα Μεσημβρία» και «Κήποι» και Συσχετισμένης Μεταφορικής Ικανότητας στο Σημείο Διασύνδεσης «Νέα Μεσημβρία», σύμφωνα με τα άρθρα 20ΑΕ και 20ΘΑ του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ» (Β' 4622).

19. Την υπ' αρ. 755/2020 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020 - 2029» (Β' 1746).

20. Την υπ' αρ. 820/2020 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς (Β' 5914/2018)» (Β' 1941).

21. Την υπ' αρ. 1228/2020 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση του Κανονισμού Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς (Β' 5914/2018 και Β' 1941/2020). Κατάργηση της δυνατότητας υποβολής Εντολών με Αποδοχής Τιμής και Προτεραιότητας Εκτέλεσης στις Ενδοημερήσιες Δημοπρασίες» (Β' 4124).

22. Την υπ' αρ. 1412/2020 απόφαση ΠΑΕ «Επανεκδόση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, σύμφωνα με το άρθρο 96 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, στο πλαίσιο της αναδιοργάνωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου» (Β' 4658).

23. Την υπ' αρ. 1433/2020 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση Κώδικα Διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου - Έκτη Αναθεώρηση» (Β' 4799).

24. Την υπ' αρ. 1436/2020 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση Εγχειριδίου Δημοπρασιών Υγροποιημένου. Φυσικού Αερίου» (Β' 4803).

25. Την υπ' αρ. 1513/2020 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση Παραμέτρων Ετήσιου Προγραμματισμού ΥΦΑ για το έτος 2021» (Β' 5094).

26. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 17ης Απριλίου 2013, «σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, την κατάργηση της απόφασης υπό στοιχεία 1364/2006/ΕΚ και την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΚ) αριθ. 713/2009, (ΕΚ) αριθ. 714/2009 και (ΕΚ) αριθ. 715/2009».

27. Τον Κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμό (ΕΕ) 2020/389 της Επιτροπής της 31ης Οκτωβρίου 2019 «για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος».

28. Το εγχειρίδιο με τίτλο «Preventive Action Plan and Emergency Plan Good Practices» (EUR 25210 EN - 2012) που καταρτίστηκε από το Joint Research Center - Institute for Energy and Transport (εφεξής: «JRC») της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

29. Την από 16.06.2020 εγκεκριμένη μελέτη της ΠΑΕ «Εθνική Εκτίμηση Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού της Ελλάδας με φυσικό αέριο», η οποία κοινοποιήθηκε ηλεκτρονικά στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παρ. 7 του άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, μέσω της πλατφόρμας του CIRCABC (Κέντρου επικοινωνίας και ενημέρωσης για τις διοικήσεις, τις επιχειρήσεις και τους πολίτες).

30. Τη δημόσια διαβούλευση του προσχεδίου προληπτικής δράσης, η οποία πραγματοποιήθηκε αρχικώς από τις 10.11.2020 έως και τις 20.11.2020, και συνεχίστηκε, κατόπιν αποφάσεως της ΠΑΕ για παράτασή της, έως και τις 04.12.2020.

31. Τις απόψεις που υποβλήθηκαν στο πλαίσιο της ως άνω διαβούλευσης από την ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε. (υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 292563/02.12.2020) από τη ΔΕΗ Α.Ε. (υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 292699/04.12.2020), τη ΔΕΠΑ Α.Ε. (υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 292716/04.12.2020), από τη ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. - ΟΜΙΛΟΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ (υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι - 292779/07.12.2020), από τη ΔΕΣΦΑ Α.Ε. (υπό στοιχεία

PAE I - 292787/07.12.2020), καθώς και τις απόψεις που υποβλήθηκαν στο ανωτέρω πλαίσιο ως εμπιστευτικές αναφορικά με τα στοιχεία του αποστολέα τους και το περιεχόμενό τους.

32. Το από 05.02.2021 ηλεκτρονικό έγγραφο της PAE με θέμα «Greek draft Preventive Action Plan» (PAE O - 86120/05.02.2021) προς τις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών - Μελών, που ανήκουν, σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 2017/1938, στις Ομάδες Κινδύνου που ανήκει και η Ελλάδα, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 6 του άρθρου 8 του εν λόγω Κανονισμού.

33. Το από 11.02.2021 ηλεκτρονικό έγγραφο PAE I - 296625/12.02.2021 με το οποίο διαβιβάστηκαν στη PAE τα σχόλια της Αρμόδιας Αρχής της Ρουμανίας επί του κοινοποιηθέντος, με το υπ' αρ. 32 σχετικό έγγραφο της PAE, προσχεδίου προληπτικής δράσης.

34. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη PAE, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

35. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού.

Σκέφθηκε ως εξής:

Α. Αρμοδιότητα PAE

Επειδή, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 3 του ν. 4001/2011, «[η] άσκηση Ενεργειακών Δραστηριοτήτων τελεί υπό την εποπτεία του Κράτους, η οποία ασκείται από τον Υπουργό Περιβάλλοντος, Ενέργειας [...] και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (PAE) στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων τους και του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας. Ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός λαμβάνει υπόψη του τα υπάρχοντα και πιθανολογούμενα ενεργειακά αποθέματα σε εθνικό, περιφερειακό και διεθνές επίπεδο, το διακοινοτικό πρόγραμμα ανάπτυξης των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και Φυσικού Αερίου, τις τάσεις της διεθνούς αγοράς ενέργειας και αποσκοπεί: (α) Στην ολοκλήρωση της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς ενέργειας μέσω της αύξησης του διασυνοριακού εμπορίου, ώστε να επιτευχθούν, ανταγωνιστικές τιμές, υψηλότερα πρότυπα παρεχόμενων υπηρεσιών, βελτίωση της αποδοτικότητας του τομέα και ταυτόχρονα να ενισχυθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού και η αειφορία. (β) Στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας και την εφαρμογή βιώσιμης πολιτικής για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας εντός της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς. [...]».

Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 12 του ν. 4001/2011: «1. Η PAE παρακολουθεί την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, ιδίως σε σχέση με το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης στην ελληνική αγορά ενέργειας, το επίπεδο της προβλεπόμενης μελλοντικής ζήτησης, το προβλεπόμενο πρόσθετο δυναμικό παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και Φυσικού Αερίου που βρίσκεται υπό προγραμματισμό ή υπό κατασκευή, την ποιότητα και το επίπεδο συντήρησης και αξιοπιστίας των συστημάτων μεταφοράς και των δικτύων

ων διανομής, και την εφαρμογή μέτρων για την κάλυψη της αιχμής ζήτησης, καθώς και τις συνθήκες της αγοράς ενέργειας σε σχέση με τη δυνατότητα ανάπτυξης νέου παραγωγικού δυναμικού. [...]».

2. Η PAE παρακολουθεί την υλοποίηση των μέτρων διασφάλισης που λαμβάνονται σε περίπτωση αιφνίδιας κρίσης στην ενεργειακή αγορά ή όταν απειλούνται η σωματική ακεραιότητα ή η ασφάλεια των προσώπων, των μηχανημάτων ή των εγκαταστάσεων ή η αρτιότητα των συστημάτων Ενέργειας.

3. Η PAE ορίζεται ως η Αρμόδια Αρχή (Competent Authority) για τη διασφάλιση της εφαρμογής των μέτρων που ορίζονται στον Κανονισμό Ασφάλειας Εφοδιασμού του Φυσικού Αερίου 994/2010 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 20ης Οκτωβρίου 2010 (L 295). Τα οριζόμενα στις διατάξεις των άρθρων 6 και 7 του Κανονισμού 994/2010/EK ασκούνται από τη PAE με την ιδιότητα της ως Αρμόδιας Αρχής. Η PAE, με την ιδιότητά της αυτή, κατά την κατάρτιση και εφαρμογή του προληπτικού σχεδίου δράσης και του σχεδίου έκτακτης ανάγκης σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο, τα οποία προβλέπονται στην παρ. 4 του άρθρου 4 του Κανονισμού 994/2010/EK, δύναται να αναθέτει τη διεκπεραίωση ειδικά οριζόμενων καθηκόντων που σχετίζονται με τα παραπάνω σε τρίτα πρόσωπα. Η PAE παρακολουθεί και εποπτεύει την εκτέλεση των ανατιθέμενων καθηκόντων».

Επειδή, ο ανωτέρω αναφερόμενος Κανονισμός (ΕΕ) 994/2010 καταργήθηκε δυνάμει της διατάξεως του άρθρου 21 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, οι δε αναφορές στον καταργηθέντα κανονισμό νοούνται, σύμφωνα με την ίδια ως άνω διάταξη, ως αναφορές στον εν λόγω Κανονισμό σύμφωνα με τον πίνακα αντιστοιχίας που παρατίθεται στο Παράρτημα ΙΧ του τελευταίου.

Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις παρ. 2, 6, και 12 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938: «2. Η αρμόδια αρχή εκάστου κράτους μέλους, έπειτα από διαβούλευση με τις επιχειρήσεις φυσικού αερίου, τις σχετικές οργανώσεις που εκπροσωπούν τα συμφέροντα των οικιακών και βιομηχανικών πελατών φυσικού αερίου, συμπεριλαμβανομένων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, των διαχειριστών δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και η εθνική ρυθμιστική αρχή, εφόσον δεν είναι η αρμόδια αρχή, καταρτίζουν: α) σχέδιο προληπτικής δράσης, το οποίο περιέχει τα μέτρα που απαιτούνται για την εξάλειψη ή τον μετριασμό των κινδύνων που έχουν εντοπιστεί, συμπεριλαμβανομένων των αποτελεσμάτων των μέτρων ενεργειακής απόδοσης και των μέτρων από την πλευρά της ζήτησης στις κοινές και εθνικές εκτιμήσεις επικινδυνότητας και σύμφωνα με το άρθρο 9· [...]».

6. Οι αρμόδιες αρχές γειτονικών κρατών μελών διαβουλεύονται ευθέτω χρόνω μεταξύ τους με σκοπό να εξασφαλίσουν τη συνέπεια μεταξύ των σχεδίων προληπτικής δράσης τους και των σχεδίων έκτακτης ανάγκης τους.

Οι αρμόδιες αρχές ανταλλάσσουν, στο πλαίσιο κάθε ομάδας κινδύνου, προσχέδια σχεδίων προληπτικής δράσης και σχεδίων έκτακτης ανάγκης με προτάσεις συνεργασίας, το αργότερο πέντε μήνες πριν από την ημερομηνία λήξης της προθεσμίας για την υποβολή των σχεδίων. [...]

7. Τα σχέδια προληπτικής δράσης και τα σχέδια έκτακτης ανάγκης, δημοσιοποιούνται και κοινοποιούνται στην Επιτροπή έως την 1η Μαρτίου 2019. [...]

12. Τα σχέδια προληπτικής δράσης και τα σχέδια έκτακτης ανάγκης που έχουν καταρτισθεί βάσει του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010 και έχουν επικαιροποιηθεί σύμφωνα με τον εν λόγω κανονισμό, παραμένουν σε ισχύ μέχρι την πρώτη κατάρτιση των σχεδίων προληπτικής δράσης και των σχεδίων έκτακτης ανάγκης που αναφέρονται στην παρ. 1 του παρόντος άρθρου».

Επειδή, σύμφωνα με την παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 «[...] για τη χρηματοδότηση των μέτρων του σχεδίου προληπτικής δράσης, ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ εισπράττει, από όλους τους Χρήστες, τέλος ασφάλειας εφοδιασμού ανά μονάδα ποσότητας φυσικού αερίου που οι τελευταίοι παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες Φυσικού Αερίου. [...] Τα μέτρα του σχεδίου προληπτικής ανάγκης, τα οποία χρηματοδοτούνται από το τέλος ασφάλειας εφοδιασμού, αποφασίζονται από τη ΡΑΕ. [...]».

Β. Κατάρτιση Σχεδίου Προληπτικής Δράσης

Επειδή, η ΡΑΕ, μετά την διενέργεια της Εθνικής Εκτίμησης Επικινδυνότητας σύμφωνα τα οριζόμενα στο άρθρο 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 και την κοινοποίηση της προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή [Σχετ. 29], κατ' εφαρμογήν των σχετικών διατάξεων του άρθρων 8 και 9 του ίδιου Κανονισμού και του άρθρου 12 του ν. 4001/2011, κατήρτισε σχέδιο προληπτικής δράσης, επί τη βάση των αποτελεσμάτων της ως άνω εκτίμησης επικινδυνότητας. Η Εθνική Εκτίμηση Επικινδυνότητας για τα έτη 2020 - 2022 ολοκληρώθηκε τον Μάιο του έτους 2020 και αποτέλεσε τη βάση για την εκπόνηση του σχεδίου προληπτικής δράσης. Για τη διενέργεια της Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η ΡΑΕ έλαβε υπόψη τις επελθούσες σημαντικές μεταβολές σε διεθνές και εθνικό επίπεδο που δύνανται να επηρεάσουν την ενεργειακή αγορά και την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας και οι οποίες σχετίζονται με (α) την επιτευχθείσα μεταξύ Ρωσίας, Ουκρανίας και ΕΕ συμφωνίας σχετικά με τη διαμετακόμιση ρωσικού φυσικού αερίου μέσω του αγωγού Trans Balkan από την 1η Ιανουαρίου 2020, (β) την αύξηση της αδιάλειπτης δυναμικότητας στο σημείο διασύνδεσης Kulata (BG) - Sidirokastro (EL), με κατεύθυνση από Ελλάδα προς Βουλγαρία, (γ) τη λειτουργία νέου Σημείου Εισόδου στα σύνορα Βουλγαρίας - Τουρκίας, και (δ) την πανδημία COVID - 19 και τα περιοριστικά μέτρα που τέθηκαν σε ισχύ στη Χώρα. Υπό το πρίσμα των εν λόγω εξελίξεων, η Αρχή περιέγραψε και εξέτασε τους κινδύνους, που απειλούν, εν τοις πράγμασι ή δυνητικά, την ασφάλεια εφοδιασμού με αέριο της Ελλάδας, ανέλυσε με τη μέθοδο της προσομοίωσης πενήντα εννέα (59) σενάρια διαταραχής της προσφοράς ή/και ζήτησης φυσικού αερίου, εκτίμησε τις πιθανές συνέπειες στους προστατευόμενους καταναλωτές, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τη λειτουργία των βιομηχανικών μονάδων, και αποτίμησε το βαθμό επικινδυνότητας κάθε σεναρίου.

Επειδή, στόχο του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης αποτελεί η παρουσίαση κατάλληλων μέτρων (δράσεων) για τη μείωση ή την εξάλειψη των κινδύνων που δύνανται να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο. Σε αυτή την κατεύθυνση εξετάστηκαν τα υφιστάμενα μέτρα καθώς και η ανάπτυξη νέων δράσεων που σχετίζονται με την αύξηση της χρήσης των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου, την ενίσχυση της διαθεσιμότητας ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας, και την αύξηση του βαθμού ετοιμότητας των Διαχειριστών και των λοιπών εμπλεκόμενων μερών για την αντιμετώπιση κινδύνων/διαταραχών εφοδιασμού. Για τον προσδιορισμό και την αξιολόγηση των νέων δράσεων η ΡΑΕ βασίστηκε (α) στις προβλέψεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, και (β) στην αναφορά του JRC περί καλών πρακτικών για την ανάπτυξη Σχεδίων Προληπτικής Δράσης και Σχεδίων Έκτακτης Ανάγκης [Σχετ. 28]. Προς τούτο ακολούθησε τα κάτωθι βήματα:

- Προσδιορισμός των προς αντιμετώπιση σεναρίων κρίσης με βάση την Εθνική- Εκτίμηση Επικινδυνότητας και καθορισμός προτεραιοτήτων.

- Αρχικός προσδιορισμός δράσεων που κρίνονται υλοποιήσιμες και ικανές να υποστηρίξουν τους σκοπούς του Σχεδίου.

- Εκ νέου προσομοίωση των σεναρίων και αξιολόγηση αποτελεσματικότητας των δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας και τη συμμόρφωση της Χώρας με τους Κανόνες για την υποδομή και τον εφοδιασμό.

- Εκτίμηση του κόστους των δράσεων και των πιθανών επιπτώσεων τους στο περιβάλλον, στη λειτουργία της αγοράς και στην ασφάλεια εφοδιασμού άλλου κράτους μέλους.

- Ανάπτυξη και εφαρμογή μοντέλου Πολυκριτήριας Ανάλυσης Αποφάσεων για την αξιολόγηση των δράσεων.

- Βηματική προσομοίωση εφαρμογής των δράσεων και αποτίμηση της εναπομένουσας διακινδύνευσης.

Επειδή, για την αξιολόγηση αποτελεσματικότητας των δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας, η ΡΑΕ εφάρμοσε την Πολυκριτήρια Ανάλυση Αποφάσεων (Multiple Criteria Decision Analysis-MCDA) και συγκεκριμένα την Αναλυτική Ιεραρχική Διεργασία (Analytic Hierarchy Process-AHP), μεθοδολογία που θεωρήθηκε η καταλληλότερη προσέγγιση για την αξιολόγηση και ιεράρχηση των εξεταζόμενων δράσεων, καθότι επιτρέπει την ταυτόχρονη εξέταση πολλαπλών κριτηρίων αξιολόγησης και τη στάθμιση τόσο ποσοτικών όσο και ποιοτικών εκτιμήσεων για τις επιπτώσεις, τα οφέλη και την αβεβαιότητα κάθε δράσης.

Επειδή, η ΡΑΕ, έθεσε από 10.11.2020 (πρόσκληση σε δημόσια διαβούλευση: http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/101120.csp?viewMode=normal) έως και τις 04.12.2020 (πρόσκληση σε δημόσια διαβούλευση: http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/181120_3.csp?viewMode=normal) σε δημόσια διαβούλευση στην ιστοσελίδα της το προσχέδιο προληπτικής δράσης [Σχετ. 30]. Με την ολοκλήρωση της διαβούλευσης, η ΡΑΕ ανακοίνωσε τα αποτελέσματα

της διαβούλευσης, ήτοι τον πίνακα συμμετεχόντων και τα υποβληθέντα σχόλια που δεν είχαν επισημανθεί ως εμπιστευτικά (http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/history_new/2021/0701_lix_101120.csp), αφού έλαβε δε υπόψη τα υποβληθέντα στο πλαίσιο της εν λόγω διαβούλευσης σχόλια [Σχετ. 31], οριστικοποίησε το προσχέδιο προληπτικής δράσης.

Επειδή, η ΡΑΕ, με το υπ' αρ. 32 σχετικό έγγραφό της διαβίβασε στις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών - Μελών των Ομάδων Κινδύνου που ανήκει και η Ελλάδα, και κοινοποίησε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, το υπό διαβούλευση προσχέδιο προληπτικής δράσης, στο πλαίσιο διαβούλευσης μεταξύ Κρατών - Μελών κατά τα οριζόμενα στο Παράρτημα Ι και στην παρ. 6 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, προκειμένου να διασφαλισθεί, πριν από την έγκρισή του, ότι είναι συνεπές με το αντίστοιχα σχέδιά τους.

Επειδή, μέχρι τη λήξη της προθεσμίας (ήτοι 12/2/2021) που ετέθη από τη ΡΑΕ προς τις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών - Μελών στις οποίες απεστάλη το υπό διαβούλευση προσχέδιο προληπτικής δράσης, η Αρμόδια Αρχή της Ρουμανίας ήταν το μοναδικό Κράτος - Μέλος που διαβίβασε, με το Σχετ. 33, τα σχόλιά του, τα οποία και ελήφθησαν υπόψη κατά τη διαμόρφωση του τελικού Σχεδίου Προληπτικής Δράσης.

Επειδή, το κείμενο του σχεδίου προληπτικής δράσης με τίτλο «Σχέδιο Προληπτικής Δράσης», όπως διαμορφώθηκε κατόπιν των ανωτέρω, περιλαμβάνει, κατά το υπόδειγμα του Παραρτήματος VI του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, τα ακόλουθα:

(α) συνοπτική περιγραφή των βασικών στοιχείων του Περιφερειακού και του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) καθώς και των δεδομένων της ελληνικής αγοράς σχετικά με την κατανάλωση και την προμήθεια φυσικού αερίου,

(β) συνοπτική παρουσίαση των βασικών συμπερασμάτων των Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας καθώς και της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2020) και των κατευθύνσεων που αυτή θέτει για το Σχέδιο,

(γ) παρουσίαση του υπολογισμού του «Κανόνα για την υποδομή» (τύπος N-1) σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο, καθώς και των τιμών και παραδοχών που χρησιμοποιήθηκαν για τον σκοπό αυτό,

(δ) τεκμηρίωση της συμμόρφωσης της Χώρας με τον «Κανόνα για τον εφοδιασμό», παρουσίαση των εν ισχύ μέτρων και των πρόσθετων κριτηρίων που εξετάσθηκαν στο Σχέδιο για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού,

(ε) περιγραφή και αξιολόγηση των στρατηγικών και των δράσεων που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια φυσικού αερίου,

(στ) παρουσίαση επικουρικών προληπτικών μέτρων και υποχρεώσεων που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος,

(ζ) Παρουσίαση έργων υποδομής που έχουν ενταχθεί στον τέταρτο (4ο) κατάλογο Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List, Κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμός (ΕΕ) 2020/389 της Επιτροπής της 31ης Οκτωβρίου 2019 «για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος»), καθώς και των υπό εξέλιξη έργων που έχουν ενταχθεί στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ,

(η) αναφορά σε ζητήματα που αφορούν στις Υποχρεώσεις Κοινής Ωφέλειας («ΥΚΩ») στον τομέα της ασφάλειας εφοδιασμού στο φυσικό αέριο αλλά και στη διαδικασία και τα αποτελέσματα της διαβούλευσης του Σχεδίου με τα ενδιαφερόμενα μέρη,

(θ) εξέταση της ενδεχόμενης επίδρασης εφαρμογής του Σχεδίου σε γειτονικά κράτη μέλη (περιφερειακή διάσταση).

Κατόπιν των ανωτέρω και σύμφωνα με αυτά, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των κατά τις διατάξεις των άρθρων 12, 22 και 23 του ν. 4001/2011 καθώς και των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 αρμοδιοτήτων της:

1. Την έγκριση του σχεδίου προληπτικής δράσης με τίτλο «Σχέδιο Προληπτικής Δράσης», το κείμενο του οποίου προσαρτάται στην παρούσα απόφαση ως «Προσάρτημα» και αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα αυτής.

2. Την ηλεκτρονική διαβίβαση, μέσω της πλατφόρμας CIRCABC, του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης στην αρμόδια διεύθυνση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και στην Αρμόδια Αρχή της Βουλγαρίας.

3. Την ανάρτηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ.



ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

Σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010

ΑΘΗΝΑ

Φεβρουάριος 2021

ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

Εισαγωγή.....	
1 Βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	
1.1 Περιφερειακό Σύστημα Φυσικού Αερίου	
1.2 Εθνικό Σύστημα και αγορά φυσικού αερίου	
2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας	
2.1 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας.....	
2.2 Εθνική Μελέτη Επικινδυνότητας	
3 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή	
3.1 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε εθνικό επίπεδο.....	
3.2 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε περιφερειακό επίπεδο.....	
3.3 Ικανότητα αμφίδρομης ροής	
4 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό.....	
4.1 Ορισμός προστατευόμενων καταναλωτών.....	
4.2 Κανόνας Εφοδιασμού.....	
5 Προληπτικά Μέτρα	
5.1 Περιγραφή δράσεων	
5.2 Αξιολόγηση δράσεων	
6 Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις	
6.1 Ανάπτυξη προδιαγραφών και κατευθυντήριων οδηγιών για την καθιέρωση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας	
6.2 Υποχρέωση προς Διαχειριστές και κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την τήρηση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας	
6.3 Σχεδιασμός Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης για την ασφάλεια εφοδιασμού	
6.4 Υποχρεώσεις Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης.....	
6.5 Υποχρεώσεις Προμηθευτών ΦΑ	
6.6 Υποχρεώσεις κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ 98	
6.7 Απαλλαγή του πετρελαίου diesel που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης (ΕΦΚ)	
7 Έργα υποδομής.....	
8 Υποχρεώσεις κοινής ωφελείας σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού 108	
9 Διαβουλεύσεις με τα ενδιαφερόμενα μέρη	
10 Περιφερειακή διάσταση.....	

10.1	Υπολογισμός του τύπου N – 1 σε επίπεδο ομάδων κινδύνου.....
10.2	Μηχανισμοί που αναπτύχθηκαν με σκοπό τη συνεργασία
10.3	Μέτρα αλληλεγγύης.....
11	Σύνοψη - Συμπεράσματα

Εισαγωγή

Σκοπός και μεθοδολογία

Το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης (εφεξής: «Σχέδιο») καταρτίστηκε από τη ΡΑΕ, ως αρμόδια Αρχή σύμφωνα με τις προβλέψεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) 994/2010 (εφεξής: «Κανονισμός»).

Για την ανάπτυξη του Σχεδίου η ΡΑΕ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε. (ΔΕΣΦΑ), τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) και το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ).

Το Σχέδιο έχει ως στόχο να παρουσιάσει κατάλληλα μέτρα (δράσεις) για τη μείωση ή την εξάλειψη των κινδύνων που δύνανται να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο.

Η Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας για τα έτη 2020 - 2022 ολοκληρώθηκε τον Μάιο 2020 και αποτέλεσε τη βάση εκπόνησης του Σχεδίου. Η εν λόγω μελέτη εξέτασε διεξοδικά τους κινδύνους που μπορούν να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού και ανέλυσε με τη μέθοδο της προσομοίωσης 59 σενάρια πιθανών διαταραχών στην προμήθεια ή/και τη ζήτηση φυσικού αερίου. Κατά την προσομοίωση υπολογίστηκε το προκαλούμενο έλλειμμα στο ισοζύγιο μάζας φυσικού αερίου, εκτιμήθηκαν οι επιπτώσεις στην Ηλεκτροπαραγωγή, τους Βιομηχανικούς και τους Προστατευόμενους Καταναλωτές και αποτιμήθηκε ο βαθμός επικινδυνότητας κάθε σεναρίου.

Στο πλαίσιο του παρόντος Σχεδίου συνοψίζονται τα εν ισχύ μέτρα που έχουν ληφθεί για την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας και εξετάζονται νέες προληπτικές δράσεις που σχετίζονται με:

- την αύξηση της χρήσης των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου,
- την ενίσχυση διαθεσιμότητας ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας, και
- την αύξηση του βαθμού ετοιμότητας των Διαχειριστών και των λοιπών εμπλεκόμενων μερών για την αντιμετώπιση κινδύνων/διαταραχών εφοδιασμού με φυσικό αέριο.

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον προσδιορισμό και την αξιολόγηση των νέων δράσεων βασίστηκε (α) στις προβλέψεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, και (β) στην αναφορά του JRC περί καλών πρακτικών για την ανάπτυξη Σχεδίων Προληπτικής Δράσης και Σχεδίων Έκτακτης Ανάγκης¹. Τα βασικά βήματα που ακολουθήθηκαν ήταν τα παρακάτω:

1. Προσδιορισμός των προς αντιμετώπιση σεναρίων κρίσης με βάση τη Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας και απόδοση προτεραιοτήτων,
2. Αρχικός προσδιορισμός δράσεων που κρίνονται υλοποιήσιμες και ικανές να υποστηρίξουν τους σκοπούς του Σχεδίου,
3. Εκ νέου προσομοίωση των σεναρίων και αξιολόγηση αποτελεσματικότητας των δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας και τη συμμόρφωση με τους Κανόνες για την υποδομή και τον εφοδιασμό,

¹ JRC, Preventive Action Plan and Emergency Plan Good Practices, 2012

4. Εκτίμηση του κόστους των δράσεων και των πιθανών επιπτώσεών τους στο περιβάλλον, στη λειτουργία της αγοράς και στην ασφάλεια εφοδιασμού άλλου Κράτους – Μέλους («Κ-Μ»),
5. Ανάπτυξη και εφαρμογή μοντέλου Πολυκριτήριας Ανάλυσης Αποφάσεων για την αξιολόγηση των δράσεων.
6. Βηματική προσομοίωση εφαρμογής των δράσεων (risk reduction loop) και αποτίμηση της εναπομένουσας διακινδύνευσης (residual risk).

Πέραν των ανωτέρω το Σχέδιο εξετάζει την ικανότητα συμμόρφωσης με τον Κανόνα για την υποδομή (Κανόνας N-1), όπως επίσης και ένα σύνολο επικουρικών μέτρων και υποχρεώσεων που ενισχύουν την πρόληψη και την ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Τέλος, παρουσιάζει σημαντικά για την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στην τέταρτη (4η) λίστα των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List) καθώς και υπό εξέλιξη έργα που έχουν ενταχθεί στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ.

Δομή

Το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης παρουσιάζεται στο παρόν έγγραφο σύμφωνα με το υπόδειγμα του Παραρτήματος VI του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 και περιλαμβάνει τα ακόλουθα κεφάλαια:

Κεφάλαιο 1: Περιγράφονται συνοπτικά τα βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου καθώς επίσης και τα δεδομένα της Ελληνικής Αγοράς Φυσικού Αερίου σχετικά με την κατανάλωση και την προμήθεια φυσικού αερίου,

Κεφάλαιο 2: Παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά συμπεράσματα των Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας καθώς και της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2020) και οι κατευθύνσεις που θέτει για το παρόν Σχέδιο,

Κεφάλαιο 3: Παρουσιάζεται ο υπολογισμός του Κανόνα N-1 σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο, οι τιμές και παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν,

Κεφάλαιο 4: Παρουσιάζεται η τεκμηρίωση της συμμόρφωσης με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό, τα εν ισχύ μέτρα και τα πρόσθετα κριτήρια που εξετάζονται για λόγους ασφαλείας εφοδιασμού,

Κεφάλαιο 5: Παρουσιάζεται η περιγραφή και αξιολόγηση των στρατηγικών και των δράσεων που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια φυσικού αερίου,

Κεφάλαιο 6: Παρουσιάζονται επικουρικά προληπτικά μέτρα και υποχρεώσεις που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος,

Κεφάλαιο 7: Περιγράφονται έργα υποδομών για νέες πηγές προμήθειας και αποθήκευσης ΦΑ

Κεφάλαιο 8 και 9: Θίγονται ζητήματα που αφορούν στις Υποχρεώσεις Κοινής Ωφέλειας («ΥΚΩ») αλλά και στη διαδικασία και τα αποτελέσματα της διαβούλευσης του Σχεδίου με τα ενδιαφερόμενα μέρη,

Κεφάλαιο 10: Εξετάζεται η ενδεχόμενη επίδραση του Σχεδίου σε γειτονικά Κ-Μ (περιφερειακή διάσταση),

Κεφάλαιο 11: Συνοψίζονται τα βασικά συμπεράσματα του Σχεδίου.

1 Βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

1.1 Περιφερειακό Σύστημα Φυσικού Αερίου

Το Κεφάλαιο αυτό περιλαμβάνει μια σύντομη περιγραφή του Περιφερειακού Συστήματος ΦΑ για κάθε Ομάδα Κινδύνου που συμμετέχει η Ελλάδα, σύμφωνα με το υπόδειγμα Σχεδίου Προληπτικής Δράσης που περιλαμβάνεται στο Παράρτημα VI του Κανονισμού. Τα αριθμητικά δεδομένα που παρουσιάζονται έχουν υποβληθεί από τις αρμόδιες Αρχές κάθε Κράτους Μέλους, χωρίς να έχουν υποστεί κάποια περαιτέρω επεξεργασία. Τα στοιχεία που αφορούν στη Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου συλλέχθηκαν κατά τη διάρκεια του έτους 2018 (–αρχές του 2019) και παρουσιάζονται στην αντίστοιχη Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η οποία κοινοποιήθηκε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Φεβρουάριο του 2020. Επισημαίνεται ότι δεν περιλαμβάνονται πιο πρόσφατα στοιχεία καθώς και σημαντικές αλλαγές που έλαβαν χώρα στην εν λόγω περιοχή τον Δεκέμβριο του έτους 2019 και στις αρχές του έτους 2020, δεδομένα που πρόκειται να συμπεριληφθούν στην επικαιροποιημένη Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου που πρόκειται να εκπονηθεί κατά το έτος 2021.

1.1.1 «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

Το Νοτιοανατολικό τμήμα της Ευρώπης (Ρουμανία, Βουλγαρία και Ελλάδα) θεωρείται μία από τις πιο ευάλωτες περιοχές σε θέματα ασφάλειας εφοδιασμού με ΦΑ. Η Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου είναι σε πολύ μεγάλο βαθμό εξαρτώμενη από τον μεγαλύτερο πάροχο εφοδιασμού ΦΑ, τη Ρωσία. Οι εισαγώμενες ποσότητες ΦΑ από τη Ρωσία, εισέρχονται στην περιοχή μέσω του διασυνοριακού σημείου μεταξύ Ουκρανίας και Ρουμανίας στο Mediesu (EP1) και μέσω της διασύνδεσης στο Isaccea στα σύνορα μεταξύ Ρουμανίας και Μολδαβίας (EP2) (**Εικόνα 1**).



Εικόνα 1: Σημεία Εισόδου (EP) και Σημεία Εξόδου (EXP) της διαβαλκανικής περιοχής για το έτος 2019

Το ΦΑ της Ρωσίας που εισάγεται από τη Ρουμανία στο Σημείο Εισόδου 1 (EP1) είναι ένα μικρό τμήμα σε σύγκριση με την ποσότητα που εισέρχεται στο Σημείο Εισόδου 2 (EP2). Ωστόσο, μόνο ένα μικρό ποσοστό του ρωσικού ΦΑ που εισέρχεται στο Σημείο Εισόδου 2 (EP2) παραδίδεται τελικά στους καταναλωτές της Ρουμανίας, ενώ το υπόλοιπο ρέει προς το διασυνοριακό σημείο Negru-Voda της Βουλγαρίας. Το δίκτυο μεταφοράς της Βουλγαρίας περιλαμβάνει το δίκτυο μεταφοράς αερίου που προμηθεύει με ΦΑ τους τοπικούς καταναλωτές και το δίκτυο διαμετακόμισης ΦΑ που διασχίζει τη χώρα προς τα σημεία εξόδου που βρίσκονται στα σύνορα: με την Τουρκία (EXP1), την Ελλάδα (Σιδηρόκαστρο) και τη Βόρεια Μακεδονία (EXP2) (**Εικόνα 1**).

Η Ρουμανία είναι η λιγότερο εξαρτώμενη χώρα από το ρωσικό ΦΑ στην περιοχή, αφενός χάρις στην εγχώρια παραγωγή της που ανέρχεται περίπου στο 90% της συνολικής κατανάλωσης ΦΑ, αφετέρου λόγω προσθήκης ενός μικρού όγκου ΦΑ που εισάγεται από την Ουγγαρία (μέσω του Σημείου Εισόδου 3 (EXP3), **Εικόνα 1**). Από την άλλη μεριά, η μοναδική πηγή ΦΑ για τη Βουλγαρία είναι η Ρωσία, με εξαίρεση μικρή ποσότητα που οφείλεται στην εγχώρια/τοπική παραγωγή. Η Ελλάδα είναι η χώρα με τη μεγαλύτερη διαφοροποίηση σε σχέση με τις υπόλοιπες χώρες της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, διότι έχει πρόσβαση και σε άλλες πηγές ΦΑ χάρη στον τερματικό σταθμό Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) που βρίσκεται στη Ρεβυθούσα, αλλά και στο σημείο εισόδου Κήποι (Σημείο Εισόδου 4 (EXP4), **Εικόνα 1**) που συνδέει την Τουρκία με την Ελλάδα.

Παρακάτω, ακολουθεί αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε Κ-Μ της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, ήτοι της Ρουμανίας και της Βουλγαρίας. Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, που συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, περιλαμβάνεται σε επόμενο Κεφάλαιο.

1.1.1.1 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ρουμανίας

Ο πρώτος αγωγός του εθνικού συστήματος μεταφοράς της Ρουμανίας τέθηκε σε λειτουργία το 1914. Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς (ΕΣΜ) αναπτύχθηκε σταδιακά γύρω από τις περιοχές που περιέχουν μεγάλα κοιτάσματα ΦΑ στη λεκάνη της

Τρανσυλβανίας, της Oltenia και στη συνέχεια στην Ανατολή Muntenia (νότια της χώρας). Το ΕΣΜ καταλήγει στους μεγάλους καταναλωτές της περιοχής του Ploiesti - Βουκουρέστι, της Μολδαβίας, της Oltenia, καθώς και προς τις κεντρικές (Τρανσυλβανία) και τις βόρειες περιοχές της χώρας.

Τα κυριότερα μέρη του ΕΣΜ, όπως καταγράφηκαν στις 31.12.2018, είναι:

- Κύριοι αγωγοί μεταφοράς μαζί με τις συνδέσεις παροχής με συνολικό μήκος 13.381 χιλιομέτρων (km), εκ των οποίων τα 553 χιλιόμετρα αφορούν αγωγούς μεταφοράς ΦΑ σε άλλες χώρες (διεθνείς αγωγοί μεταφοράς)
- 1.130 μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του ΦΑ (1.237 για μέτρηση κατεύθυνσης)
- 58 σταθμοί ελέγχου πίεσης μέσω βαλβίδων (βανοστάσια)
- μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του εισαγόμενου ΦΑ
- μετρητικοί σταθμοί που βρίσκονται στο σύστημα των διεθνών αγωγών μεταφοράς
- 3 σταθμοί συμπίεσης ΦΑ, με κατά προσέγγιση συνολική εγκατεστημένη ισχύ 28,94 MW
- 1.039 σταθμοί καθοδικής προστασίας
- 902 σταθμοί περιορισμών των οσμών ΦΑ.

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης

Το δίκτυο του συστήματος μεταφοράς της Ρουμανίας εκτείνεται σε παραπάνω από **13,381** χιλιόμετρα (**Εικόνα 2**). Το εθνικό δίκτυο διαθέτει διασυνοριακά σημεία διασύνδεσης με τη Μολδαβία (Ungheni), την Ουκρανία (Orlovka/Isaccea και Mediesul Aurit/Tekono), τη Βουλγαρία (Negru Voda/Kardam και Giurgiu/Ruse) και την Ουγγαρία (Csanapadlota/Nadlac).



Εικόνα 2: Το σύστημα μεταφοράς της Ρουμανίας

Σταθμοί Συμπίεσης

Η δυναμικότητα συμπίεσης παρέχεται από συνολικά 3 σταθμούς συμπίεσης, που βρίσκονται στις κύριες κατευθύνσεις της μεταφοράς ΦΑ και έχουν κατά προσέγγιση εγκατεστημένη ισχύ 28,94 MW, με μέγιστη δυναμικότητα συμπίεσης 650.000 Nm³/ώρα ή 15.600.000 Nm³/ημέρα. Κατά τη χρονική περίοδο 2010-2016, σε αυτούς τους

σταθμούς συμπίεσης πραγματοποιήθηκαν όλες οι φάσεις των εργασιών αποκατάστασης / εκσυγχρονισμού.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται

Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση

Η παραγωγή ΦΑ της Ρουμανίας σταθεροποιήθηκε τα τελευταία χρόνια, ως αποτέλεσμα της παράτασης της διάρκειας ζωής των επενδύσεων στα υφιστάμενα κοιτάσματα και της ανάπτυξης νέων επενδυτικών σχεδίων. Κατά το 2017, η συνολική παραγωγή της Ρουμανίας ήταν περισσότερη από 10 GSm³, ποσότητα που αντιστοιχεί σε περίπου στο 90% της συνολικής κατανάλωσης ΦΑ στη Ρουμανία.

Εκτιμάται ότι η εκμετάλλευση των πετρελαϊκών πόρων της Μαύρης Θάλασσας θα συμβάλει σημαντικά στην εξασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας εφοδιασμού της Ρουμανίας. Με βάση το δυναμικό της Ρουμανίας, η χερσαία μαζί με την υπεράκτια παραγωγή ΦΑ, εκτιμάται ότι θα έχει τη δυνατότητα να καλύψει τη συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση ΦΑ που απαιτεί η εγχώρια βιομηχανία.

Η Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης ΦΑ έχει πρωταρχικό ρόλο στην ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με ΦΑ, παρέχοντας τη δυνατότητα εξισορρόπησης μεταξύ: εγχώριας κατανάλωσης – εγχώριας παραγωγής – εισαγωγής ΦΑ από άλλη χώρα, κυρίως με την κάλυψη της αιχμής της κατανάλωσης εξαιτίας των διαφορετικών θερμοκρασιών, καθώς επίσης και της διασφάλισης της εξισορρόπησης του εθνικού δικτύου μεταφοράς που απαιτεί ο διαχειριστής του συστήματος.

Η συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης της Ρουμανίας αυτή τη στιγμή είναι 4,5 δισεκ. κυβικά μέτρα / κύκλο, από τα οποία η ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης είναι 3,1 δισεκ. κυβικά μέτρα / κύκλο, και κατανέμεται σε επτά (7) λειτουργικές αποθήκες, εκ των οποίων οι έξι (6) ανήκουν στη Romgaz, με ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης 2,8 δισεκ. κυβικά μέτρα και η άλλη, την οποία διαχειρίζεται η Engie, με ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης 0,3 δισεκ. κυβικά μέτρα.

Πρόσθετα Στοιχεία

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πίνακας 1: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Ρουμανία

	2016	2017	2018
Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)	11,7	12,0	12,2
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	72	72	72

Πίνακας 2: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου

	2016				2017			
	Πραγματικά στοιχεία				Πραγματικά στοιχεία			
	Προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Μη προστατευόμενοι		Προστατευόμενοι πελάτες	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Μη προστατευόμενοι
Κατανάλωση αερίου (bcm)	11,7				12,0			
Οικιακός τομέας	3,01	-	-	-	3,77	-	-	-
Εμπορικός τομέας	-	-	0,77	-	-	-	-	0,80
Τηλεθέρμανση	-	-	1,12	-	-	-	-	0,91
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-	2,08	-	-	-	-	2,22
Χημική βιομηχανία	-	-	1,16	-	-	-	-	0,95
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-	0,50	-	-	-	-	0,45
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	-	1,62	-	-	-	-	1,42
Προμηθευτές τρίτων	-	-	0,49	-	-	-	-	0,50
Διάφορα (<i>Technological consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	0,95	-	-	-	-	0,98
Διάφορα (<i>Energy consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	0,004	-	-	-	-	0,004
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	72				72			
Οικιακός τομέας*	18,53	-	-	-	16,69	-	-	-
Εμπορικός τομέας*	-	-	4,74	-	-	-	-	4,64
Τηλεθέρμανση*	-	-	6,86	-	-	-	-	7,03
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)*	-	-	12,77	-	-	-	-	12,54
Χημική βιομηχανία*	-	-	7,15	-	-	-	-	8,57
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες*	-	-	3,10	-	-	-	-	3,65
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες*	-	-	9,96	-	-	-	-	9,93

Προμηθευτές τρίτων*	-	-	3,02	-	-	2,96
Διάφορα (Technological consumption related to the gas sector activities)*	-	-	5,85	-	-	6,09
Διάφορα (Energy consumption related to the gas sector activities)*	-	-	0,02	-	-	0,02
2018*						
	Εκτίμηση					Μη προστατευόμενοι
	Προστατευόμενοι πελάτες					
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί				
	12,2					
Κατανάλωση αερίου (bcm)						
Οικιακός τομέας	3,21	-				
Εμπορικός τομέας – βασικές κοινωνικές υπηρεσίες	0,86	-				
Τηλεθέρμανση	1,14	-				
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-				2,17
Χημική βιομηχανία	-	-				1,14
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-				0,62
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	1,62				-
Προμηθευτές τρίτων	-					0,48
Διάφορα (Technological consumption related to the gas sector activities)	-					0,98
Διάφορα (Energy consumption related to the gas sector activities)	-					0,004
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	72					
Οικιακός τομέας*	16,69	-				-
Εμπορικός τομέας - βασικές κοινωνικές υπηρεσίες *	4,64	-				-
Τηλεθέρμανση*	7,03	-				-
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)*	-	-				12,54
Χημική βιομηχανία*	-	-				8,57

Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες*	-	-	3,65
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες*	-	9,93	-
Προμηθευτές τρίτων*	-	-	2,96
Διάφορα (<i>Technological consumption related to the gas sector activities</i>)*	-	-	6,09
Διάφορα (<i>Energy consumption related to the gas sector activities</i>)*	-	-	0,022

*Εκτιμώμενες τιμές με βάση στοιχεία από Romanian Regulatory Energy Agency και Romanian Commission for Strategy and Prognosis

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 3: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ρουμανίας:
Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (Sm ³ /d) - 15°C/15°C				
	Είσοδος		Έξοδος		Περίοδος
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	
Csanapadlota	4.800.000,00	0	240.000,00 έως Σεπ 2019 Από Νοέμβριο 2019: 2.055.000	4.800.000,00	
Mediesul Aurit -Isaccea	34.582.656,00	0	-	-	
Isaccea II	26.926.027,00	0	-	-	
Isaccea III	23.425.656,00	0	-	-	
Isaccea I	18.759.814,00	0	-	-	
Ruse-Giurgiu	Απρ 2019 - Φεβ 2020: 2.520.000,00	0	Οκτ 2018 - Δεκ 2019: 148.800,00 Ιαν 2020 - Μαρ 2020: 2.055.000,00	0	
Negru Voda I	- Από Ιαν 2020: 4.326.720		17.437.617,00	0	
Negru Voda II	-		26.926.027,00	0	
Negru Voda III	-		23.425.656,00	0	
Ungheni	-		120.000,00	0	

Πίνακας 4: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2016-2017				
		Μ.Ο. Οκτ 2017 - 05 Μαρ 2018	Μ.Ο. Ιαν 2018	Μ.Ο. Φεβ 2018	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2018	Ημέρα αιχμής 2018
Csanapadlota	Είσοδος	5,5%	13,7%	11,1%	24,3%	01.03.2018
	Έξοδος	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	29.07.2018
Mediesul Aurit - Isaccea	Είσοδος	18,6%	21,2%	20,7%	47,6%	04.03.2018
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea II	Είσοδος	95,5%	101,6%	103,5%	100,5%	07.02.2018
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea III	Είσοδος	111,5%	118,9%	121,4%	117,6%	07.02.2018
	Έξοδος	-	-	-	-	-

Isaccea I	Είσοδος	46,2%	46,3%	48,1%	49,8%	29.11.2018
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Ruse-Giurgiu	Είσοδος	3,4%	8,3%	1,8%	1,0%	13.04.2018
	Έξοδος	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	26.09.2018
Negru Voda I	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	49,5%	49,4%	51,5%	52,2%	29.11.2018
Negru Voda II	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	95,2%	101,1%	103,2%	99,9%	07.02.2018
Negru Voda III	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	111,5%	118,6%	121,5%	117,3%	07.02.2018
Ungheni	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 5: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

	2016		2017		2018	
Χώρα	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία ²	1,30	14.012,1	1,20	12.720,0	1,44	15.565,6

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 6: Υπόγεια αποθήκευση Ρουμανίας (χειμώνας 2017-18)

Διασυνοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm ³ /d)			
	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
Επιτρέπεται	4.500,00	1.368	Δεν εφαρμόζεται	3.131	29,00	24,00	16,00	11,50

ε) Εγχώρια παραγωγή

Πίνακας 7: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ρουμανίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (MSm ³)	Ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2015	11.262,32	30,86	N/A	97,61
2016	10.434,69	28,59	N/A	87,50
2017*	10,922.34	29,92	N/A	91,02

* με βάση τις μηνιαίες εκθέσεις της Εθνικής Ρυθμιστικής Αρχής

² Σύμφωνα με υποβληθέντα στοιχεία της ΑΑ

στ) ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Έτος	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW _e)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων ΦΑ (MW _e)	Ποσοστό μονάδων ΦΑ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Συμπαράγωγή (εγκατεστημένα MW _e)	Ποσοστό μονάδων συμπαράγωγής στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW _e)	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική ισχύ ΦΑ (%)
2016	24.714,44	5.791,82	23,43	2.782,07	11,26	1.785,00	30,82
2017	24.736,26	5.788,94	23,40	2.777,13	11,23	1.785,01	30,83

Έτος	Συνολική διαθέσιμη ισχύς (MW _e)	Διαθέσιμη ισχύς μονάδων ΦΑ (MW _e)	Ποσοστό διαθέσιμης ισχύς μονάδων ΦΑ στη συνολική διαθέσιμη ισχύ (%)	Συμπαράγωγή (διαθέσιμη ισχύς) (MW _e)	Ποσοστό διαθέσιμης ισχύς μονάδων συμπαράγωγής στη συνολική διαθέσιμη ισχύ (%)	Διαθέσιμη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW _e)	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική διαθέσιμη ισχύ ΦΑ (%)
2016	20.927,93	3.737,56	17,86	1.977,83	9,45	1.261,00	33,74
2017	20.890,73	3.702,61	17,72	1.978,89	9,47	1.211,00	32,71

Πίνακας 8: Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ρουμανίας

1.1.1.2 Σύστημα Φυσικού Αερίου Βουλγαρίας³

Η κατανάλωση ΦΑ στη Βουλγαρία για το έτος 2017 ήταν περίπου 33.000 GWh, παρουσιάζοντας μικρή αύξηση σε σχέση με την αντίστοιχη κατανάλωση για το έτος 2016 (περίπου 32.000 GWh). Οι κύριοι χρήστες ΦΑ είναι εταιρείες που δραστηριοποιούνται στο χώρο της ενέργειας και της χημικής βιομηχανίας, καθώς και οι διαχειριστές του δικτύου διανομής ΦΑ ως τελικοί προμηθευτές.

Η εξάρτηση της Βουλγαρίας για το έτος 2017, αναφορικά με τις εισαγωγές ΦΑ ήταν πολύ μεγάλη, ξεπερνώντας το 95% της ζήτησης. Τα τελευταία χρόνια έχει μειωθεί αρκετά η εγχώρια/τοπική παραγωγή. Το φυσικό αέριο εισέρχεται στη Βουλγαρία από τα εδάφη των εξής χωρών: Ρωσία, Μολδαβία, Ουκρανία και Ρουμανία.

Η υποδομή του συστήματος μεταφοράς ΦΑ στην περιοχή της Βουλγαρίας, είναι ιδιοκτησίας της Bulgartransgaz EAD και αποτελείται από ένα δίκτυο μεταφοράς ΦΑ για τη μεταφορά ΦΑ σε Τουρκία, Ελλάδα και Βόρεια Μακεδονία και από μια Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης στην περιοχή του Chiren (Chiren, UGS), η οποία είναι άμεσα συνδεδεμένη με το εθνικό σύστημα μεταφοράς ΦΑ.

Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας (**Εικόνα 3**) αποτελείται από αγωγούς συνολικού μήκους 2.788 χιλιομέτρων. Το δίκτυο μεταφοράς διαθέτει διασυνοριακά σημεία σύνδεσης με τη Ρουμανία (το σημείο Negru Voda / Kardam και το Ruse / Giurgiu), την Ελλάδα (το σημείο Kulata / Sidirokastro), τη Βόρεια Μακεδονία (το Gueshevo / Jidilovo), και την Τουρκία (το Strandja / Malkoclar). Υπάρχουν ακόμα σημεία εισόδου στο σύστημα μεταφοράς από τοπική εγχώρια παραγωγή (GMS Dolni Dabnik) και παράκτια παραγωγή (GMS Galata), καθώς και ένα σημείο διασύνδεσης με την Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης στο Chiren.



Εικόνα 3: Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας

Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς έχει σκοπό τη μεταφορά του ΦΑ στους χρήστες εντός της Βουλγαρίας. Το σύστημα είναι κατασκευασμένο με αγωγούς συνολικού μήκους περίπου 1.835 χιλιομέτρων, διακλαδώσεις αγωγών υψηλής πίεσης, τρεις (3) σταθμούς συμπίεσης, σταθμούς εξισορρόπησης (gas regulating stations), μετρητικούς σταθμούς αερίου, ηλεκτρομηχανολογικό σύστημα προστασίας, εγκαταστάσεις

³ Τα στοιχεία που αναφέρονται στο παρόν κεφάλαιο έχουν υποβληθεί από την Αρμόδια Αρχή της Βουλγαρίας στο πλαίσιο εκπόνησης της Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας. Δεν έχει ενσωματωθεί το νέο σημείο εισόδου στην Βουλγαρία και στην διαβαλκανική περιοχή (σύνδεση Βουλγαρίας -Τουρκίας μέσω του αγωγού Turk Stream) το οποίο θα ενσωματωθεί στην υπό εξέλιξη επικαιροποίηση της Διαβαλκανικής Μελέτης Επικινδυνότητας.

καθαρισμού, σύστημα επικοινωνίας, πληροφοριακό σύστημα και διάφορες άλλες συμπληρωματικές εγκαταστάσεις. Η τεχνική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς είναι 7,4 δισεκ. m³/έτος και η μέγιστη επιτρεπόμενη πίεση είναι στα 54 bar.

Το Σύστημα Μεταφοράς για το Φυσικό Αέριο διαμετακόμισης έχει κύριο σκοπό τη διαμετακόμιση του ΦΑ (το συγκεκριμένο σύστημα χρησιμοποιείται επίσης για τη μεταφορά ΦΑ στους χρήστες που είναι συνδεδεμένοι με τη Βουλγαρία). Αποτελείται από δίκτυο αγωγών μήκους 953 χιλιομέτρων και έξι (6) σταθμούς συμπίεσης, ηλεκτρομηχανολογικό σύστημα προστασίας, εγκαταστάσεις καθαρισμού, σύστημα επικοινωνίας, πληροφοριακό σύστημα και διάφορες άλλες συμπληρωματικές εγκαταστάσεις. Βασικός του ρόλος είναι η μεταφορά ποσοτήτων ΦΑ από ένα σημείο εισόδου του συνόρου μεταξύ Βουλγαρίας και Ρουμανίας, σε ένα σημείο εξόδου στις χώρες: Τουρκία, Ελλάδα και Βόρεια Μακεδονία. Η τεχνική δυναμικότητα διαμετακόμισης ΦΑ του συστήματος μεταφοράς είναι περίπου 17,8 δισεκ. m³/έτος και για τις τρεις (3) κατευθύνσεις (σε κάθε χώρα) και η μέγιστη επιτρεπόμενη πίεση είναι στα 54 bar.

Η Bulgartransgaz EAD έχει κατασκευάσει και αναλάβει τη λειτουργία δύο (2) μετρητικών σταθμών με δυνατότητα αντίστροφης ροής ΦΑ, ώστε να επιτρέπονται μετρήσεις μεταξύ των ποσοτήτων του ΦΑ που υπάρχει στο δίκτυο του συστήματος μεταφοράς για ΦΑ διαμετακόμισης και του εθνικού συστήματος μεταφοράς: σταθμός GMS Ihtiman και σταθμός GMS Lozenets, μέσω των οποίων ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς μπορεί να μεταφέρει ποσότητες ΦΑ στους χρήστες και των δύο δικτύων.

Σταθμοί Συμπίεσης

Οι εγκατεστημένοι σταθμοί συμπίεσης της Βουλγαρίας είναι συνολικά δέκα (10). Πιο συγκεκριμένα:

- Το εθνικό σύστημα μεταφοράς διαθέτει τρεις (3) σταθμούς συμπίεσης, Kardam-1, Valchi Dol CS και Polski Senovec CS, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 49 MW.
- Το δίκτυο του συστήματος μεταφοράς για ΦΑ διαμετακόμισης διαθέτει έξι (6) σταθμούς συμπίεσης, Kardam-2, Provadia, Lozenets, Strandzha, Ihtiman και Petrich, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 270 MW.
- Η Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης ΦΑ στο Chiren UGS διαθέτει επίσης σταθμό συμπίεσης με κατά προσέγγιση συνολική εγκατεστημένη ισχύ 9 MW.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται

Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση

Η εγχώρια παραγωγή καλύπτει λιγότερο από το 5% της ετήσιας κατανάλωσης, ενώ το υπόλοιπο καλύπτεται μέσω εισαγωγών ΦΑ. Όσον αφορά στην υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης στο Chiren, με την ονομασία Chiren UGS, είναι κατασκευασμένη στην περιοχή του χωριού του Chiren σε μια διαμορφωμένη κοιλάδα με ήδη εξαντλημένα κοιτάσματα συμπυκνωμένου ΦΑ. Η εγκατάσταση είναι εξοπλισμένη με εξειδικευμένες υπόγειες και επιδαπέδιες εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητες για την εξασφάλιση της έγχυσης, της απόληψης και της ποιότητας του αποθηκευμένου αερίου. Η εγκατάσταση Chiren UGS διαθέτει 24 τρυπάνια σε λειτουργία και ένα σταθμό συμπίεσης. Η τεχνική δυναμικότητα της εγκατάστασης Chiren UGS είναι 550 εκατομμύρια κυβικά μέτρα (1.300 MSm³ της συνολικής χωρητικότητας ΦΑ μείον τα 750 MSm³ του αερίου που καταλαμβάνει το λεγόμενο μαξιλάρι ασφαλείας αερίου).

Η τεχνική δυναμικότητα της έγχυσης και της παραγωγής της εγκατάστασης Chiren UGS δίδονται παρακάτω:

Πίνακας 9: Δυναμικότητες έγχυσης και παραγωγής της εγκατάστασης αποθήκευσης Chiren UGS

Τεχνική δυναμικότητα	Έγχυση	Παραγωγή
Μέγιστη ημερήσια	3,105 mcm/ημέρα	3,341 mcm/ημέρα
Ελάχιστη ημερήσια	0,4645 mcm/ημέρα	0,4645 mcm/ημέρα

(σε πρότυπες συνθήκες θερμοκρασίας $T=15^{\circ}\text{C}$ και πίεσης $P=0,101325\text{ MPa}$)

Πρόσθετα Στοιχεία

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πίνακας 10: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Βουλγαρία

	2016	2017	2018
Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)	3,0	3,1	3,0
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	14,1	16,1	15,1

Πίνακας 11: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου

	2016				2017			
	Πραγματικά στοιχεία				Πραγματικά στοιχεία			
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι		Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί
Κατανάλωση αερίου (bcm)	3,0				3,1			
Βιομηχανία	0,13		1,37		0,10		1,41	
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04		0,46		0,04		0,47	
Τηλεθέρμανση	0,06		0,68		0,06		0,72	
Οικιακός τομέας	0,07		0,00		0,08		0,00	
Άλλα	0,02		0,20		0,02		0,21	
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	14 / 20.01.2016				16,1 / 10.01.2017			
Βιομηχανία	0,74		5,74		0,59		6,75	
Ηλεκτροπαραγωγή	0,75		1,94		0,76		2,24	
Τηλεθέρμανση	0,16		2,84		0,17		3,42	
Οικιακός τομέας	0,59		0,00		0,69		0,00	
Άλλα	0,46		0,83		0,48		0,99	

	2018			
	Εκτίμηση			
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί		
Κατανάλωση αερίου (bcm)	3,0			
Βιομηχανία	0,15			1,37
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04			0,45
Τηλεθέρμανση	0,06			0,64
Οικιακός τομέας	0,09			0,00
Άλλα	0,02			0,21
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	15,1			
Βιομηχανία	0,83			6,21
Ηλεκτροπαραγωγή	0,73			2,05
Τηλεθέρμανση	0,15			2,91
Οικιακός τομέας	0,75			0,00
Άλλα	0,50			0,97

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 12: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Βουλγαρίας:
Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (MSm ³ /d)				
	Είσοδος		Έξοδος		Περίοδος
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	19,92			7,29	
Negru Voda 2, 3 (RO)/Kardam (BG)	57,25				
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR	4,2	0,59	10,882	0,147	
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	0,15		0,732		
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)			2,53		
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)			44,35		

Πίνακας 13: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2017-2018				
		Μ.Ο. Οκτ 2017 - 05 Μαρ 2018	Μ.Ο. Ιαν 2018	Μ.Ο. Φεβ 2018	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2018	Ημέρα αιχμής 2018
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	Είσοδος	40	43	45	46	75
	Έξοδος	0	0	0	0	0
Negru Voda 2, 3 (RO)/Kardam (BG)	Είσοδος	93	97	92	87	98
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	Είσοδος	6	10	2	9	4
	Έξοδος	93	90	99	91	99
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	Είσοδος	0	0	0	0	0
	Έξοδος	9	22	5	2	29
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)	Είσοδος	34	48	57	33	62
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	Έξοδος	0	0	0	0	0
	Είσοδος	94	97	98	86	100

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 14: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

	2016		2017		2018	
Χώρα	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία	2,9	30.758	3,0	32.793	3,0	31.630

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 15: Υπόγεια αποθήκευση Βουλγαρίας (χειμώνας 2017-18)

Υπόγεια αποθήκευση (χειμώνας 2017-18)	Διασυννοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm ³ /d)			
		(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
UGS CHIREN	Επιτρέπεται	1.300	750	248	550	0	3,2	2,85	2,1

ε) Εγχώρια παραγωγή

Πίνακας 16: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Βουλγαρίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (GSm ³)	Ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή* (MSm ³ /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2015	0,078	0,21	0,34	3
2016	0,072	0,2	0,416	2,5
2017	0,055	0,5	0,373	2

στ) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Η συνολική δυναμικότητα παραγωγής ισχύος στη Βουλγαρία είναι 12.500 MWe. Προς το παρόν, η παραγωγική δυναμικότητα ΦΑ είναι 630 MWe (5% της συνολικής). Επιπλέον, ένα σημαντικό μέρος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με άνθρακα χρησιμοποιεί ΦΑ για την ανάφλεξη.

Επί του παρόντος, η συνολική δυναμικότητα συμπαραγωγής στη Βουλγαρία είναι 505 MWe (4% της συνολικής), από την οποία τα 470 MWe είναι για σταθμούς τηλεθέρμανσης που χρησιμοποιούν ΦΑ ως κύριο καύσιμο.

1.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Η Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» αποτελείται από τις εξής χώρες: Αυστρία, Κροατία, Γαλλία, Ελλάδα, Ιταλία, Μάλτα, Πορτογαλία, Ισπανία και Σλοβενία.

Οι παραπάνω χώρες απεικονίζονται στην **Εικόνα 4**.



Εικόνα 4: Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Παρακάτω ακολουθεί συνοπτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία». Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, που συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, περιλαμβάνεται σε επόμενο Κεφάλαιο.

1.1.2.1 Συστήματα Φυσικού Αερίου στην Ομάδα Κινδύνου

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται ονομαστικά τα σημεία διασύνδεσης ανά συμμετέχουσα χώρα.

Σημεία Διασύνδεσης

Πίνακας 17: Σημεία διασύνδεσης ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Κράτος -Μέλος	Σημεία διασύνδεσης						
	1	2	3	4	5	6	7
Αυστρία	Oberkap pel (Αυστρία<- >Γερμανία)	Überackern (Αυστρία<- >Γερμανία)	Arnoldst ein (Αυστρία<- >Ιταλία)	Baumgar ten (Αυστρία<- >Σλοβακία)	Mosonmagyá ronár (Αυστρία - >Ουγγαρία)	Murfeld/Ce ršak (Αυστρία - >Σλοβενία)	

Κροατία	Rogatec (με Σλοβενία)	Drávaszerda hely (με Ουγγαρία)					
Γαλλία	VIP Pirineos (Larrau και Biriatiou)	Oltingue	Jura	Alvering em	Taisnieres	Dunkerque	Obergailb ach
Ελλάδα	Kipi (TR) / Kipi (GR)	Sidirokastro					
Ουγγαρία	Beregda róc						
Ιταλία	Mazara del vallo	Gela	Tarvisio	Gorizia	Gries Pass		
Μάλτα							
Πορτογαλία	Campo Maior	Valenca do Minho					
Ισπανία	Tarifa	Almeria	Larrau	Irun	Badajoz	Tuy	
Σλοβενία	Sempet er	Rogatec	Cersak				

Μήκος Δικτύου αγωγών κάθε χώρας, σε δίκτυο μεταφοράς και δίκτυο διανομής

Πίνακας 18: Μήκος δικτύου αγωγών φυσικού αερίου (μεταφορά και διανομή) ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Κράτος-Μέλος της ομάδας Κινδύνου Αλγερίας*	Δίκτυο αγωγών (km)	Δίκτυο Μεταφοράς (km)	Δίκτυο Διανομής (km)
Αυστρία	42.829	3.092	39.737
Κροατία	2.694	952	1.742
Γαλλία	37.253	8.760	28.493
Ελλάδα	-	1465,13	-
Ιταλία	34.006	N/A	N/A
Μάλτα	N/A	N/A	N/A
Πορτογαλία	1.375	N/A	N/A
Ισπανία	81.000	N/A	N/A
Σλοβενία	1.121	N/A	N/A

*Τα στοιχεία για την Ελλάδα παρουσιάζονται στα επόμενα Κεφάλαια

Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ

Πίνακας 19: Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Κράτος-Μέλος της Ο.Κ.	Τοποθεσία Εγκατάστασης ΥΦΑ	Δυναμικότητα εγκατάστασης ΥΦΑ (2016)
-----------------------	-------------------------------	--

Αυστρία	N/A	N/A
Κροατία	N/A	
Γαλλία	Dunkerque, Montoir-de-Bretagne, Fos-Cavaou και For-Tonkin	1.370.000 m ³
Ιταλία	Adriatic (Cavarzere) offshore, Panigaglia, Livorno offshore	427.160 m ³
Μάλτα	N/A	N/A
Πορτογαλία	Sines	390.000 m ³
Ισπανία	Barcelona, Cartagena, Huelva, BBG, Sagunto και Reganosa	3.308.680 m ³
Σλοβενία	N/A	
Ελλάδα	Revithoussa	130000 m ³

1.1.2.2 Πρόσθετα στοιχεία

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Η συνολική ετήσια κατανάλωση (έτος 2016) του συνόλου των χωρών που συμμετέχουν στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» κυμαίνεται περίπου στις 1.778.493 GWh, ενώ η ανώτατη συνολική ημερήσια ζήτηση κυμαίνεται περίπου στις 10.577 GWh/ημέρα.

Πίνακας 20: Ποσότητες κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία», για το έτος 2016

Κατανάλωση φυσικού αερίου(GWh) (Στοιχεία 2016)					
	Συνολική Ετήσια κατανάλωση	Κατανάλωση κατά τη θερινή περίοδο	Κατανάλωση κατά τη χειμερινή περίοδο	Μέγιστη ημερήσια κατανάλωση	Ελάχιστη ημερήσια κατανάλωση
Αυστρία	87.914	27.380	66.561	600	90
Κροατία	27.141	8.698	20.232	175	23
Γαλλία	491.332	144.711	355.869	3.153	416
Ελλάδα	44.419	19.215	29.568	276	40
Ιταλία	742.453	257.161	506.836	4.481	836
Μάλτα	118	-	118	-	-
Πορτογαλία	54.513	27.120	32.520	247	72
Ισπανία	321.443	137.419	191.486	1.589	567
Σλοβενία	9.278	3.304	6.305	56	13
ΣΥΝΟΛΟ	1.778.493	625.008	1.209.495	10.577	2057

β) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Η περιοχή που αφορά την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» περιλαμβάνει 4 σημεία διασύνδεσης (υποθαλάσσιους αγωγούς), μέσω των οποίων εισάγεται αέριο από την

Αλγερία, δύο στην Ισπανία (Tarifa και Almeria) και δύο στην Ιταλία (Mazara del Vallo και Gela), με συνολική δυναμικότητα της τάξης των 1,961 GWh/d.

Επιπλέον, η περιοχή διαθέτει 16 μονάδες αεριοποίησης. Ο όγκος ΥΦΑ από Αλγερία που παρελήφθη από τις ανωτέρω μονάδες αεριοποίησης ήταν 110 TWh κατά το έτος 2016 και 90 TWh⁴ κατά το έτος 2017.

Συνολικά, οι εισαγωγές ΦΑ από Αλγερία για την ομάδα κινδύνου εκτιμώνται στο 27% επί των συνολικών εισαγωγών των Κ-Μ που την απαρτίζουν για το έτος 2016 και στο 23% για το έτος 2017.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται αναλυτικά τα ποσοστά αλγερινού ΥΦΑ ανά χώρα εισαγωγής (εκτίμηση ENTSG-Union Wide Simulation).

Πίνακας 21: Συμμετοχή αλγερινού ΥΦΑ στο σύνολο προμηθειών ΥΦΑ κάθε Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία»

Κ-Μ της Ο.Κ.	Ποσοστό συμμετοχής αλγερινού ΥΦΑ στο σύνολο των προμηθειών ΥΦΑ
Αυστρία	0
Κροατία	0
Γαλλία	67%
Ιταλία	3%
Μάλτα	0
Πορτογαλία	12%
Ισπανία	21%
Σλοβενία	0
Ελλάδα	100%

γ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 22: Εγκαταστάσεις αποθήκευσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία»

Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία»	Αριθμός Εγκαταστάσεων Αποθήκευσης	Συνολική δυναμικότητα (working gas) (TWh)	Ικανότητα έγχυσης (GWh/d)	Ικανότητα απόληψης (GWh/d)
Αυστρία	11	90.552	N/A	1.038
Κροατία	1	5.065	45.43	60.57
Γαλλία	15	134.465	1.220	2.389
Ιταλία	12	194.526	N/A	2.868
Μάλτα	0	N/A	N/A	N/A
Πορτογαλία	1	3.839	24	129
Ισπανία	4	32.059	127	239
Σλοβενία	0	N/A	N/A	N/A

⁴ Συμπληρωματική χρήση στοιχείων από BP Statistical Review και ENTSG .

Ελλάδα	0	N/A	N/A	N/A
--------	---	-----	-----	-----

δ) Εγχώρια παραγωγή

Η παραγωγική δραστηριότητα των Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα. Η συνολική παραγωγική ικανότητα αντιστοιχεί περίπου σε 262 GWh/έτος.

Πίνακας 23: Παραγωγή φυσικού αερίου ανά ΚΜ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» και συμμετοχή στην ετήσια κατανάλωση, για το έτος 2016

Παραγωγή ΦΑ κατά το έτος 2016 (GWh)			
	Μέγιστη Παραγωγή	Συνολική κατανάλωση 2016	Ποσοστό παραγωγής σε σχέση με την συνολική ετήσια κατανάλωση
Αυστρία	41	87.914	0,05%
Κροατία	37	27.141	0,14%
Γαλλία	-	491.332	-
Ελλάδα	-	44.419	-
Ιταλία	179	742.453	0,02%
Μάλτα	-	-	-
Πορτογαλία	-	54.513	-
Ισπανία	5	321.443	0,00%
Σλοβενία	-	9.278	-
ΣΥΝΟΛΟ	262	1.778.493	0,01%

ε) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Πίνακας 24: Εγκαταστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία»

Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΑ (MWe)	
Αυστρία	4.820
Κροατία	731
Γαλλία	11.679
Ελλάδα	5.202
Ιταλία	39.510
Μάλτα	358
Πορτογαλία	3.829
Ισπανία	32.323
Σλοβενία	84
ΣΥΝΟΛΟ	98.536

1.1.3 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Η Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία» αποτελείται από τις εξής χώρες: Αυστρία, Βουλγαρία, Κροατία, Τσεχία, Γερμανία, Ελλάδα, Ουγγαρία, Ιταλία, Λουξεμβούργο, Πολωνία, Ρουμανία, Σλοβενία και Σλοβακία.

Οι παραπάνω χώρες απεικονίζονται στην **Εικόνα 5**.



Εικόνα 5: Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Παρακάτω ακολουθεί περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε κράτος μέλος της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία». Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, που συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, περιλαμβάνεται σε επόμενο Κεφάλαιο.

1.1.3.1 Συστήματα Φυσικού Αερίου στην Ομάδα Κινδύνου

Αυστρία

Το σύστημα μεταφοράς της Αυστρίας αποτελείται από αγωγούς μήκους 1.690 χιλιομέτρων (km). Διαθέτει έξι σημεία διασύνδεσης με άλλες χώρες, δύο με τη Γερμανία (το Oberkappel και το Überackern/Burghausen), ένα με τη Σλοβακία (Baumgarten), ένα με την Ουγγαρία (Mosonmagyaróvár), ένα με τη Σλοβενία (Murfeld/Ceršak) και ένα με την Ιταλία (Arnoldstein/Tarvisio). Το πιο σημαντικό Σημείο Εισόδου όσον αφορά στην τεχνική δυναμικότητα είναι το Baumgarten (το οποίο έχει τεχνική δυναμικότητα 217,42 εκατομμύρια κυβικά μέτρα ανά ημέρα⁵) και από το οποίο εισέρχεται ΦΑ από τη Ρωσία (χονδρικά το 80% των συνολικών εισαγωγών). Η εγχώρια παραγωγή της Αυστρίας μειώθηκε κατά το τελευταίο έτος σε περίπου 1 GSm³ σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης Φυσικού αερίου έχουν συνολική χωρητικότητα (όγκο λειτουργικής ικανότητας/ωφέλιμο όγκο δεξαμενής) 8,53 GSm³. Η χωρητικότητα

⁵10,6167 kWh/Sm³, 15° C, 1 bar.

των εγκαταστάσεων αποθήκευσης που είναι άμεσα συνδεδεμένες με το σύστημα Φυσικού Αερίου ΑΤ είναι 5,75 GSm³.

Η συνολική ετήσια τελική κατανάλωση της Αυστρίας για το 2015 ήταν 5,3 GSm³, ενώ το μεγαλύτερο ποσοστό αυτής σχετίζεται με τον βιομηχανικό τομέα (3,0 GSm³).

Βουλγαρία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου.

Κροατία

Το σύστημα μεταφοράς της Κροατίας αποτελείται από αγωγούς με συνολικό μήκος 2.765 χιλιομέτρων. Το σύστημα μεταφοράς διαθέτει διασυνοριακά σημεία διασυνδέσεων με τη Σλοβενία (Rogatec) και την Ουγγαρία (Dravaszerdahely), που συνήθως χρησιμοποιούνται για την εισαγωγή ΦΑ. Υπάρχουν επίσης 7 σημεία εισόδου από σταθμούς παραγωγής ΦΑ και ένα σημείο διασύνδεσης με την υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης στο Okoli.

Οι ανάντη αγωγοί που βρίσκονται στην Αδριατική θάλασσα χρησιμοποιούνται για να εξάγουν το ΦΑ της Κροατίας στην Ιταλία. Τα πεδία αερίου Panon συνδέονται με ανάντη αγωγούς στο δίκτυο μεταφοράς καθώς και στην υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης φυσικού αερίου του Okoli.

Η εγκατάσταση αποθήκευσης ΦΑ Okoli (553 εκατομμύρια κυβικά μέτρα) βρίσκεται στην τοποθεσία Okoliand και ανήκει στην εταιρεία «Underground Gas Station d.o.o.».

Η Κροατία πρόκειται να εγκαταστήσει ένα σταθμό ΥΦΑ - LNG στο νησί Krk, με αποθηκευτική ικανότητα της τάξης των 265.000 m³ ΥΦΑ, με ονομαστική δυναμικότητα αεριοποίησης 8 δισεκατομμύρια m³ ΦΑ το χρόνο.

Το 2016 η συνολική κατανάλωση ήταν 106 MSm³.

Τσεχία

Το σύστημα μεταφοράς της Τσεχίας αποτελείται από αγωγούς με συνολικό μήκος 2.637 χιλιομέτρων. Επιπροσθέτως, υπάρχει ακόμα ένα σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου με μήκος αγωγών 1.181 χιλιόμετρα (km) (με βάση τα πραγματικά δεδομένα για το έτος 2018). Στο σύστημα μεταφοράς υπάρχουν τρία διασυνοριακά σημεία διασυνδέσεων με τη Γερμανία (Hora Svaté Kateřiny, Brandov, Waidhaus), ένα με την Πολωνία (Cieszyn), ένα με τη Σλοβακία (Lanžhot) και ένα σημείο Εισόδου με τη Γερμανία (Olbernhau). Το αποθηκευτικό σύστημα βρίσκεται σε οκτώ συγκεκριμένες τοποθεσίες (Tvrdonice, Dolní Dunajovice, Štamberk, Lobodice, Třanovice, Hájek, Uhřetice, Dambořice) με συνολικό όγκο αποθήκευσης τα 3.177 εκατομμύρια m³.

Το 2017 η συνολική κατανάλωση ήταν 8.527 εκατομμύρια m³.

Γερμανία

Το σύστημα μεταφοράς της Γερμανίας έχει συνολικό μήκος 38.000 χιλιομέτρων, το οποίο χωρίζεται σε δύο κύριες περιοχές, μία που προμηθεύει με ΦΑ τύπου L-Gas και η άλλη που προμηθεύει με ΦΑ τύπου H-Gas. Το σύστημα μεταφοράς που προμηθεύει με H-Gas είναι διασυνδεδεμένο με τη Δανία, (1 διασύνδεση), με τη Νορβηγία και τα πεδία ΦΑ που βρίσκονται στη Βόρεια Θάλασσα (2 διασυνδέσεις), με την Ολλανδία (2 διασυνδέσεις), το Βέλγιο (1 διασύνδεση), το Λουξεμβούργο (1 διασύνδεση), τη Γαλλία (1 interconnection), την Ελβετία (1 διασύνδεση), την Αυστρία (4 σημεία διασυνδέσεων στις τοποθεσίες: Überacker/Burghausen, Kiefersfelden, Oberkappel και Lindau), την Τσεχία (5 διασυνδέσεις: Brandov/Stegal, Olbernhau/Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny/Deutschneudorf, Opal/Brandov and Waidhaus), την Πολωνία (2 σημεία

διασυνδέσεων: στο Mallnow και στο Lasów), και τη Ρωσία (1 διασύνδεση). Το σύστημα μεταφοράς που προμηθεύει με L-Gas διαθέτει 4 σημεία διασύνδεσης με την Ολλανδία. Το σύστημα αποθήκευσης ΦΑ αποτελείται από 37 εγκαταστάσεις με συνολική αποθηκευμένη ποσότητα 225,3 GSm³ (από τα οποία τα 2,1 GSm³ είναι αποκλειστικά για τύπου L-Gas). Η εγχώρια παραγωγή για το έτος 2016 ανήλθε σε περισσότερα από 6,5 GSm³ έναντι της εγχώριας κατανάλωσης, που ανήλθε περίπου στα 84 GSm³. Τέλος, στη Γερμανία δεν υπάρχει εγκατάσταση αεριοποίησης ΥΦΑ.

Ελλάδα

Βλ. επόμενα Κεφάλαια.

Ουγγαρία

Το σύστημα μεταφοράς της Ουγγαρίας διαθέτει αγωγούς μεταφοράς με συνολικό μήκος 5.928 χιλιόμετρα (km). Το σύστημα μεταφοράς ΦΑ έχει διασυνδεδεμένα σημεία διασύνδεσης με την Ουκρανία (Beregdaroc), τη Σλοβακία (Balassagyarmat), την Αυστρία (Mosonmagyaróvár), την Κροατία (Dravaszerdahely), τη Ρουμανία (Csanadpalota) και ένα μόνο σημείο εξόδου με τη Σερβία (Kiskundorozsma). Το σύστημα αποθήκευσης της Ουγγαρίας αποτελείται από πέντε (5) μονάδες αποθήκευσης με συνολική χωρητικότητα (ωφέλιμος όγκος) 6,330 GSm³. Η μέση συνολική ετήσια κατανάλωση κυμαίνεται μεταξύ των 9 και των 10 GSm³, σύμφωνα με τις ενδείξεις των τελευταίων ετών, στο επίπεδο του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς. Η εγχώρια παραγωγή ανέρχεται μέχρι και το 20% της ετήσιας κατανάλωσης, αλλά η μέση παραγωγή υπολογίζεται στα 1,61 GSm³/έτος (σύμφωνα με τα δεδομένα της περιόδου 2014-2016).

Ιταλία

Το ιταλικό σύστημα μεταφοράς εκτείνεται σε παραπάνω από 32.000 χιλιόμετρα (km). Το συγκεκριμένο δίκτυο έχει διασυνδεδεμένα σημεία διασύνδεσης με την Αυστρία (Tarvisio/Arnoldstein), τη Σλοβενία (Gorizia/Sempeter) και την Ελβετία (Griess Pass). Επίσης, η Ιταλία προμηθεύεται ΦΑ μέσω δύο υπεράκτιων διασυνδέσεων: τον αγωγό Transmed (με την Τυνησία και την Αλγερία) και τον αγωγό Greenstream (με τη Λιβύη). Η κατασκευή μιας νέας εγκατάστασης διασύνδεσης βρίσκεται σε εξέλιξη και θα τεθεί σε λειτουργία το 2020. Υπάρχουν τρία (3) σημεία εισόδου για εγκαταστάσεις ΥΦΑ, (το Panigaglia, το Livorno και το Cavarzere) και δώδεκα σημεία εξόδου από μονάδες αποθήκευσης με συνολική χωρητικότητα περίπου 17 GSm³. Η εγχώρια παραγωγή (που ανήλθε στα 5,6 GSm³/έτος για το έτος 2016) υποδεικνύει μια ιστορικά φθίνουσα τάση στην παραγωγή, οφειλόμενη στη μείωση των εγχώριων πηγών, που όμως δεν αντισταθμίζεται επαρκώς από νέα έργα ανάπτυξης στην παραγωγή.

Το έτος 2017, η συνολική κατανάλωση ΦΑ στην Ιταλία ανήλθε στα 75,1 GSm³.

Λουξεμβούργο

Το σύστημα μεταφοράς του Λουξεμβούργου διαθέτει αγωγούς μεταφοράς υψηλής πίεσης με συνολικό μήκος 281,8 χιλιόμετρα (km). Η υποδομή του συστήματος μεταφοράς ανήκει σε και λειτουργεί από την τοπική εταιρία Creos. Ο εφοδιασμός του Λουξεμβούργου με ΦΑ διασφαλίζεται κυρίως μέσω τριών (3) σημείων εισόδου, δύο (2) από το Βέλγιο και ένα (1) από τη Γερμανία. Μια μικρή σε δυναμικότητα διασύνδεση που υπήρχε με τη Γαλλία σταμάτησε να λειτουργεί το 2016. Τα δύο σημεία εισόδου από το Βέλγιο εξασφαλίζουν συνολική τεχνική δυναμικότητα της τάξης των 180.000 Nm³/ώρα. Η τεχνική δυναμικότητα του σημείου εισόδου με τη Γερμανία περιορίζεται στα 150.000 Nm³/ώρα, ενώ η ελάχιστη παροχή θα πρέπει να είναι στα 90.000 Nm³/ώρα, ώστε να ικανοποιείται ο κανόνας υποδομής N-1.

Η συνολική τεχνική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς ανέρχεται στα 330.000 Nm³/ώρα.

Το σύστημα μεταφοράς μεταφέρει το ΦΑ σε 59 υποσταθμούς μείωσης της πίεσης (ώστε να εισαχθεί στο σύστημα διανομής και από εκεί στους οικιακούς πελάτες).

Επί του παρόντος δεν υπάρχει δυνατότητα διαμετακόμισης λόγω λειτουργικών περιορισμών. Επίσης δεν υπάρχει άλλη τροφοδοσία ή εγκατάσταση αποθήκευσης που να συνδέεται με το σύστημα μεταφοράς.

Η μεγαλύτερη αιχμή του συστήματος (η μέγιστη ζήτηση σε ΦΑ), που έχει καταγραφεί την τελευταία δεκαετία, έλαβε χώρα το 2012 και ανήλθε στα 296.550 Nm³/ώρα. Ωστόσο, λόγω του παροπλισμού του σταθμού παραγωγής με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine), τον Ιούλιο του 2016, ο οποίος είχε τεχνική δυναμικότητα 375MWe, η αιχμή του συστήματος μειώθηκε σημαντικά στα 204.780 Nm³/ώρα το 2016.

Εξαιτίας των απαιτήσεων της αγοράς του Λουξεμβούργου καθώς και του παροπλισμού του σταθμού παραγωγής με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT), μεγαλύτερη ποσότητα Φυσικού Αερίου προέρχεται από το Βέλγιο παρά από τη Γερμανία. Το έτος 2017, το ποσοστό ροών του ΦΑ που προήλθε από το Βέλγιο ήταν 70,7%.

Πολωνία

Κατά το τέλος του έτους 2016, το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας διέθετε αγωγούς μεταφοράς υψηλής πίεσης με συνολικό μήκος 10.989 χιλιόμετρα (km). Το δίκτυο μεταφοράς της Πολωνίας είναι σχεδιασμένο έτσι ώστε να αποτελείται από δύο συνεργαζόμενα συστήματα που καλύπτουν το αέριο υψηλής και το αέριο χαμηλής θερμιδικής αξίας (high- and low-calorific gas – υψηλής και χαμηλής απόδοσης). Επιπρόσθετα, υπάρχει ο αγωγός Yamal-Europe με συνολικό μήκος 684 χιλιομέτρων.

Το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας είναι ιστορικά εξαρτημένο από την προμήθεια ΦΑ εξ ανατολής. Υπάρχουν έξι (6) κύρια σημεία εισόδου με το σύστημα μεταφοράς και βρίσκονται στις τοποθεσίες: Drozdowicze (το οποίο είναι το σημείο εισόδου από την Ουκρανία), Wysokoje (Belarus), Lwówek και Włocławek (επί του αγωγού Yamal-Europe), Lasów (με τη Γερμανία), Cieszyń (με τη Τσεχία). Από το Ιούνιο του έτους 2016 και μετά το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας έχει τη δυνατότητα προμήθειας ΦΑ από την εγκατάσταση ΥΦΑ που βρίσκεται στο Świnoujście (με δυναμικότητα 5 bcm/year). Επί του παρόντος, η Πολωνία βρίσκεται σε κατάσταση ανάπτυξης επενδυτικών έργων κατά μήκος του άξονα Βορρά - Νότου, με στόχο τη βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας και ανταγωνιστικότητας της Πολωνίας, καθώς και άλλων χωρών της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης και της περιοχής της Βαλτικής Θάλασσας. Οι κύριες προτεραιότητες της Πολωνίας είναι η επέκταση των εγκαταστάσεων ΥΦΑ που βρίσκεται στο Świnoujście, αλλά και το έργο για την κατασκευή αγωγού στη Βαλτική. Η εγκατάσταση ΥΦΑ που βρίσκεται στο Świnoujście πρόκειται να αναβαθμιστεί, προκειμένου να αυξηθεί η ικανότητα αεριοποίησης και παράλληλα να αυξηθεί το φάσμα των υπηρεσιών ΥΦΑ. Η κατασκευή του αγωγού στη Βαλτική βρίσκεται σε εξέλιξη, σε συνεργασία με τη Δανία, προκειμένου να παρέχεται άμεση πρόσβαση στις ποσότητες ΦΑ που υπάρχουν στη Νορβηγία. Οι συγκεκριμένες αυτές επενδύσεις, σε συνδυασμό με την επέκταση της εγχώριας υποδομής μεταφοράς και την κατασκευή διασυνοριακών διασυνδέσεων με παρακείμενα συστήματα, θα αποτελέσουν τη βάση για μια ασφαλή και ανταγωνιστική αγορά ΦΑ στην περιοχή της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης καθώς και της Βαλτικής. Το πολωνικό σύστημα φυσικού αερίου διαθέτει 7 υπόγειες αποθήκες ΦΑ συνολικού όγκου 3,150 bcm.

Κατά το έτος 2016, η συνολική κατανάλωση ΦΑ στην Πολωνία ανήλθε στα 16,9 GSm³.

Ρουμανία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου.

Σλοβακία

Κατά το 2016, ο συνολικός όγκος ΦΑ που μεταφέρθηκε μέσω του συστήματος μεταφοράς που έχει συνολικό μήκος 2.270 χιλιόμετρα (km), ανήλθε στα 60,6 bcm. Λόγω της μεγάλης ποσότητας ΦΑ που μεταφέρεται μέσω της εταιρείας eustream στην Ευρώπη, ο συγκεκριμένος διαχειριστής είναι από τους σημαντικότερους.

Το σύστημα μεταφοράς διαθέτει επίσης τέσσερις (4) σταθμούς συμπίεσης που βρίσκονται στα – Vel'kéKarúšany, JablonovnadTurňou, Vel'kéZlievce και Ivanka pri Nitre. Η συνολική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς είναι μεγαλύτερη των 90 bcm ανά έτος. Το ΦΑ μεταφέρεται από το δίκτυο μεταφοράς στην καθορισμένη περιοχή, μέσω των εγχώριων σταθμών στα δίκτυα διανομής και από εκεί μεταφέρεται στους τελικούς πελάτες. Στις 30 Νοεμβρίου του 2011 ολοκληρώθηκαν τα μέτρα που επιτρέπουν την αντίστροφη ροή εντός του δικτύου μεταφοράς στη Σλοβακία. Με αυτό τον τρόπο, είναι δυνατή η μεταφορά μεταξύ ανατολικής και δυτικής περιοχής της Σλοβακίας της ποσότητας αερίου που είναι απαραίτητη κατά τη μεγαλύτερη αιχμή της κατανάλωσης, η οποία στη Σλοβακία παρατηρείται κατά τους χειμερινούς μήνες.

Τα σημεία διασύνδεσης της Σλοβακίας με γειτονικές χώρες είναι με την Αυστρία στο σημείο διασυνοριακό σημείο Baumgarten, την Τσεχία στο διασυνοριακό σημείο Lanžhot, την Ουγγαρία στο διασυνοριακό σημείο Vel'kéZlievce και την Ουκρανία στα διασυνοριακά σημεία Vel'kéKarúšany και Budince. Συγκεκριμένα, η διασύνδεση με την Τσεχία πραγματοποιήθηκε από το 2009 και με την Αυστρία από το 2010, ώστε να είναι προετοιμασμένη η Σλοβακία σε περίπτωση κρίσης (με βάση το αντίστοιχο επίπεδο έκτακτης ανάγκης) και να εξασφαλίσει την φυσική ανάστροφη ροή φυσικού αερίου προς τη Σλοβακία.

Η Σλοβακία διαθέτει εντός της επικράτειας της υπόγειες κοιλότητες διαφορετικών γεωλογικών σχηματισμών, οι οποίες είναι οι κατάλληλες για την κατασκευή υπογείων εγκαταστάσεων αποθήκευσης ΦΑ. Στην παρούσα κατάσταση, υπάρχουν δυο εταιρείες ενεργές στην αγορά που διαχειρίζονται το σύστημα αποθήκευσης ΦΑ, η NAFTA με έδρα στη Bratislava και η POZAGAS με έδρα στο Malacky. Η συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης στη Σλοβακία ανέρχεται στα 3,35 bcm, ποσότητα που αντιπροσωπεύει παραπάνω από το 65% της τελικής ετήσιας κατανάλωσης. Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης βρίσκονται στη νοτιοδυτική πλευρά της χώρας, κοντά στα σύνορα με την Αυστρία και την Τσεχία.

Σλοβενία

Το σύστημα μεταφοράς της Σλοβενίας συνδέεται με την Αυστρία (Murfeld/Ceršak), την Ιταλία (Gorizia/Sempeter) και την Κροατία (Rogatec). Το σύστημα ΦΑ της Σλοβενίας δεν διαθέτει συστήματα αποθήκευσης, ούτε έχει δυνατότητα παραγωγής ΦΑ. Τα διαγράμματα της κατανάλωσης ΦΑ από το 2014 έως το 2016 έχουν μια συνεχή ανοδική πορεία και φθάνουν την τιμή των 860 MSm³/έτος.

1.1.3.2 Πρόσθετα στοιχεία

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Η συνολική κατανάλωση κυμαίνεται περίπου στα 220 GSm³, ενώ η ανώτατη ημερήσια ζήτηση του συστήματος για το διάστημα 2018/2019 κυμαίνεται περίπου στα 1.400 GSm³/ημέρα.

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 25: Σημεία διασύνδεσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» και τεχνική δυναμικότητα (MSm³/d)

	Ιανουάριος 2019
Βουλγαρία	-
Γερμανία	
Bocholtz	45,3
Bocholtz-Vetschau	1,3
Dornum	68,5
Ellund	2,8
Elten/Zevenaar	46,6
Emden EPT	48,9
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	29,2
Greifswald NEL	64,1
Greifswald Opal	101,7
Haanrade	0,5
Oude Statenzijl H Gasunie	5,6
Oude Statenzijl H OGE	6,2
Oude Statenzijl L	30,2
Vreden/Winterswijk	20,1
Σύνολο	471,0
Ελλάδα	
Kipi (TR) / Kipi (GR)	4,5
Ουγγαρία	
Beregdaróc 1400	71,3
Ιταλία	
Mazara del vallo	110,8
Gela	49,3
Σύνολο	160,1
Λουξεμβούργο	
GDLux (BE) / Bras Petange (LU)	4,3
Πολωνία	
Tieterowka	0,7
Kondratki	104,7
Wysokoje	15,8
Drozdovichi (UA) -Drozdowicze (PL)	16,5
Σύνολο	137,7
Σλοβακία	
Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	227,4
Budince	23,6

Σύνολο	250,9
Ρουμανία	
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I	18,8
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II	26,9
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	23,4
Mediesul Aurit	34,6
Σύνολο	103,7

Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ

Πίνακας 26: Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

Ιανουάριος 2019	M³/d
Ελλάδα	20,2 ⁶
Ιταλία	51,9
Πολωνία	14,4

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης: Κυρίως από τη Ρωσία.

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η ικανότητα αποθήκευσης ΦΑ καθώς το καθεστώς πρόσβασης.

Πίνακας 27: Αποθηκευτική ικανότητα φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

Αποθηκευτική Δυναμικότητα (GSm³)⁷				
Στοιχεία 2018				
	Ωφέλιμη Δυναμικότητα (working gas)	Απόθεμα (reserve)	Συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης	Διασυνοριακή πρόσβαση
Αυστρία	5,744	-	5,744	Ναι
Βουλγαρία	0,141	0,509	0,650	Επιτρέπεται
Κροατία	0,532	-	0,532	Ναι
Τσεχία	3,121	-	3,121	Μη διαθέσιμο
Γερμανία	25,339	-	25,339	-
Ελλάδα	-	-	-	-
Ουγγαρία	4,670	-	4,670	-
Ιταλία	13,065	4,620	17,685	Επιτρέπεται
Λουξεμβούργο	-	-	-	-
Πολωνία	3,150	-	3,150	-
Ρουμανία	3, 075	-	3, 075	Όχι
Σλοβακία	-	-	-	Ναι
Σλοβενία	-	-	-	-
ΣΥΝΟΛΟ	62,332	5,129	67,461	

⁶ Με την ολοκλήρωση των έργων αναβάθμισης του Σταθμού Αεριοποίησης

⁷ Στοιχεία όπως υπεβλήθησαν από τις αρμόδιες Αρχές στην Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Παρακάτω παρουσιάζεται το ποσοστό κάλυψης της ετήσιας συνολικής κατανάλωσης ως προς τη συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης ανά συμμετέχουσα χώρα.

Πίνακας 28: Συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης ως ποσοστό της ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

ΚΜ	Συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης (GSm3) <i>working gas</i>	Ετήσια Συνολική κατανάλωση (GSm3/year)	Ποσοστό κάλυψης ετήσιας κατανάλωσης
Αυστρία	5,744	5,293	108,52%
Βουλγαρία	0,55	3	18,33%
Κροατία	0,532	0,106	501,89%
Τσεχία	3,177	8,527	37,26%
Γερμανία	25,339	84	30,17%
Ελλάδα	-	5	-
Ουγγαρία	6,33	9,5	66,63%
Ιταλία	17,685	75,1	23,55%
Λουξεμβούργο	-	-	-
Πολωνία	3,150	16,9	18,20%
Ρουμανία	3,075	12,1	25,87%
Σλοβακία	3,35	5,15	65,05%
Σλοβενία	-	0,86	-
ΣΥΝΟΛΟ	68,912	225,536	30,55%

Στο ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται η μέγιστη ημερήσια ικανότητα απόληψης ποσοτήτων ΦΑ σε διαφορετικά επίπεδα πλήρωσης αποθηκευτικού χώρου σε συνδυασμό με τη ζήτηση αιχμής ΦΑ (Dmax).

Πίνακας 29: Μέγιστη ημερήσια ικανότητα απόληψης φυσικού αερίου ανά επίπεδο πλήρωσης της αποθήκης σε συνδυασμό με την αιχμή ζήτησης ΦΑ, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

Ικανότητα Απόληψης MSm ³ /d, έτος 2019					
Κ-Μ	Επίπεδο αποθήκευσης 100%	Επίπεδο αποθήκευσης 30%	Ζήτηση αιχμής ΦΑ (Dmax)	Ποσοστό κάλυψης Dmax σε σχέση με την ημερήσια ικανότητα απόληψης (πλήρωση 100%)	Ποσοστό κάλυψης Dmax σε σχέση με την ημερήσια ικανότητα απόληψης (πλήρωση 30%)
Αυστρία	66,4	44,4	55,3	100%	80,29%
Βουλγαρία	4,2	2,9	18,2	23,08%	15,93%
Κροατία	5,8	3,2	16,6	34,94%	19,28%
Τσεχία	59,1	41	68,2	86,66%	60,12%
Γερμανία	612,4	479,3	474,8	100%	100%
Ελλάδα	-	-	20,1	-	-

Ουγγαρία	78,6	68	77,4	100%	87,86%
Ιταλία	263,2	171,8	443	59,41%	38,78%
Λουξεμβούργο	-	-	4,8	-	-
Πολωνία	51,5	40,7	86,7	59,40%	46,94%
Ρουμανία	29	-	72	40,28%	-
Σλοβακία	52,61	39,5	45,1	100%	87,58%
Σλοβενία	-	-	4,9	-	-
ΣΥΝΟΛΟ	1.222,81	890,80	1.387,10	88,16%	64,22%

ε) Εγχώρια παραγωγή

Η παραγωγική δραστηριότητα είναι παρούσα στην πλειοψηφία των Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου, με συνολική παραγωγική ικανότητα περίπου 90 MSm³/ ημέρα που ισοδυναμεί με περίπου 33 GSm³/ έτος.

Πίνακας 30: Παραγωγική ικανότητα φυσικού αερίου σε συνδυασμό με την ημερήσια αιχμή ζήτησης ΦΑ, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

Κ-Μ	Παραγωγική Ικανότητα MSm ³ /ημέρα	Dmax MSm ³ /ημέρα	Ποσοστό κάλυψης της ημερήσιας αιχμής %
Αυστρία	3,4	55,3	6,15
Βουλγαρία	0,6	18,2	3,30
Κροατία	3,5	16,6	21,08
Τσεχία	0,5	68,2	0,73
Γερμανία	26,2	474,8	5,52
Ελλάδα		20,1	0,00
Ουγγαρία	4,8	77,4	6,20
Ιταλία	15,5	443	3,50
Λουξεμβούργο	-	4,8	-
Πολωνία	7,2	86,7	8,30
Ρουμανία	29,5	72	40,97
Σλοβακία	0,2	45,1	0,44
Σλοβενία	-	4,9	-
ΣΥΝΟΛΟ	91,4	1.387,10	6,59

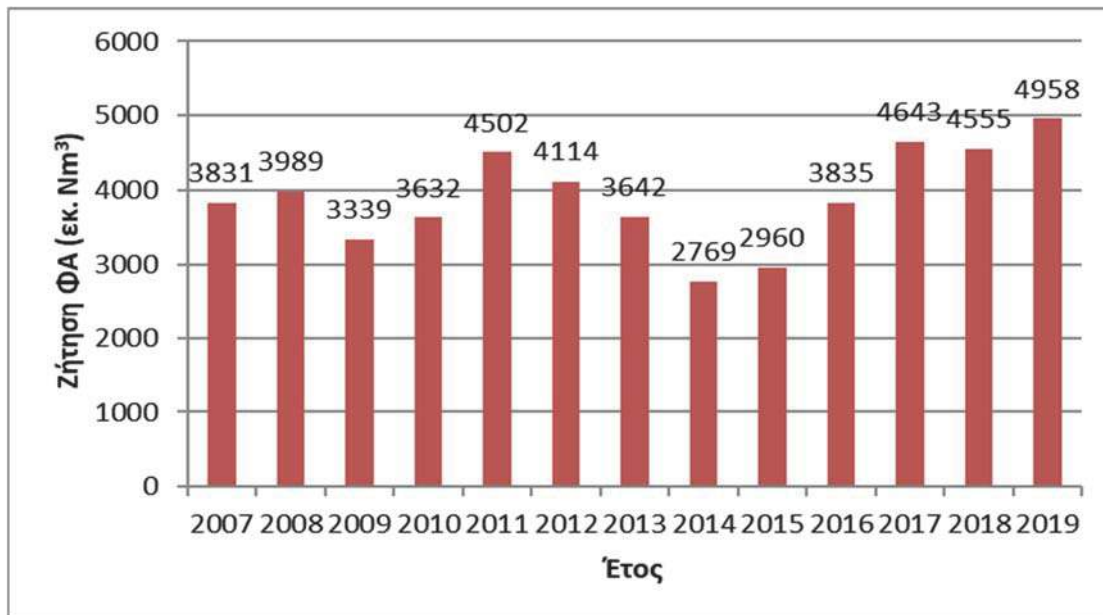
1.2 Εθνικό Σύστημα και αγορά φυσικού αερίου

1.2.1 Ζήτηση φυσικού αερίου

1.2.1.1 Ιστορικά δεδομένα εξέλιξης ζήτησης

Το ΦΑ αποτελεί σημαντική πηγή πρωτογενούς ενέργειας για τη Χώρα. Η εξέλιξη της ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά τα έτη 2007 – 2019 παρουσιάζεται στο **Γράφημα 1 (ΔΕΣΦΑ-Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)**. Η ετήσια κατανάλωση ΦΑ στην Ελλάδα παρουσίασε σημαντική άνοδο για πρώτη φορά το έτος 2011. Από το έτος 2011 έως και το 2014, η κατανάλωση ΦΑ παρουσίασε σταδιακή μείωση που οφείλεται σε δύο βασικές αιτίες: α) την παρατεταμένη οικονομική κρίση που αντιμετωπίζει η Χώρα και η οποία προφανώς επηρέασε τον ενεργειακό τομέα, και β) την άμεση

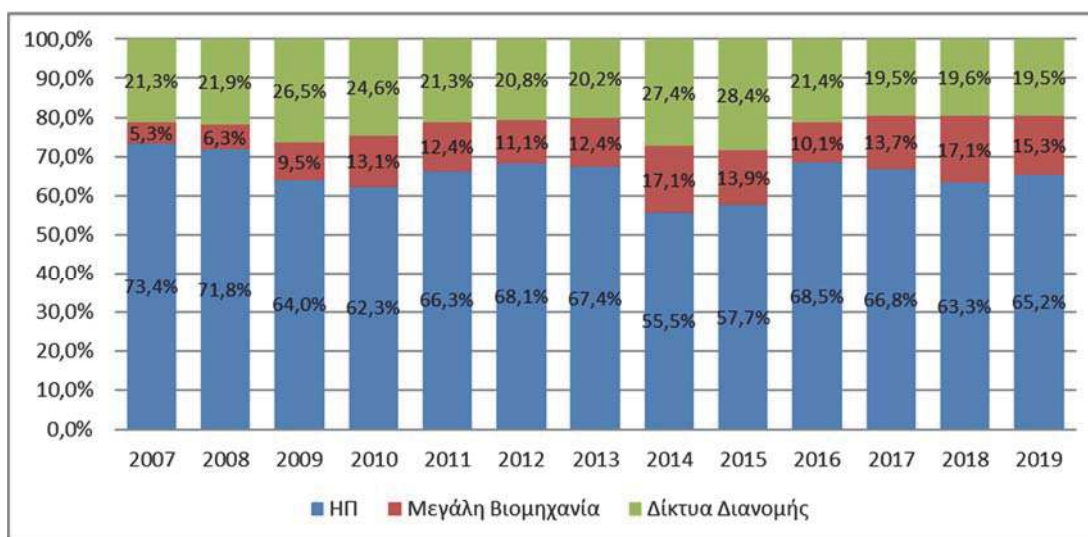
επίδραση των αλλαγών στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην κατανάλωση ΦΑ. Από το 2015 παρουσιάζεται σταδιακή αύξηση της κατανάλωσης ΦΑ, με την μέγιστη τιμή της να σημειώνεται τους αρχικούς μήνες του 2019.



Γράφημα 1: Ιστορική εξέλιξη ζήτησης φυσικού αερίου
(πηγή: ΔΕΣΦΑ-Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

1.2.1.2 Ζήτηση ανά τομέα

Στο **Γράφημα 2** που ακολουθεί παρουσιάζεται η κατανάλωση ΦΑ ανά τομέα, ως ποσοστό (%) της συνολικής, για τα έτη 2007 - 2019, λαμβάνοντας υπόψη το αέριο λειτουργίας (ΔΕΣΦΑ-Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030). Γίνεται εμφανές ότι το μεγαλύτερο ποσοστό ΦΑ καταναλώνεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ Α.Ε. και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Το ποσοστό αυτό ανήλθε το έτος 2019 στο επίπεδο του 65,2%.



Γράφημα 2: Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2007 - 2019
(πηγή: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

1.2.1.3 Αιχμή ζήτησης φυσικού αερίου

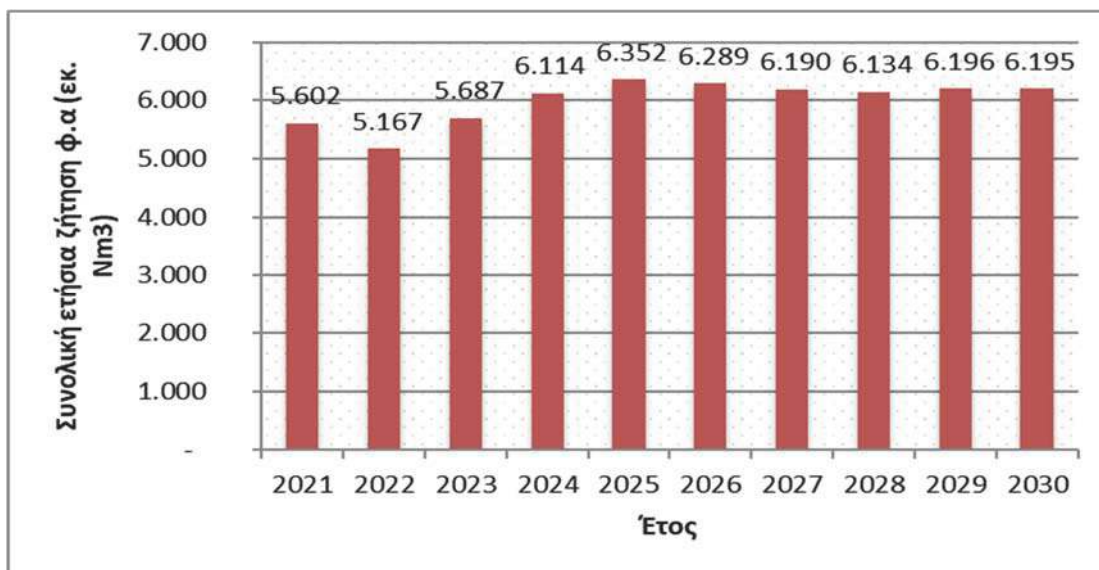
Στο παρακάτω **Γράφημα 3** παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία που αφορούν στην αιχμή ημερήσιας ζήτησης ΦΑ (εκ. Nm³/ημέρα) για την περίοδο από 01/01/2007 έως 31/05/2020. Η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει παρουσιαστεί στο Σύστημα Μεταφοράς κατά την ως άνω περίοδο είναι 25.652.291 Nm³ και πραγματοποιήθηκε στις 08/01/2019 (ΔΕΣΦΑ -Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030).



Γράφημα 3: Αιχμή ζήτησης κατά την περίοδο 2007-2020
(πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ -Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

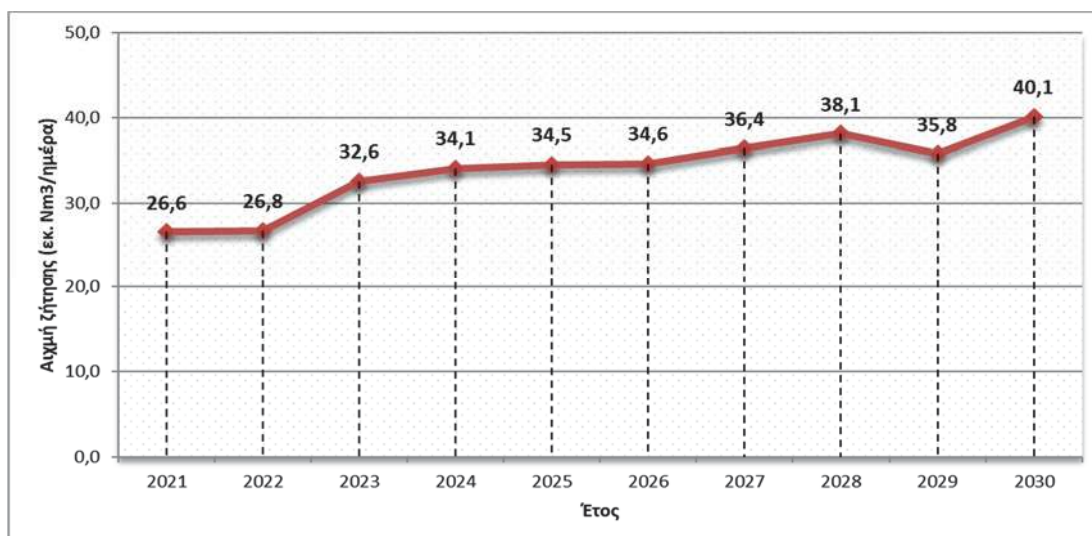
1.2.1.4 Πρόβλεψη εξέλιξης της ζήτησης

Η ζήτηση αερίου τα επόμενα έτη έως το 2030, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις βασικού σεναρίου του ΔΕΣΦΑ (Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030), αναμένεται να αυξηθεί, όπως απεικονίζεται στο **Γράφημα 4**.



Γράφημα 4: Πρόβλεψη εξέλιξης ετήσιας ζήτησης για τα έτη 2021 - 2030
(πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

Σύμφωνα με την ίδια μελέτη, η εκτίμηση για την αιχμή ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου παρουσιάζεται στο ακόλουθο **Γράφημα 5**.



Γράφημα 5: Πρόβλεψη αιχμής ημερήσιας ζήτησης για τα έτη 2021 - 2030
(πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

1.2.2 Υποδομές και λειτουργία Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

1.2.2.1 Γενικά στοιχεία

Το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) (ΔΕΣΦΑ - Έκθεση Λειτουργίας ΕΣΦΑ 2019) μεταφέρει ΦΑ από τα ελληνοβουλγαρικά και ελληνοτουρκικά σύνορα, καθώς και από τον τερματικό σταθμό Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ), ο οποίος βρίσκεται εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα του κόλπου Μεγάρων, σε καταναλωτές συνδεδεμένους με το δίκτυο ΕΣΦΑ στην ηπειρωτική Ελλάδα.

Το ΦΑ παραδίδεται από τους Χρήστες Μεταφοράς σε τρία (3) Σημεία Εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) και παραλαμβάνεται από τους Χρήστες Μεταφοράς μέσω σαράντα τριών (43) Σημείων Εξόδου σε όλη την

ηπειρωτική Ελλάδα, συμπεριλαμβανομένου του Σημείου Εξόδου Αντίστροφης Ροής «ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ», μέσω του οποίου επιτυγχάνεται η παράδοση ποσοτήτων ΦΑ στο Συνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Βουλγαρίας.

Το ΕΣΦΑ αποτελείται από:

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου μήκους 512 χλμ. και διαμέτρου 36" και 30" και τους κλάδους αυτού συνολικού μήκους 953,20 χλμ. (συμπεριλαμβανομένων (α) του υποθαλάσσιου αγωγού διαμέτρου 20" και μήκους 14,20 χλμ. του κλάδου Αλιβερίου, και (β) των δύο (2) υποθαλάσσιων αγωγών, εφεδρικός ο ένας του άλλου, διαμέτρου 24" έκαστος και μήκους 620 m και 630 m, που συνδέουν το Σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας με την ηπειρωτική χώρα),
- Τους Μετρητικούς Σταθμούς Συνόρων Σιδηροκάστρου Σερρών και Κήπων Έβρου,
- Το Σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας, ο οποίος συνδέεται με το Σημείο Εισόδου «Αγία Τριάδα»,
- Το Σταθμό Συμπίεσης στη Νέα Μεσήμβρια Θεσσαλονίκης,
- Τους Μετρητικούς και Ρυθμιστικούς σταθμούς ΦΑ,
- Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- Τα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης των τμημάτων του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου Σερρών, της Βόρειο - Ανατολικής Ελλάδος, της Βορείου Ελλάδος, της Κεντρικής Ελλάδος, της Νοτίου Ελλάδος και της Πελοποννήσου,
- Το σύστημα Τηλεέγχου και Τηλεπικοινωνιών.

Ο παρακάτω Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε. παρουσιάζει την Τεχνική Δυναμικότητα των 3 Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ.

Πίνακας 31: Υφιστάμενη δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (MWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.804,036
Κήποι Έβρου	48.592,292
Αγία Τριάδα	204.481,800

Με την έναρξη λειτουργίας της διασύνδεσης με τον αγωγό TAP, εντός του τελευταίου τριμήνου του 2020, ο ανωτέρω πίνακας διαμορφώνεται, σύμφωνα με την δεκαετή πρόβλεψη τεχνικής δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου του Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ, ως εξής:

Πίνακας 32: Πρόβλεψη δυναμικότητας Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ⁸)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (MWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.804,036
Σύνολο από Κήπους και Νέα Μεσήμβρια (TAP) (*)	53.368,256
Σύνολο από Κήπους και Νέα Μεσήμβρια (TAP)	171.172,292

⁸ [https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DRSA/Avaθeωρημένec_Τexv_Δυναμικότητεc%2007_2018%20\(GR\)_v2.pdf](https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DRSA/Avaθeωρημένec_Τexv_Δυναμικότητεc%2007_2018%20(GR)_v2.pdf)

Αγία Τριάδα (**)	230.374.500
------------------	-------------

(*) Η διαδικασία και τρόπος κατανομής των 53.368,256 MWh/ημέρα, μεταξύ των δύο Σημείων Εισόδου (ανταγωνιστικές δυναμικότητες) περιγράφονται στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1399/2020 (ΦΕΚ Β' 4622/22.10.2020)

(**) Με την ολοκλήρωση της επαύξησης της ηλεκτρικής εφεδρικής ισχύος στον τερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας (Μαρ. 2021) (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Για τον προσδιορισμό των τεχνικών δυναμικοτήτων υιοθετήθηκαν οι εξής αντιστοιχίες και ορισμοί:

- Για τα σημεία Εισόδου Σιδηρόκαστρο και Κήποι: 1 Nm³ σε 11,23 kWh ΑΘΔ.
- Για το σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα: 1 Nm³ σε 12,03 kWh ΑΘΔ
- Για το ΥΦΑ: 1m³ LNG = 570 Nm³ φυσικού αερίου
- Nm³: Σε 0 °C και 1,01325 bar

1.2.2.2 Εγκατάσταση ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα

Η Εγκατάσταση ΥΦΑ Ρεβυθούσας διασυνδέεται με το ΕΣΜΦΑ μέσω του Σημείου Εισόδου «Αγία Τριάδα» στο νότιο άκρο του δικτύου και συμβάλλει ουσιαστικά στην ασφάλεια εφοδιασμού, τόσο μέσω του αποθηκευτικού χώρου που διαθέτει (συνολική χωρητικότητα 221.815,677 m³ ΥΦΑ), όσο και μέσω της δυνατότητας που παρέχει για τη διαφοροποίηση της προέλευσης του ΦΑ που εισάγεται στην ελληνική αγορά. Απαρτίζεται από:

- Τρεις (3) δεξαμενές ΥΦΑ, ωφέλιμης χωρητικότητας 63.379,931, 63.379,931 και 95.055,815 m³,
- Εγκαταστάσεις εκφόρτωσης πλοίων ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας εκφόρτωσης 7.250 m³ ΥΦΑ/ώρα, και
- Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αεριοποίησης 1.250 m³ ΥΦΑ/ώρα σε συνθήκες συνεχούς λειτουργίας.

1.2.2.3 Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου

Ο Πίνακας 33 και

Πίνακας 34 που ακολουθούν παρουσιάζουν τον ετήσιο μέσο όρο παραδόσεων και την ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της τεχνικής δυναμικότητας σε κάθε Σημείο Εισόδου για το έτος 2018 και 2019, αντίστοιχα.

Πίνακας 33: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2018

Σημείο Εισόδου	Τεχνική Δυναμικότητα [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων [kWh/Ημέρα]	Ημερήσια αιχμή [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων ως ποσοστό της Τεχνικής Δυναμικότητας [%]	Ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της Δυναμικότητας Σημείου [%]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	122.580.000	95.195.660	110.756.751	77,7	90,4
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	149.872.697	29.682.568	121.552.788	19,8	81,1
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	19.614.624	48.298.413	40,4	99,4

Πίνακας 34: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2019 (πηγή ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου		Τεχνική Δυναμικότητα [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων [kWh/Ημέρα]	Ημερήσια αιχμή [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων ως ποσοστό της Τεχνικής Δυναμικότητας [%]	Ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της Δυναμικότητας Σημείου [%]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ		122.580.000	121.629.582	172.180.000	99,2%	140,5%
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	1/1-27/3	149.872.697	113.559.356	149.218.849	75,8%	99,6%
	28/3-31/12 ⁹	204.481.800	125.544.002	204.481.800	61,4%	100,0%
ΚΗΠΟΙ		48.592.292	31.961.926	74.133.250	65,8%	152,6%

1.2.2.4 Πληροφοριακά Συστήματα

Σύστημα Τηλελέγχου και Τηλεπικοινωνιών

Το σύστημα τηλελέγχου και τηλεπικοινωνιών (Remote Control and Communications - RCC) αποτελείται από τα ακόλουθα υποσυστήματα:

- Καλώδιο οπτικών, το οποίο είναι εγκατεστημένο παράλληλα με τον αγωγό ΦΑ υψηλής πίεσης και αποτελεί τον φορέα των κάθε είδους εσωτερικών επικοινωνιών (φωνής και δεδομένων) του ΔΕΣΦΑ,
- τηλεπικοινωνιακό σύστημα βασισμένο στα πρωτόκολλα Ethernet και Internet (Internet Protocol - IP) με δρομολογητές (routers) ή/και διακόπτες στρώματος 3 (layer 3 switches) εγκατεστημένους σε κάθε σταθμό του ΕΣΜΦΑ, με το οποίο επιτυγχάνεται η μετάδοση φωνής και δεδομένων μέσα από το καλώδιο οπτικών ινών καθώς και η σύνδεση με εφεδρικές γραμμές επικοινωνίας τηλεπικοινωνιακών παρόχων,
- σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) με το οποίο επιτυγχάνεται η τηλεπλοπτεία και τηλεχειρισμός όλων των μετρητικών ή/και ρυθμιστικών σταθμών, των σταθμών βανοστασιών και των σταθμών τηλεπικοινωνιών του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς από τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- σύμπλεγμα (cluster) τριών IP τηλεφωνικών κέντρων εγκατεστημένων στα κεντρικά γραφεία του ΔΕΣΦΑ, στο Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Πατήματος και στο Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Νέας Μεσήμβριας για τη διαχείριση όλων των εσωτερικών και εξωτερικών τηλεφωνικών κλήσεων του ΔΕΣΦΑ.

Ηλεκτρονικό Πληροφοριακό Σύστημα Ρυθμιζόμενων Υπηρεσιών Φυσικού Αερίου

Ο ΔΕΣΦΑ έχει αναπτύξει και λειτουργεί Ηλεκτρονικό Πληροφοριακό Σύστημα, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα ήδη στην 3η αναθεώρηση του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ. Μέσω web εφαρμογής, ο ΔΕΣΦΑ προσφέρει στους Χρήστες ΕΣΦΑ τις εξής δυνατότητες:

- Δέσμευση μεταφορικής ικανότητας σε αδιάλειπτη και διακοπτόμενη βάση σε Σημεία Εισόδου / Εξόδου του ΕΣΦΑ εκτός των Σημείων Δημοπράτησης

⁹ Εξαιρείται η περίοδος 9/4/2019-9/5/2019

- Υποβολή αιτημάτων δέσμευσης Μεταφορικής Ικανότητας ως αποτέλεσμα εκχώρησης ή αποδέσμευσης
- Δέσμευση Δυναμικότητας Αεριοποίησης ΥΦΑ
- Ενημέρωση σχετικά με το ύψος της Προσωρινής και Τελικής Καθαρής Θέσης
- Δηλώσεις εγγυήσεων για τον υπολογισμό του Οικονομικού Ορίου Συμμετοχής στην πλατφόρμα δημοπράτησης Regional Booking Platform
- Υποβολή Δηλώσεων / Επαναδηλώσεων
- Ενημέρωση επί των επιβεβαιωμένων ποσοτήτων
- Ενημέρωση σχετικά με τις Ενδεικτικές / Αρχικές / Τελικές Κατανομές
- Εξαγωγή χρήσιμων αναφορών

Επιπλέον, ο ΔΕΣΦΑ έχει αναπτύξει και λειτουργεί Βάθρο Εξισορρόπησης μέσω του οποίου, βάσει των διατάξεων ήδη της 4ης Αναθεώρησης του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ, προβαίνει σε δημοπρασίες για αγορά και πώληση Αερίου Εξισορρόπησης υπό τη μορφή Βραχυπρόθεσμων Τυποποιημένων Προϊόντων.

Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών

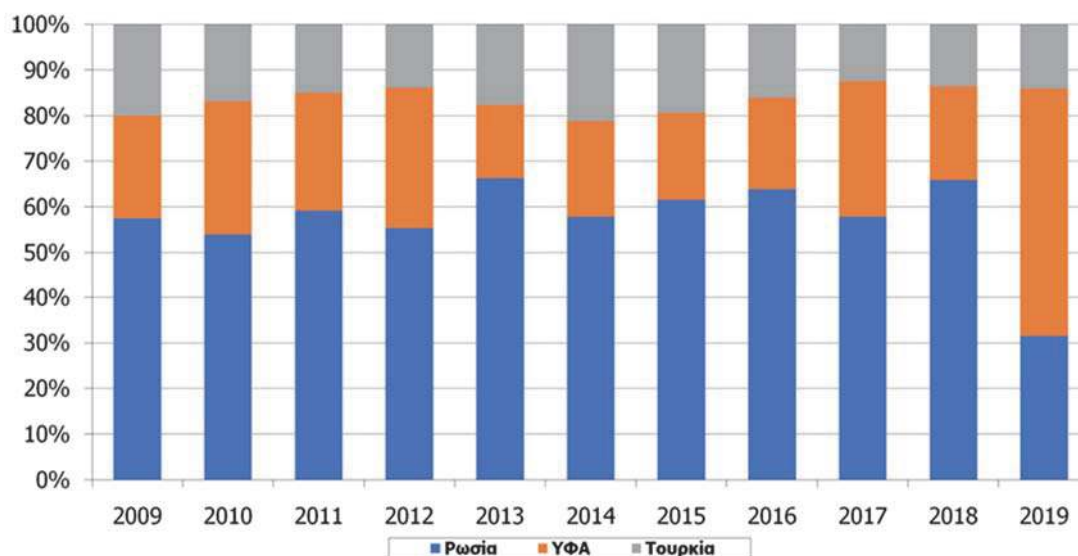
Στον ΔΕΣΦΑ λειτουργεί Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών με σκοπό την πλήρη καταγραφή σε ψηφιακή μορφή των περιουσιακών του στοιχείων. Η τεχνολογία GIS δίνει τη δυνατότητα της ταχύτερης και καλύτερης κατανόησης της υπάρχουσας κατάστασης του δικτύου φυσικού αερίου υψηλής πίεσης.

Οι πληροφορίες που διατηρούνται στο GIS αφορούν δίκτυα αγωγών, εγκαταστάσεις και σταθμούς, καθοδική προστασία, στοιχεία κτηματολογίου, γεωλογικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά.

1.2.3 Προμήθεια φυσικού αερίου

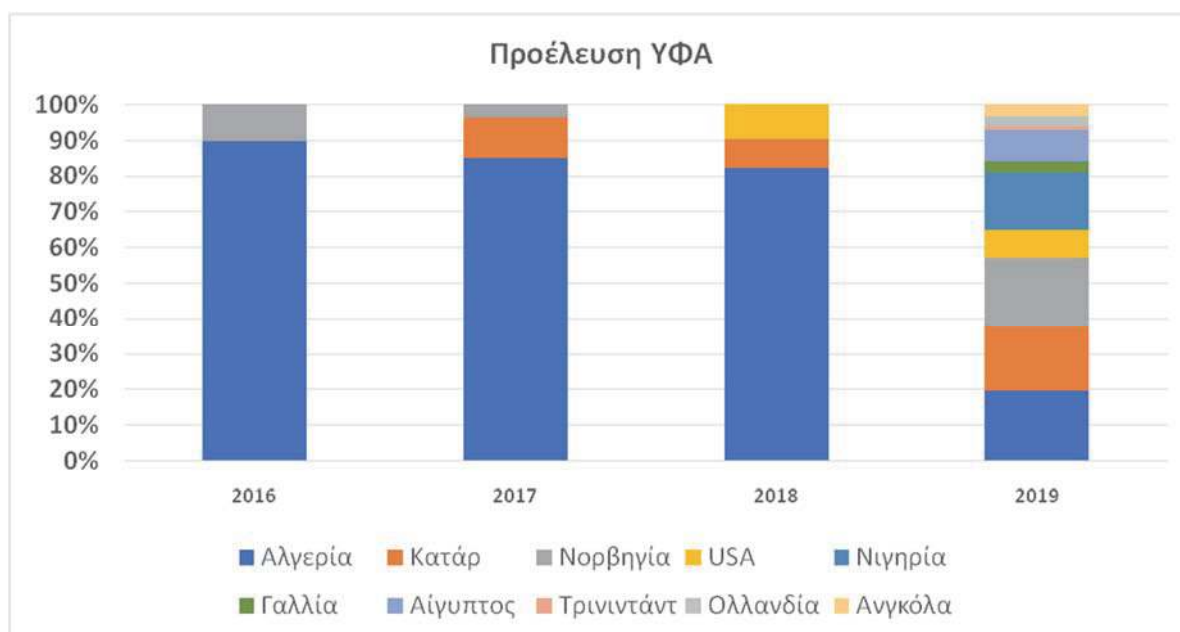
Το ΦΑ που καταναλώνεται στη Χώρα εισάγεται είτε μέσω μακροχρόνιων συμβάσεων, είτε μέσω βραχυπρόθεσμων συμφωνιών αγοράς φορτίων ΥΦΑ ή αερίου από αγωγούς.

Όπως αποτυπώνεται στο ακόλουθο **Γράφημα 6**, η συρρίκνωση της ζήτησης μετά το 2011 σταθεροποίησε τη συμμετοχή ΦΑ με προέλευση από τη Ρωσία στο επίπεδο του 60% επί των εισαγόμενων ποσοτήτων. Η αισθητή μείωση της συμμετοχής του ΥΦΑ στις εισαγωγές του 2013 αποδίδεται στην αύξηση των τιμών στην αγορά ευκαιριακών φορτίων ΥΦΑ. Έκτοτε, η σταθερή αύξηση της παραγωγής σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ προκάλεσε αλλαγές στην αγορά ΥΦΑ παγκοσμίως και συνέβαλε στη σταδιακή αύξηση της συμμετοχής του ΥΦΑ στην ελληνική αγορά. Κατά τη χειμερινή περίοδο 2017, η περαιτέρω αύξηση των εισαγωγών ΥΦΑ συνέβαλε στην αντιμετώπιση της υψηλής ζήτησης ΦΑ και ηλεκτρισμού που σημειώθηκε πανευρωπαϊκά λόγω του ισχυρού κύματος ψύχους. Το έτος 2019, η σημαντική μείωση των τιμών του ΥΦΑ στην αγορά οδήγησε σε ριζική μεταβολή του μίγματος τροφοδοσίας, με τη συμμετοχή του ΥΦΑ να κυμαίνεται στο 54% επί της συνολικής εισαγόμενης ποσότητας ΦΑ και το αντίστοιχο ποσοστό ΦΑ από Ρωσία να περιορίζεται στο 30% περίπου.



Γράφημα 6: Εξέλιξη τροφοδοσίας φυσικού αερίου για τα έτη 2009-2019

Στο παρακάτω **Γράφημα 7** παρουσιάζονται οι κύριες πηγές προέλευσης του ΥΦΑ που εισήχθη στη Χώρα κατά τα τελευταία τέσσερα έτη. Η μείωση των τιμών ΥΦΑ στην αγορά παγκοσμίως το 2019, είχε ως αποτέλεσμα, πέρα από την αύξηση των εισαγόμενων ποσοτήτων ΥΦΑ, την αύξηση της διαφοροποίησης των πηγών προέλευσης ΥΦΑ.

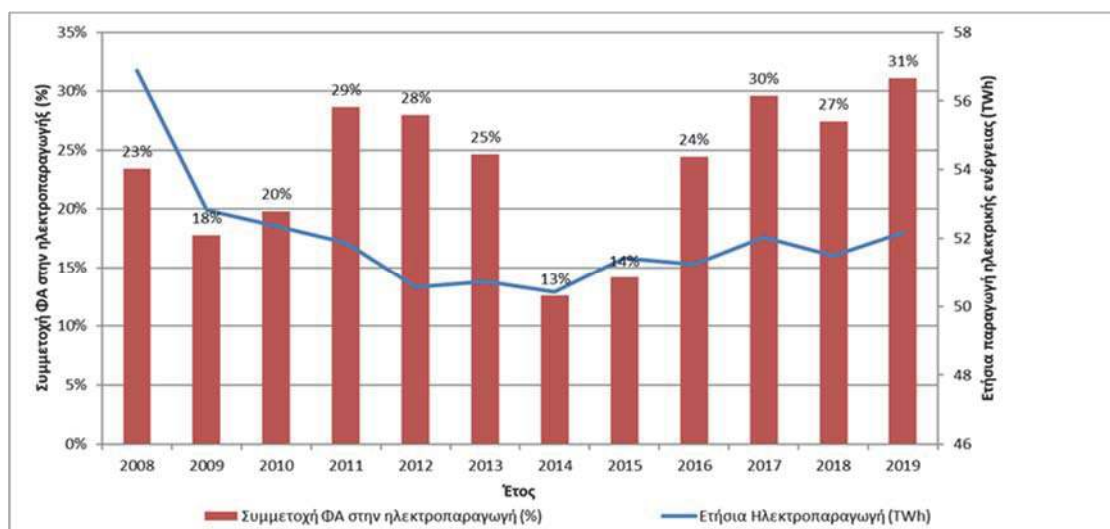


Γράφημα 7: Πηγές προέλευσης ΥΦΑ

1.2.4 Ο ρόλος του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αποτέλεσε τον ακρογωνιαίο λίθο για την εισαγωγή του ΦΑ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, παρέχοντας τα απαραίτητα φορτία βάσης (anchor loads) για τη σύναψη μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας ΦΑ και την ανάπτυξη των υποδομών. Όπως προαναφέρθηκε, το ποσοστό συμμετοχής του εν λόγω τομέα στη συνολική ζήτηση ΦΑ κατά το έτος 2019 ανήλθε στο επίπεδο του 65,2%.

Στο **Γράφημα 8** παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού ΦΑ στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας από το 2008 έως και το 2019 και η αντίστοιχη συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (πηγή δεδομένων: ΑΔΜΗΕ-Μηνιαία Δελτία Ενέργειας ετών 2008 – 2019).



Γράφημα 8 : Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας κατά τα έτη 2008 - 2019

Η παρατηρούμενη πτώση της συμμετοχής αυτής το 2009 και σε κάποιο βαθμό το 2010 συμπίπτει με την είσοδο της εθνικής οικονομίας σε ύφεση, ενώ οι καιρικές συνθήκες ευνόησαν την υψηλή εισροή υδάτων σε ταμιευτήρες υδροηλεκτρικών σταθμών.

Στη συνέχεια, κατά την τριετία 2011-2013, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ΦΑ σταθεροποιείται στο επίπεδο του 30% της παραγόμενης ενέργειας από κεντρικά κατανεμόμενο δυναμικό στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Το γεγονός αυτό οφείλεται και στη ραγδαία αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, η οποία συντελέστηκε κατά την ανωτέρω τριετία. Αντιθέτως, το 2014 η συμμετοχή του ΦΑ στην κεντρικά κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υποχώρησε αισθητά, κάτω του 20%, λόγω των νέων κανόνων ένταξης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και λόγω της σημαντικά αυξημένης προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδέσεων. Το έτος 2016 παρατηρήθηκε αύξηση της συμμετοχής του ΦΑ κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες, η οποία συνεχίστηκε κατά την τριετία που ακολούθησε, ως αποτέλεσμα της μείωσης της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων στο εθνικό ενεργειακό μείγμα. Η μείωση αυτή συνέβη λόγω περιορισμένης διαθεσιμότητας των μονάδων (απόσυρση λιγνιτικών μονάδων, μειωμένες ώρες λειτουργίας μέχρι την οριστική απόσυρση, υποχρεωτικές συντηρήσεις/αναβαθμίσεις λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών, βλάβες/έκτακτες συντηρήσεις), καθώς και για οικονομικούς λόγους (εξοικονόμηση κόστους εκπομπών CO₂).

Ο **Πίνακας 35** παρουσιάζει το σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2019, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων ΦΑ (συνολική παραγωγική ικανότητα (MW_e) και ως ποσοστό της συνολικής παραγωγικής ικανότητας) και των μονάδων συμπαραγωγής (συνολική παραγωγική ικανότητα (MW_e) και ως ποσοστό της συνολικής παραγωγικής ικανότητας). Αντίστοιχα, ο **Πίνακας 36** παρουσιάζει το σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας με βάση τον τύπο καυσίμου για το έτος 2019.

Πίνακας 35: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2019

ΤΥΠΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (*)	Αγ. Δημήτριος Ι	300	3,2
	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	3,2
	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	3,3
	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	3,3
	Αγ. Δημήτριος V	375	4,0
	Αμύνταιο Ι	300	3,2
	Αμύνταιο ΙΙ	300	3,2
	Καρδιά Ι	300	3,2
	Καρδιά ΙΙ	300	3,2
	Καρδιά ΙΙΙ	306	3,3
	Καρδιά ΙV	306	3,3
	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	3,2
	Μεγαλόπολη ΙV	300	3,2
	Μελίτη Ι	330	3,5
	Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων	4337	46,5
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟ Υ ΚΥΚΛΟΥ (ΣΚ)	Αλιβέρι V	426,9	4,6
	Κομοτηνή	484,6	5,2
	Λαύριο ΙV	560	6,0
	Λαύριο V	385,2	4,1
	Μεγαλόπολη V	500	5,4
	ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	4,4
	ΗΡΩΝ ΙΙ	432	4,6
	Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6	4,7
	Θίσβης (Elpedison)	421,6	4,5
	Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5	4,8
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΣΚ	4499,8	48,3
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ (ΣΚ)	Ήρων (3 μονάδες)	148,5	1,6
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΑΚ	148,5	1,6
ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝ ΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘΥΑ	Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334	3,6
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΣΗΘΥΑ	334	3,6
Σύνολο ισχύος θερμοηλεκτρικών μονάδων		9319,3	100,0

* Με την ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/62686/3938/05.07.2019, ορίστηκε η οριστική παύση λειτουργίας των μονάδων Καρδιάς I και Καρδιάς II, ενώ με την ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΥΠΡΓ/56257/7231αρθ.1/01.07.2019 επετράπη η λειτουργία των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου και των μονάδων Καρδιάς III και IV μέχρι τη συμπλήρωση 32.000 ωρών για την εξυπηρέτηση αναγκών τηλεθέρμανσης κατά τη διάρκεια των χειμερινών μηνών, καθώς και για την εξυπηρέτηση θερινών αιχμών, εφόσον υπάρχει ανάγκη.

Πίνακας 36: Σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2019

ΤΥΠΟΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	4337	23,6
ΣΥΝΟΛΟ ΜΟΝΑΔΩΝ ΦΑ ΚΑΙ ΣΗΘΥΑ	4982,3	27,1
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	3170,7	17,3
ΑΠΕ (*)	5872	32,0
Σύνολο ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής	18362	100,0

2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας

2.1 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας

Στις παρακάτω υποενότητες παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας που εκπονήθηκαν σύμφωνα με το άρθρο 7 του Κανονισμού, συμπεριλαμβανομένης της περιγραφής των σεναρίων που αναλύθηκαν ανά περίπτωση, καθώς και των κινδύνων που εντοπίστηκαν.

2.1.1 Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου (Trans-balkan risk group)

Η μελέτη πραγματοποιήθηκε από τη ΠΑΕ, ως Αρμόδια Αρχή και συντονιστή της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938, ενώ σημαντική ήταν η συμβολή του Joint Research Center της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (JRC - EU Commission) με τη συγγραφή του τμήματος «Risk Identification and Risk Analysis» και τη διενέργεια υδραυλικής προσομοίωσης του δικτύου μεταφοράς ΦΑ της Ελλάδας και της Βουλγαρίας. Το δίκτυο μεταφοράς της Ρουμανίας δεν συμπεριλήφθη στο μοντέλο προσομοίωσης και η λειτουργία του προσεγγίστηκε με ισοζύγιο μάζας, λόγω της περιορισμένης συνδεσιμότητάς/εξάρτησής του από τον Διαβαλκανικό αγωγό ΦΑ.

Η Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου ολοκληρώθηκε στις αρχές του 2020. Για την ανάπτυξη του Σχεδίου η ΠΑΕ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ), καθώς και με τις Αρμόδιες Αρχές της Βουλγαρίας (Υπουργείο Ενέργειας), της Ρουμανίας (Υπουργείο Ενέργειας) και τους αντίστοιχους Διαχειριστές του Συστήματος ΦΑ των δύο χωρών (Bulgartransgaz EAD και Transgaz S.A.).

Στη Μελέτη έγινε εκτενής αναγνώριση και εκτίμηση όλων των σχετικών παραγόντων κινδύνου με περιφερειακό αντίκτυπο, χρησιμοποιώντας δομημένο ερωτηματολόγιο που εκπονήθηκε από το JRC σε συνεργασία με τη ΠΑΕ. Η ανάλυση των ανωτέρω κινδύνων, οδήγησε στην κατάσταση έξι (6) βασικών Σεναρίων με είκοσι οχτώ (28) υπό-περιπτώσεις με συνθήκες ζήτησης αιχμής (στατιστική πιθανότητα μίας φοράς μέσα σε είκοσι έτη/«1-in-20 years») και διάρκεια κρίσης 7, 14 και 30 ημέρες. Ειδικά για την Ελλάδα, πραγματοποιήθηκε ανάλυση των στοιχείων ζήτησης και θερμοκρασιών για εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τη συσχέτιση της ζήτησης με τη θερμοκρασία και την εκτίμηση της θερμοκρασίας αναφοράς (στατιστική πιθανότητα μίας φοράς μέσα σε είκοσι έτη/«1-in-20 years»).

Με βάση τα αποτελέσματα, τα Σεναρία με τη μεγαλύτερη επίπτωση είναι αυτά που θεωρείται ολοσχερής η διακοπή των εξαγωγών ρωσικού ΦΑ στις χώρες της ΕΕ (S.2.a και S.2.b), σε συνδυασμό με προβληματική λειτουργία του σταθμού της Ρεβυθούσας (50% μείωση της δυναμικότητας) λόγω τεχνικού προβλήματος ή καθυστέρησης φορτίων ΥΦΑ (S.6.a.a και S.6.b.a.). Η πιθανότητα εμφάνισης των Σεναρίων αυτών χαρακτηρίζεται ως «Possible-average or medium» με «Καταστροφικές Επιπτώσεις» κυρίως για τη Βουλγαρία, όπου θα υπάρξουν περικοπές στους Προστατευόμενους Καταναλωτές της. Για την Ελλάδα και τη Ρουμανία η εμφάνιση των Σεναρίων αυτών δεν θα έχει επιπτώσεις στους Προστατευόμενους Καταναλωτές. Για την Ελλάδα, οι επιπτώσεις αφορούν τους βιομηχανικούς καταναλωτές και τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ΦΑ.

Αξίζει να σημειωθεί ότι στη μελέτη χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία που υποβλήθηκαν από τις Αρμόδιες Αρχές των Κ-Μ κατά τη διάρκεια του έτους 2018 (– αρχές του 2019) και δεν λήφθηκαν υπόψη οι τρεις (3) σημαντικές αλλαγές που έλαβαν χώρα τους τελευταίους μήνες του 2019 (έως τις αρχές του 2020), ήτοι:

- το θετικό αποτέλεσμα των τριμερών διαπραγματεύσεων μεταξύ της Ρωσίας, της Ουκρανίας και της ΕΕ που επιτρέπει τη συνέχιση της διαμετακόμισης του ρωσικού ΦΑ μέσω της Ουκρανίας για τα επόμενα πέντε έτη,
- την ολοκλήρωση του αγωγού Turkish stream και τη δημιουργία νέου Σημείου Διασύνδεσης μεταξύ Βουλγαρίας και Τουρκίας, επιτρέποντας τη διαμετακόμιση ΦΑ από την Τουρκία στη Διαβαλκανική περιοχή από την 1η Ιανουαρίου 2020 και
- την αύξηση από την 1η Ιανουαρίου 2020 της αδιάλειπτης δυναμικότητας από Ελλάδα προς Βουλγαρία μέσω του Σημείου Διασύνδεσης «Kulata (BG) / Sidirokastron (GR)» στα 5,7 MNm³/Ημέρα.

Για τους ανωτέρω λόγους, η Διαβαλκανική Ομάδα κινδύνου αποφάσισε την επικαιροποίηση της μελέτης.

Εξάλλου, για τους ανωτέρω λόγους, εκπονήθηκε από τον ENTSO-G η προσθήκη (addendum) στη Μελέτη του 2017 σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού (EU Wide Security of Supply Simulation 2017). Στη μελέτη, βάσει συμφωνίας των μελών της Συντονιστικής Ομάδας για το Αέριο κατά τη συνάντηση του Μαρτίου 2020 (Gas Coordination Group), αποφασίστηκε να προσομοιωθούν 3 σενάρια που αναμενόταν ότι θα είχαν διαφορετικό αποτέλεσμα το 2020. Ένα εκ των σεναρίων αφορούσε σε διαταραχή της μεγαλύτερης υποδομής της Βαλκανικής Περιοχής (Disruption of the largest infrastructure to the Balkan region). Οι παραδοχές που λήφθηκαν υπόψη αναφορικά με τη ζήτηση είναι ότι η ζήτηση παρέμεινε στα ίδια επίπεδα με αυτή του 2017, το ίδιο δε, ίσχυε και για τα σενάρια υψηλής ζήτησης. Η διάρκεια των σεναρίων ήταν δύο (2) εβδομάδων και ενός (1) μήνα (Μάρτιος) ο οποίος θα περιλαμβάνει κύμα ψύχους (cold spell) διάρκειας δύο (2) εβδομάδων. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι δεν υπάρχει κανένας κίνδυνος περικοπής φορτίου σε αντιδιαστολή με τα αποτελέσματα της αρχικής Μελέτης του 2017.

2.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία» (Ukrainian risk group)

Όπως αναφέρεται ανωτέρω, σε αυτή την Ομάδα Κινδύνου συμμετέχουν οι χώρες Βουλγαρία, Τσεχική Δημοκρατία, Γερμανία, Ελλάδα, Κροατία, Ιταλία, Λουξεμβούργο, Ουγγαρία, Αυστρία, Πολωνία, Ρουμανία, Σλοβενία και Σλοβακία. Η Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» ολοκληρώθηκε τον Φεβρουάριο του 2019.

Ο στόχος της Μελέτης ήταν η εκτίμηση της επικινδυνότητας σχετικά με τον εξ ανατολής εφοδιασμό με ΦΑ. Η συνεργασία των εκπροσώπων των Αρμόδιων Αρχών των ως άνω Κ-Μ, μετά από εκτενή ανάλυση, κατέληξε στο σχηματισμό οκτώ (8) σεναρίων (με επτά (7) πρόσθετες παραλλαγές).

Με βάση τα αποτελέσματα, ο παράγοντας κινδύνου με τη μεγαλύτερη περιφερειακή επίπτωση είναι η διαταραχή τροφοδοσίας από την Ουκρανία (κοινή συνιστώσα). Στην ανάλυση της διακινδύνευσης συμμετείχε ως Σύμβουλος το JRC. Για την προσομοίωση των ανωτέρω σεναρίων επιλέχθηκε το GEMFLOW Model που έχει επίσης αναπτυχθεί από το JRC. Τα σενάρια που αφορούν την Ελλάδα είναι τα S.01 a,b και c, S.02 a και b, S.03 a και b καθώς και τα σενάρια S.07 και S.08.

Από τα αποτελέσματα της Μελέτης προκύπτει σοβαρή επικινδυνότητα για την Ελλάδα (και τη Βουλγαρία) στα παρακάτω σενάρια («Bulgaria and Greece are very exposed to supply complications affecting Ukrainian Route»):

1. S.01 b / 14 ημέρες διάρκεια, ολική διακοπή από Ουκρανία στις αρχές του Φεβρουαρίου. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 38% (max 47%). Αντιστοίχως, η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 78%.
2. S.01 c / 30 ημέρες διάρκεια, ολική διακοπή από Ουκρανία στις αρχές του Φεβρουαρίου. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 38% (max 47%). Αντιστοίχως, η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 79%.
3. S.02 b / 14 ημέρες διάρκεια, κύμα ψύχους, ολική διακοπή από Ουκρανία, Μάρτιος. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 22% (max 33%). Αντιστοίχως η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 76%.
4. S.03 a / 14 ημέρες διάρκεια, ολική διακοπή από Ρωσία, Φεβρουάριος. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 38% (max 39%). Αντιστοίχως, η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 78%, Ρουμανία 20%.
5. S.03 b / 30 ημέρες διάρκεια, ολική διακοπή από Ρωσία, Φεβρουάριος. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 37% (max 47%). Αντιστοίχως, η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 79%, Ρουμανία 5%.
6. S.07 / 7 ημέρες διάρκεια, διακοπή από Ουκρανία -σύνορα με Ρουμανία, Φεβρουάριος. Η Ελλάδα αντιμετωπίζει έλλειμμα αερίου από την πρώτη μέρα, με μέσο όρο μη ικανοποιούμενης ζήτησης 48% (max 55%). Αντιστοίχως, η Βουλγαρία με μέσο όρο (unserved gas) 81% και η Ρουμανία αντιστοίχως 22%.

Ωστόσο, για τους λόγους που αναφέρθηκαν παραπάνω (λόγοι αναθεώρησης της Διαβαλκανικής Μελέτης Επινδυνότητας: TurkStream και ανανέωση συμβολαίων μεταφοράς ρώσικου αερίου μέσω Ουκρανίας), εκπονήθηκε από τον ENTSO-G η προσθήκη (addendum) στη Μελέτη του 2017 σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού (EU Wide Security of Supply Simulation 2017). Στην μελέτη, βάσει συμφωνίας των μελών της Συντονιστικής Ομάδας για του Αέριο κατά τη συνάντηση του Μαρτίου 2020 (Gas Coordination Group), αποφασίστηκε να προσομοιωθούν 3 σενάρια που αναμενόταν ότι θα είχαν διαφορετικό αποτέλεσμα το 2020. Ένα εκ των σεναρίων αφορούσε σε διαταραχή της Ουκρανικής οδού (Ukraine disruption). Οι παραδοχές που λήφθηκαν αναφορικά με τη ζήτηση είναι ότι η ζήτηση παρέμεινε στα ίδια επίπεδα με αυτή του 2017, το ίδιο ίσχυσε δε και για τα σενάρια υψηλής ζήτησης. Η διάρκεια των σεναρίων ήταν δύο (2) μηνών και εξετάστηκε και για ημέρα μέγιστης ζήτησης (peak day) και για κύμα ψύχους (cold spell) διάρκειας δύο (2) εβδομάδων. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι δεν υπάρχει κανένας κίνδυνος περικοπής φορτίου εκτός από το σενάριο 2 εβδομάδων, όπου η Ρουμανία αντιμετωπίζει το ενδεχόμενο περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών υποδομής με την Ουγγαρία και τη Βουλγαρία. Σε κάθε περίπτωση οι περικοπές είναι περιορισμένες (6%), ενώ δεν έχουν συνυπολογιστεί τα ενδεχόμενα μέτρα αντιστάθμισης που μπορεί να υπάρχουν.

2.1.3 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» (Algerian risk group)

Όπως αναφέρεται ανωτέρω, σε αυτή την Ομάδα Κινδύνου συμμετέχουν οι χώρες Ελλάδα, Ισπανία, Γαλλία, Κροατία, Ιταλία, Μάλτα, Αυστρία, Πορτογαλία και Σλοβενία. Η εισαγωγή ΦΑ με εφοδιασμό από την Αλγερία στα συγκεκριμένα Κ-Μ αντιπροσωπεύει το 27% των συνολικών εισαγωγών για το 2016 και το 23% για το 2017.

Η Ομάδα Κινδύνου, μέσω των εκπροσώπων των Αρμόδιων Αρχών των Κ-Μ, μετά από ανάλυση, τόσο των κινδύνων, όσο και των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης (σε επίπεδο Ένωσης) των σεναρίων διαταραχής του εφοδιασμού και της υποδομής ΦΑ που διενήργησε το ΕΔΔΣΜ Αερίου (ENTSO-G), κατέληξε στη διαμόρφωση τεσσάρων (4) σεναρίων κρίσης. Τα σενάρια αυτά εξέτασαν (i) ολική διαταραχή τροφοδοσίας από Αλγερία, (ii) διαταραχή του αγωγού Maghreb, (iii) διαταραχή του αγωγού Transmed, και (iv) διαταραχή στις μονάδες υγροποίησης της Αλγερίας.

Οι προσομοιώσεις των σεναρίων πραγματοποιήθηκαν με τη χρήση ισοζυγίου μάζας και σε καμία περίπτωση δεν προέκυψε ανάγκη για περικοπή φορτίου. Για τις παραδοχές αναφορικά με την άφιξη φορτίων ΥΦΑ χρησιμοποιήθηκε μοντέλο που αναπτύχθηκε ειδικώς για το σκοπό αυτό από τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency, «IEA»).

Η Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας ολοκληρώθηκε και υπεβλήθη στην Επιτροπή από την Αρμόδια Αρχή της Ισπανίας τον Οκτώβριο του 2018. Η ΡΑΕ, σε στενή συνεργασία με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, συνέβαλε σε όλα τα στάδια της ανάλυσης κατά την εκπόνηση της ανωτέρω Μελέτης.

2.2 Εθνική Μελέτη Επικινδυνότητας

Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των υποχρεώσεων της ως Αρμόδια Αρχή σύμφωνα με το άρθρο 12 του ν. 4001/2011 για τη διασφάλιση της εφαρμογής των μέτρων που ορίζονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 994/2010 (ήδη Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938) εκπόνησε τον Μάιο του έτους 2020, Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας για τα έτη 2020 - 2022. Η μελέτη εξέτασε διεξοδικά τους κινδύνους που μπορούν να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ και ανέλυσε με τη μέθοδο της προσομοίωσης **πενήντα εννέα (59) σενάρια** πιθανών διαταραχών στην προμήθεια ή/και στη ζήτηση ΦΑ. Η μελέτη έλαβε υπόψη σημαντικές μεταβολές σε διεθνές και εθνικό επίπεδο που δύνανται να επηρεάσουν την ενεργειακή αγορά και την ασφάλεια εφοδιασμού και σχετίζονται με:

- Τη συμφωνία που επετεύχθη μεταξύ της Ρωσίας, της Ουκρανίας και της ΕΕ σχετικά με τη διαμετακόμιση ρωσικού ΦΑ μέσω του αγωγού Trans Balkan από την 1η Ιανουαρίου 2020,
- Τη μεταβολή (αύξηση) της αδιάλειπτης δυναμικότητας στο σημείο διασύνδεσης Kulata (BG) - Sidirokastron (EL), με κατεύθυνση από Ελλάδα προς Βουλγαρία,
- Τη λειτουργία νέου Σημείου Εισόδου στην Περιφέρεια της διαβαλκανικής και συγκεκριμένα στα σύνορα Βουλγαρίας με Τουρκία (σύνδεση με Turkish Stream -νέο Border Metering Station (BMS) στο Malkoclar),
- Την πανδημία COVID – 19 και τα περιοριστικά μέτρα που τέθηκαν σε εφαρμογή στη Χώρα.

2.2.1 Σενάρια κρίσης

Στο πλαίσιο της διερεύνησης σεναρίων κρίσης ασφάλειας εφοδιασμού εξετάστηκαν οι παρακάτω περιπτώσεις ζήτησης φυσικού αερίου, ικανοποιώντας τις προβλέψεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938:

Σενάρια Ομάδας Α: εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, οι οποίες σημειώνονται με στατιστική πιθανότητα μίας φοράς μέσα σε 20 έτη,

Σενάρια Ομάδας Β: μήνας μέσων χειμερινών συνθηκών,

Σενάρια Ομάδας Γ: μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης ΦΑ που σημειώνεται με στατιστική πιθανότητα μίας φοράς μέσα σε 20 έτη,

Οι παραδοχές σχετικά με τη ζήτηση ΦΑ που λήφθηκαν υπόψη για όλες τις ως άνω ομάδες σεναρίων ήταν:

- Η ζήτηση βιομηχανικών καταναλωτών και καταναλωτών σε σταθμούς συμπιεσμένου φυσικού αερίου (Compressed Natural Gas – CNG) που τροφοδοτούνται απευθείας από το ΕΣΜΦΑ θεωρήθηκε ότι δεν επηρεάζεται από τη θερμοκρασία.
- Σχετικά με την ηλεκτροπαραγωγή εξετάστηκαν δύο προφίλ ζήτησης, προσδιοριζόμενα ως (α) και (β), τα οποία αντιστοιχούν στις ακόλουθες συνθήκες:

Πίνακας 37: Προφίλ ζήτησης Ηλεκτροπαραγωγής

	2020-2021	2021-2022
Προφίλ ζήτησης	a	b
Υδραυλικότητα	Χαμηλή	Χαμηλή
Αποσύρσεις Μονάδων	Καρδιά I, II	Αμύνταιο I, II Καρδιά I, II, III, IV
Λιγνιτικές Μονάδες	Αστοχία 2 λιγνιτικών μονάδων	Αστοχία 2 λιγνιτικών μονάδων
Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις	Αστοχία καλωδίου Ιταλίας	Χωρίς πρόβλημα στις διασυνδέσεις

Σε συνδυασμό με τα παραπάνω εξετάστηκαν, κατά περίπτωση, οι ακόλουθες συνθήκες σχετικά με την προμήθεια φυσικού αερίου:

- Περιορισμός παροχής (Q) στα Σημεία Εισόδου «Σιδηρόκαστρο», «Κήποι» και «Ν. Μεσήμβρια»,
- Καθυστέρηση φορτίου ΥΦΑ,
- Στενότητα στην αγορά ΥΦΑ,
- Μηδενική δυνατότητα αεριοποίησης ΥΦΑ λόγω τεχνικού προβλήματος στο Σημείο Εισόδου «Αγία Τριάδα» (βλ. Κανόνα Εφοδιασμού).

Αναλυτικά, τα σενάρια που εξετάστηκαν παρουσιάζονται στις επόμενες παραγράφους **2.2.1.1** και **2.2.1.2**.

Επιπτώσεις από τις εξαγωγές

Η δυνατότητα φυσικής αντίστροφης ροής αερίου από το ελληνικό προς το βουλγαρικό Σύστημα Μεταφοράς στο Σημείο Εισόδου «Σιδηρόκαστρο», προσφέρει τη δυνατότητα δραστηριοποίησης των προμηθευτών ΦΑ στις γειτονικές αγορές με αξιοποίηση των εγχώριων υποδομών. Η μελέτη εξέτασε τις επιπτώσεις των εξεταζόμενων σεναρίων κρίσης στους Έλληνες καταναλωτές, υπό τη θεώρηση ότι η ως άνω εμπορική δραστηριότητα εξακολουθεί να συνεχίζεται χωρίς κανονιστικούς

περιορισμούς κατά τη διάρκεια μιας κρίσης ασφάλειας εφοδιασμού. Έτσι, τα σενάρια για τις περιόδους 2020 – 2021 και 2021 – 2022 προσομοιώθηκαν εκ νέου, λαμβάνοντας υπόψη σταθερή ημερήσια ποσότητα εξαγωγών προς τη Βουλγαρία ίση με την τεχνική δυναμικότητα αντίστροφης ροής στο «Σιδηρόκαστρο».

Επιπτώσεις από την πανδημία COVID-19

Η μελέτη εξέτασε επιπλέον σενάρια που ενσωμάτωσαν υποθέσεις σχετικά με την εξέλιξη της πανδημίας COVID-19 στη Χώρα και την επίδραση της στην προμήθεια αλλά και τη ζήτηση ΦΑ.

2.2.1.1 Περίοδος 2020 - 2021

Α. Σενάρια εβδομάδας ακραίων θερμοκρασιών

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας		
A1a	Qsid=0% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A2a	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A3a	Qsid=0% Qkip=50% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A4a	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
A5a	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Μη άφιξη φορτίου ΥΦΑ εντός της εβδομάδας

Β. Σενάρια μήνα μέσων χειμερινών συνθηκών

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας		
B1a	Qsid=0% Qkip=100% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
B2a	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
B3a	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=0%	Μεγάλη καθυστέρηση 1 ^{ου} φορτίου ΥΦΑ (21 ημ.), κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
B4a	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
B5a	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Τεχνικό πρόβλημα αεριοποίησης (0%) για ένα μήνα

Γ. Σενάρια μήνα εξαιρετικά υψηλής ζήτησης

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας		

Γ1a	Qsid=50% Qkip=50% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
Γ2a	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=0%	Μεγάλη καθυστέρηση 1 ^{ου} φορτίου ΥΦΑ (21 ημ.), κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
Γ3a	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
Γ4a	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ (14 ημ.) σε συνδυασμό με στενότητα στην αγορά ΥΦΑ

2.2.1.2 Περίοδος 2021 - 2022

Α. Σενάρια εβδομάδας ακραίων θερμοκρασιών

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον.		
A1b	Qsid=0% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A2b	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A3b	Qsid=0% Qkip=50% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
A4b	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
A5b	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Μη άφιξη φορτίου ΥΦΑ εντός της εβδομάδας

Β. Σενάρια μήνα μέσων χειμερινών συνθηκών

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον.		
B1b	Qsid=0% Qkip=100% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
B2b	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=100%	Κανονικές συνθήκες
B3b	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=0%	Μεγάλη καθυστέρηση 1 ^{ου} φορτίου ΥΦΑ (21 ημ.), κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
B4b	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
B5b	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Τεχνικό πρόβλημα αεριοποίησης (0%) για ένα μήνα

Γ. Σενάρια μήνα εξαιρετικά υψηλής ζήτησης

Σενάριο	Συνθήκες	
	Σιδηρόκαστρο/Κήποι/ N. Μεσήμβρια	Αγ. Τριάδα
Παραδοχές ΗΠ: Απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον.		
Γ1b	Qsid=50%	Κανονικές συνθήκες

	Qkip=50% Qmes=100%	
Γ2b	Qsid=100% Qkip=0% Qmes=0%	Μεγάλη καθυστέρηση 1 ^{ου} φορτίου ΥΦΑ (21 ημ.), κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
Γ3b	Qpipe=14,6 εκ. Nm ³ /d	Κανονικές συνθήκες
Γ4b	Qpipe=Qsid+Qkip+Qmes	Καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ (14 ημ.) σε συνδυασμό με στενότητα στην αγορά ΥΦΑ

2.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης σεναρίων

Κατά την προσομοίωση των σεναρίων υπολογίστηκε το ισοζύγιο μάζας και εκτιμήθηκαν οι επιπτώσεις από πιθανούς περιορισμούς τροφοδοσίας ΦΑ στην Ηλεκτροπαραγωγή (ΗΠ), τους Βιομηχανικούς Καταναλωτές και τους Προστατευόμενους Καταναλωτές.

Στις ακόλουθες Μήτρες Επικινδυνότητας (**Γράφημα 9** και **Γράφημα 10**) παρουσιάζεται η αποτίμηση της επικινδυνότητας για κάθε ένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν. Οι θέσεις με κόκκινο χρώμα θεωρούνται θέσεις υψηλού (μη ανεκτού) κινδύνου, ενώ οι θέσεις με πράσινο χρώμα θεωρούνται θέσεις χαμηλού (ανεκτού) κινδύνου. Οι ενδιάμεσες θέσεις (με κίτρινο χρώμα) θεωρούνται θέσεις μέτριου (μη επιθυμητού) κινδύνου.

Η σειρά προτεραιότητας για την αντιμετώπιση των σεναρίων κρίσης στο παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης διαμορφώνεται ως εξής:

1. **Επίπεδο προτεραιότητας Α** - Σενάρια μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου,
2. **Επίπεδο προτεραιότητας Β** - Σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε στην ΗΠ,
3. **Επίπεδο προτεραιότητας Γ** – Λοιπά σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου.

2.2.2.1 Περίοδος 2020 – 2021

Χωρίς να ληφθούν υπόψη οι εξαγωγές

Πιθανότητα	5	A4a					
	4	Γ3a					
	3		Γ4a				
	2	A2a	B3a			A3a, Γ2a	
	1	A5a	B5a	Γ1a	B1a	A1a	
		A	B	C	D	E	
Επιπτώσεις							

Η/Π

Λαμβάνοντας υπόψη τις εξαγωγές

Πιθανότητα	5		A4a				
	4					Γ3a	
	3		B4a			Γ4a	
	2			A2a		A3a B3a Γ2a	
	1	B2a				A1a B1a B5a Γ1a A5a	
		A	B	C	D	E	
Επιπτώσεις							

Βιομηχανικοί Καταναλωτές

Αμελητέα διακινδύνευση στα εξεταζόμενα σενάρια κρίσης

Πιθανότητα	5						
	4						
	3						
	2		B3a			A3a Γ2a	
	1			Γ1a		A1a B1a	
		A	B	C	D	E	
Επιπτώσεις							

Γράφημα 9: Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2020 – 2021

2.2.2.2 Περίοδος 2021 – 2022

Χωρίς να ληφθούν υπόψη οι εξαγωγές

Πιθανότητα					Επιπτώσεις				
5	A4b								E
4		Γ3b							
3							Γ4b		
2	A2b			B3b				A3b Γ2b	
1	A5b			B1b B5b				A1b Γ1b	
					A	B	C	D	E

Η/Π

Λαμβάνοντας υπόψη τις εξαγωγές

Πιθανότητα					Επιπτώσεις				
5				A4b					
4							Γ3b		
3	B4b						Γ4b		
2				A2b			A3b B3b Γ2b		
1	B2b						A1b B1b B5b Γ1b A5b		
					A	B	C	D	E

Βιομηχανικοί Καταναλωτές

Αμελητέα διακινδύνευση στα εξεταζόμενα σενάρια κρίσης

Πιθανότητα					Επιπτώσεις				
5									
4									
3									
2				B3b			A3b Γ2b		
1			B5b				A1b B1b Γ1b		
					A	B	C	D	E

Γράφημα 10: Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2021 – 2022

2.2.3 Συμπεράσματα Μελέτης Επικινδυνότητας

Τα συμπεράσματα της Μελέτης Επικινδυνότητας ήταν συνοπτικά τα ακόλουθα:

1. Οι Προστατευόμενοι Καταναλωτές δεν αναμένεται να υποστούν επιπτώσεις στην τροφοδοσία, αν δεν ληφθεί υπόψη η εμπορική δραστηριότητα εξαγωγών προς τη Βουλγαρία. Εντούτοις, αυτό απαιτεί την ενεργοποίηση των μέτρων διαχείρισης ζήτησης που προβλέπονται στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης (2018) και την εφαρμογή του Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (2019) ως προς τη διακοπή/περιορισμό ΦΑ.
2. Υπό την ίδια θεώρηση, (περί μηδενικής εξαγωγικής δραστηριότητας προς τη Βουλγαρία κατά την ενεργοποίηση σεναρίου κρίσης), ισχύουν τα παρακάτω για την Ηλεκτροπαραγωγή:
 - a. Για την περίοδο 2020 – 2021: 2 σενάρια αναμένεται να μην έχουν επίπτωση στον εφοδιασμό των ηλεκτροπαραγωγών, 6 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως ανεκτού (χαμηλού) κινδύνου, 4 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου και 2 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου.
 - b. Για την περίοδο 2021 – 2022: 2 σενάρια αναμένεται να μην έχουν επίπτωση στον εφοδιασμό των ηλεκτροπαραγωγών, 4 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως ανεκτού (χαμηλού) κινδύνου, 5 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου και 3 σενάρια κατηγοριοποιούνται ως μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου.
3. Οι Βιομηχανικοί Καταναλωτές, εφόσον δεν λαμβάνεται υπόψη η εμπορική δραστηριότητα εξαγωγών προς Βουλγαρία, δεν αναμένεται να υποστούν επιπτώσεις στην τροφοδοσία τους, σε κανένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν.
4. Διαπιστώθηκε η ανάγκη βελτίωσης της μεθοδολογίας εκτίμησης της ζήτησης για όλες τις κατηγορίες καταναλωτών, γεγονός που αναδείχθηκε και από σχετική μελέτη του JRC. Οι προβλέψεις του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης για την κατάρτιση Κοινής Εκτίμησης Ζήτησης (έκθεσης εποχικής ζήτησης) από τους Διαχειριστές αερίου και ηλεκτρισμού συνεισέφεραν θετικά, πλην όμως απαιτείται περαιτέρω προσπάθεια για την κατά το δυνατόν πληρέστερη και τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης ιδίως στα δίκτυα διανομής.

Επιπτώσεις εξαγωγών

5. Η διατήρηση της εμπορικής/ εξαγωγικής δραστηριότητας προς τη Βουλγαρία κατά τη διάρκεια μιας κρίσης, χωρίς κανονιστικούς περιορισμούς αναμένεται να προκαλέσει σημαντική αύξηση της συνολικής διακινδύνευσης, ικανή να οδηγήσει σε περικοπές φυσικού αερίου στους Προστατευόμενους Καταναλωτές. Αυτό δύναται να συμβεί στα σενάρια A1 και A3, εβδομαδιαίας διάρκειας και στο σενάριο Γ2, μηνιαίας διάρκειας, τόσο για την περίοδο 2020 – 2021 όσο και για την περίοδο 2021 – 2022. Τα εν λόγω σενάρια ενσωματώνουν σημαντικές διαταραχές στην προμήθεια ΦΑ κυρίως μέσω αγωγών.

Επιπτώσεις πανδημίας COVID – 19

6. Η Μελέτη διερεύνησε τις πιθανές επιπτώσεις της πανδημίας COVID-19 κατά τη χειμερινή περίοδο 2020-2021. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των σεναρίων δεν κατέδειξαν σημαντικές επιπτώσεις σε όλες τις κατηγορίες καταναλωτών, με την προϋπόθεση ότι οι δραστηριότητες των Διαχειριστών και

των Προμηθευτών ΦΑ παραμένουν ανεπηρέαστες και η επιχειρησιακή συνέχεια διασφαλίζεται σε κάθε περίπτωση.

2.2.4 Κατευθύνσεις για το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης

Σύμφωνα με τις προβλέψεις της Μελέτης Επικινδυνότητας, το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης θα πρέπει να λάβει υπόψη του τα κάτωθι:

- Οι Διαχειριστές και οι Προμηθευτές ΦΑ θα πρέπει να διασφαλίζουν την συνέχεια της ομαλής επιχειρησιακής λειτουργίας ακόμα και στην περίπτωση επανεμφάνισης πανδημικής κρίσης ή έντονης οικονομικής ύφεσης.
- Το κανονιστικό πλαίσιο θα πρέπει να ενσωματώσει τις απαραίτητες προβλέψεις για την απρόσκοπτη αξιοποίηση της διαθέσιμης τεχνικά δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου σε συνθήκες κρίσης ΦΑ. Επίσης θα πρέπει να θέσει τους απαιτούμενους περιορισμούς στον όγκο εξαγωγών σε περίπτωση κρίσης ΦΑ σύμφωνα με τις διατάξεις του Κανονισμού 2017/1938 περί Αλληλεγγύης.
- Περαιτέρω, θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στο δίκτυο διανομής της ΕΔΑ Αττικής και συγκεκριμένα στον Κλάδο «Κορωπίου – Μαρκοπούλου», ο οποίος λόγω μη εναλλακτικής τροφοδοσίας έχει αυξημένη τρωτότητα και ως εκ τούτου δύναται να επηρεάσει την τροφοδοσία Προστατευόμενων Καταναλωτών.

Το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης προδιαγράφει κατάλληλα μέτρα για την αντιμετώπιση, κατά σειρά προτεραιότητας, των παρακάτω σεναρίων, χωρίς να ληφθούν υπόψη οι επιπτώσεις από τις εξαγωγές¹⁰.

¹⁰ Τα συμπεράσματα από την προσομοίωση των εξαγωγών θα αξιοποιηθούν κατά την εκπόνηση της επικαιροποίησης της Διαβαλκανικής Μελέτης Επικινδυνότητας, η οποία θα προσομοιώσει υδραυλικά συγκεκριμένα σενάρια για την εξαγωγή συμπερασμάτων και τη διευκόλυνση στη λήψη αναγκαίων μέτρων.

Περίοδος 2020 – 2021 (χωρίς εξαγωγές)

A/A	Σενάριο	Συνθήκες σεναρίου
Επίπεδο προτεραιότητας Α - Σενάρια μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου		
1	A3a	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, $Q_{ΣΙΔ}=0\%$, $Q_{ΚΗΠ}=50\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
2	Γ2a	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, $Q_{ΣΙΔ}=100\%$, $Q_{ΚΗΠ}=0\%$, $Q_{ΜΕΣ}=0\%$, μεγάλη καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ, κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
Επίπεδο προτεραιότητας Β - Σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε στην ΗΠ		
3	A1a	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, $Q_{ΣΙΔ}=0\%$, $Q_{ΚΗΠ}=0\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
Επίπεδο προτεραιότητας Γ – Λοιπά σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου		
4	Γ1a	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, $Q_{ΣΙΔ}=50\%$, $Q_{ΚΗΠ}=50\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
5	Γ4a	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, κανονικές συνθήκες για αέριο αγωγών (14,6 εκ. Nm ³ /d), καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ σε συνδυασμό με στενότητα στην αγορά ΥΦΑ
6	A4a	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, χαμηλή υδραυλικότητα ΗΠ, αστοχία δυο λιγνιτικών μον. και καλωδίου Ιταλίας, κανονικές συνθήκες για αέριο αγωγών (14,6 εκ. Nm ³ /d), Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες

Περίοδος 2021 – 2022 (χωρίς εξαγωγές)

A/A	Σενάριο	Συνθήκες σεναρίου
Επίπεδο προτεραιότητας Α - Σενάρια μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου		
1	A3b	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., $Q_{ΣΙΔ}=0\%$, $Q_{ΚΗΠ}=50\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
2	Γ2b	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., $Q_{ΣΙΔ}=100\%$, $Q_{ΚΗΠ}=0\%$, $Q_{ΜΕΣ}=0\%$, μεγάλη καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ, κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
3	Γ4b	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., κανονικές συνθήκες για αέριο αγωγών (14,6 εκ. Nm ³ /d), καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ σε συνδυασμό με στενότητα στην αγορά ΥΦΑ
Επίπεδο προτεραιότητας Β - Σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε στην ΗΠ		
4	A1b	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., $Q_{ΣΙΔ}=0\%$, $Q_{ΚΗΠ}=0\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
5	Γ1b	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., $Q_{ΣΙΔ}=50\%$, $Q_{ΚΗΠ}=50\%$, $Q_{ΜΕΣ}=100\%$, Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
Επίπεδο προτεραιότητας Γ – Λοιπά σενάρια μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου		
6	B3b	Μήνας μέσων χειμερινών συνθηκών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., $Q_{ΣΙΔ}=100\%$, $Q_{ΚΗΠ}=0\%$, $Q_{ΜΕΣ}=0\%$, μεγάλη καθυστέρηση 1ου φορτίου ΥΦΑ (21 ημ.), κανονική λειτουργία αγοράς ΥΦΑ
7	Γ3b	Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., κανονικές συνθήκες για αέριο αγωγών (14,6 εκ. Nm ³ /d), Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες
8	A4b	Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, απόσυρση μονάδων Καρδιά I, II, III, IV και Αμύνταιο I, II, χαμηλή υδραυλικότητα, αστοχία δυο λιγνιτικών μον., κανονικές συνθήκες για αέριο αγωγών (14,6 εκ. Nm ³ /d), Αγ. Τριάδα κανονικές συνθήκες

7. Το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης θα επιδιώξει, μέσω των εφαρμοζόμενων μέτρων, την ικανοποίηση των παρακάτω κριτηρίων διακινδύνευσης (risk criteria), κατά φθίνουσα σειρά προτεραιότητας:

Κριτήριο διακινδύνευσης 1: Μη ύπαρξη σεναρίων σε περιοχές μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου,

Κριτήριο διακινδύνευσης 2: Μη ύπαρξη σεναρίων σε περιοχές μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε για την ηλεκτροπαραγωγή,

Κριτήριο διακινδύνευσης 3: Μη ύπαρξη σεναρίων σε περιοχές μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου.

3 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή

Σύμφωνα με τον Κανονισμό 2017/1938 (άρθρο 5), τα Κ-Μ οφείλουν να εξασφαλίζουν ότι λαμβάνονται τα αναγκαία μέτρα έτσι ώστε, σε περίπτωση διαταραχής της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου, η τεχνική ικανότητα της υπόλοιπης υποδομής, η οποία ορίζεται σύμφωνα με τον τύπο N-1, όπως προβλέπεται στο σημείο 2 του παραρτήματος II του Κανονισμού, να είναι σε θέση, με την επιφύλαξη της παραγράφου 2 του άρθρου 5, να ικανοποιήσει τη συνολική ζήτηση ΦΑ της περιοχής υπολογισμού για περίοδο μιας ημέρας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης αερίου, η οποία επέρχεται με στατιστική πιθανότητα μίας φοράς μέσα σε 20 έτη.

Ωστόσο, η ως άνω υποχρέωση ισχύει με την επιφύλαξη της ευθύνης των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς να προβούν στις αντίστοιχες επενδύσεις και των υποχρεώσεων των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς, όπως ορίζονται στον κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 715/2009 και στην οδηγία 2009/73/ΕΚ.

Ο κανόνας N-1 προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100\% \quad (1)$$

όπου:

«Περιοχή υπολογισμού» είναι η γεωγραφική περιοχή για την οποία υπολογίζεται ο τύπος N-1, όπως ορίζεται από την Αρμόδια Αρχή.

Ως «**Dmax**» νοείται η συνολική ημερήσια ζήτηση σε ΦΑ (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) της περιοχής υπολογισμού κατά τη διάρκεια μιας ημέρας με εξαιρετικά υψηλή ζήτηση, με στατιστική πιθανότητα εμφάνισης μία φορά μέσα σε 20 έτη.

«**EPm**»: ως τεχνική δυναμικότητα των σημείων εισόδου (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα), εκτός από την παραγωγή, το ΥΦΑ και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης που καλύπτονται από τα P_m, S_m και LNG_m, νοείται η ποσότητα της τεχνικής δυναμικότητας όλων των σημείων εισόδου που έχουν τη δυνατότητα να τροφοδοτήσουν με ΦΑ την περιοχή υπολογισμού.

«**Pm**»: ως μέγιστη τεχνική παραγωγική δυναμικότητα (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοείται το άθροισμα της μέγιστης τεχνικής ημερήσιας παραγωγικής δυναμικότητας όλων των εγκαταστάσεων παραγωγής ΦΑ η οποία μπορεί να παρασχεθεί στα σημεία εισόδου στην περιοχή υπολογισμού.

«**S_m**»: ως μέγιστη τεχνική ικανότητα απόληψης (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοείται το άθροισμα της μέγιστης τεχνικής ημερήσιας ικανότητας απόληψης από όλες τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης η οποία μπορεί να παραδοθεί στα σημεία εισόδου στην περιοχή υπολογισμού, λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα φυσικά χαρακτηριστικά τους.

«**LNG_m**»: ως μέγιστη τεχνική δυναμικότητα εγκατάστασης ΥΦΑ (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοούνται οι μέγιστες ημερήσιες τεχνικές δυνατότητες σε όλες τις εγκαταστάσεις ΥΦΑ στην περιοχή υπολογισμού, λαμβάνοντας υπόψη κρίσιμα στοιχεία όπως η εκφόρτωση, οι βοηθητικές υπηρεσίες, η προσωρινή αποθήκευση και η επαναεριοποίηση ΥΦΑ, καθώς και η τεχνική δυναμικότητα εξαγωγής στο σύστημα.

«**Im**»: νοείται η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου (εκατ. m³/ημέρα) με την υψηλότερη ικανότητα παροχής στην περιοχή υπολογισμού. Όταν διάφορες υποδομές αερίου συνδέονται σε μια κοινή ανάντη ή κατάντη υποδομή αερίου και η διαχείρισή τους δεν μπορεί να γίνει μεμονωμένα, θεωρούνται ως μία ενιαία υποδομή αερίου.

3.1 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε εθνικό επίπεδο

3.1.1 Υποθέσεις, μεθοδολογία και δεδομένα

Για τον υπολογισμό του Δείκτη N-1 λήφθηκαν υπόψη τα εξής:

Ως **Περιοχή υπολογισμού** λαμβάνεται το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), το οποίο περιλαμβάνει το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου εντός της ελληνικής επικράτειας και την εγκατάσταση ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα.

EP_m: Οι τεχνικές δυναμικότητες των Σημείων Εισόδου στο Σιδηρόκαστρο, τους Κήπους και τη Ν. Μεσήμβρια

P_m=0: Μηδενική παραγωγή φυσικού αερίου

S_m=0: Δεν υπάρχει υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου

LNG_m: η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα

I_m: η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου με την υψηλότερη ικανότητα παροχής (Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα) : **ιση με την LNG_m**

D_{max}: Η μέγιστη ημερήσια ζήτηση της Ελληνικής αγοράς.

Ο προσδιορισμός των τεχνικών δυναμινοτήτων των Σημείων Εισόδου γίνεται από τον Διαχειριστή¹¹. Ως τεχνική δυναμικότητα (κατά τον ορισμό της παρ. 18 του άρθρου 2 του Κανονισμού 1775 /05) νοείται η μέγιστη αμετάβλητη δυναμικότητα, την οποία είναι σε θέση να προσφέρει ο Διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου, λαμβανομένων υπόψη της ακεραιότητας του δικτύου και των λειτουργικών απαιτήσεων του δικτύου μεταφοράς.

Ο υπολογισμός της τεχνικής δυναμικότητας για τα Σημεία Εισόδου του ΕΣΦΑ από Βορρά (μέσω του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων - ΜΣΣ - Σιδηροκάστρου) και Ανατολή (μέσω του ΜΣΣ Κήπων), προσεγγίζεται υπολογιστικά μέσω της προσομοίωσης του Συστήματος Μεταφοράς, προσδιορίζοντας τις μέγιστες ημερήσιες ροές δια των από Βορρά και Ανατολής Σημείων Εισόδου ΦΑ. Για τον σκοπό αυτόν αναλύεται η υδραυλική απόκριση του ΕΣΜΦΑ, λαμβανομένων υπόψη των λειτουργικών συνθηκών και απαιτήσεων του Συστήματος Μεταφοράς (μεταξύ αυτών και οι εγγυημένες πιέσεις παράδοσης στα σημεία εισόδου από τους Διαχειριστές των ανάντη συστημάτων), για την περίπτωση της εκτιμώμενης ετήσιας ημέρας αιχμής (peak day) με απαιτήσεις υδραυλικής ευστάθειας του δικτύου και μέγιστης τροφοδοσίας ΦΑ από Βορρά και Ανατολή. Στη συνέχεια, ο Διαχειριστής λαμβάνει υπόψη του - όπου είναι εφικτό - τις διαθέσιμες δημοσιευόμενες πληροφορίες των Διαχειριστών των ανάντη Συστημάτων Μεταφοράς, με σκοπό τη διασφάλιση της συμβατότητας μεταξύ των μεγεθών στα σημεία διασύνδεσης με τα αντίστοιχα δίκτυα. Η τεχνική δυναμικότητα στα σημεία αυτά δεν περιορίζεται από τη δυναμικότητα των αντίστοιχων σταθμών μέτρησης, δεδομένου ότι η τελευταία είναι επαρκής.

¹¹«Μέθοδος προσδιορισμού τεχνικών δυναμινοτήτων»,

Ο υπολογισμός της τεχνικής δυναμικότητας του Νότιου Σημείου Εισόδου (μέσω του μετρητικού σταθμού Αγ.Τριάδας) βασίζεται στη δυναμικότητα αεριοποίησης του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας χωρίς να ληφθεί υπόψη ο εφεδρικός εξοπλισμός (Sustained Maximum Send Out Rate), υποθέτοντας ισοδυναμία $1 \text{ m}^3 \text{ ΥΦΑ} = 590 \text{ Nm}^3 \text{ ΦΑ}$ και λαμβάνοντας υπόψη τη δυναμικότητα του σταθμού μέτρησης Αγ. Τριάδας.

Οι τιμές που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του Δείκτη N-1 για τα έτη υπολογισμού 2020 έως 2022 φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 38: Δεδομένα υπολογισμού N-1

	2020-21 <i>εκ. Nm³/ημ.</i>	2021-22 <i>εκ. Nm³/ημ.</i>
ΕΡ_{ΣΙΔΗΡ.}	10,5	10,5
ΕΡ_{ΚΗΠ.}	4,7	4,7
ΕΡ_{Ν. ΜΕΣΗΜΒ.}		
Σύνολο (ΕΡ_{ΣΙΔΗΡ.}, ΕΡ_{ΚΗΠ.}, ΕΡ_{Ν. ΜΕΣΗΜΒ.})	15,1	15,1
I_m	17,2	19,4
P_m	-	-
S_m	-	-
D_{max}	26,6	26,8

Σημειώνεται ότι αναφορικά με τη μέγιστη ημερήσια ζήτηση (D_{max}) λαμβάνεται υπόψη το κεντρικό σενάριο (ΕΣΕΚ-adjusted) του ΔΕΣΦΑ που υιοθετείται στη Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021 – 2030.

3.1.2 Αποτελέσματα

Από την εφαρμογή του Κανόνα N-1, με βάση τη σχέση υπολογισμού (1) προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα που καταδεικνύουν ότι ο Κανόνας N-1 δεν ικανοποιείται με τις υφιστάμενες υποδομές σε Εθνικό επίπεδο.

Πίνακας 39: Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 χωρίς εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς

	2020-21	2021-22
N-1 (%)	56,9	56,4

Σύμφωνα με το άρθρο 5 παρ. 2 του Κανονισμού, η υποχρέωση των Κ-Μ να διασφαλίσουν την τήρηση του Κανόνα N-1, ήτοι να διασφαλίσουν σύμφωνα με την παρ. 1 του ίδιου άρθρου, ότι οι υπόλοιπες υποδομές έχουν την τεχνική ικανότητα να ικανοποιήσουν τη συνολική ζήτηση ΦΑ, θεωρείται επίσης ότι τηρείται εφόσον αποδειχθεί στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης ότι μια διαταραχή του εφοδιασμού με ΦΑ μπορεί να αντισταθμισθεί επαρκώς και εγκαίρως με κατάλληλα μέτρα βασιζόμενα στην αγορά, όσον αφορά τη ζήτηση. Προς τούτο, ο τύπος N – 1 υπολογίζεται κατά τα οριζόμενα στο σημείο 4 του παραρτήματος ΙΙ του Κανονισμού. Στο παρόν Σχέδιο θεωρείται ότι από την εφαρμογή των υφιστάμενων δράσεων διαχείρισης ζήτησης προκύπτει όφελος 1,1 (εκ. Nm³/ημ.) από τους διακόψιμους και διακοπτόμενους καταναλωτές (μέτρο αγοράς), ενώ από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου προκύπτει

όφελος $8,6^{12}$ (εκ. $\text{Nm}^3/\text{ημ.}$)¹³. Έτσι, η εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς (**$D_{\text{eff}} = 1,1$ εκ. $\text{Nm}^3/\text{ημ.}$**) και από την εναλλαγή καυσίμου σε μονάδες ΗΠ θεωρείται ότι οδηγεί σε εξοικονόμηση συνολικά **9,7 εκ. $\text{Nm}^3/\text{ημ.}$**

Ακολουθώντας, υπολογίζεται κατά τα ανωτέρω ο δείκτης N-1, λαμβάνοντας υπόψη την εφαρμογή των ως άνω μέτρων διαχείρισης ζήτησης. Ωστόσο, και σε αυτή την περίπτωση ο Κανόνας για την υποδομή δεν ικανοποιείται.

Πίνακας 40: Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 μετά από εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης

	2020-21	2021-22
N-1 (%) με D_{eff}	59,4	58,9
N-1 (%) με D_{eff} και dual fuel	84,1	83,1

3.2 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε περιφερειακό επίπεδο

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (άρθρο 5, παρ. 3), οι Αρμόδιες Αρχές των γειτονικών Κ-Μ δύνανται να συμφωνήσουν την τήρηση από κοινού της υποχρέωσης συμμόρφωσης με τον Κανόνα για την υποδομή.

Σε περιφερειακό επίπεδο, η Ελλάδα συμμετέχει στις Ομάδες Κινδύνου «Διαβαλκανική» και «Ουκρανία» για τον εξ ανατολών εφοδιασμό με φυσικό αέριο, στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» για τον εφοδιασμό από τη Β. Αφρική και στις Ομάδες «Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου» και «Ανατολική Μεσόγειος» για τον εφοδιασμό από τα νοτιοανατολικά.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα υπολογισμού του Δείκτη N-1 σε περιφερειακό επίπεδο ανά Ομάδα Κινδύνου, όπως περιλαμβάνονται στις αντίστοιχες Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Σημειώνεται ότι στη Μελέτη για τη Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, τα αποτελέσματα παρουσιάζουν ξεχωριστά τους υπολογισμούς για τις περιπτώσεις εφαρμογής ή μη Μέτρων Διαχείρισης Ζήτησης καθώς και αφαίρεσης ή μη του αερίου διαμετακόμισης. Στη Μελέτη για την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία», οι Δείκτες υπολογίστηκαν για δύο περιπτώσεις θεώρησης της μεγαλύτερης περιφερειακής υποδομής (Im). Αντίστοιχη προσέγγιση ακολουθήθηκε και στη Μελέτη της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», όπου εξετάστηκε ο Δείκτης με απώλεια τόσο της μεγαλύτερης υποδομής όσο της Ουκρανικής οδού τροφοδοσίας συνολικά. Τέλος, επισημαίνεται ότι για τις Ομάδες Κινδύνου «Αλγερία» και «Ουκρανία» τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται αφορούν εκτιμήσεις για το επίπεδο των εγκαταστάσεων αποθήκευσης στο 30% του μέγιστου ωφέλιμου όγκου τους.

¹² Προκύπτει για συνολική αποδιδόμενη ισχύ 1,8 GWe υπό τη θεώρηση λειτουργίας 1 ημέρας σε πλήρη φόρτιση.

¹³ Για τον υπολογισμό του οφέλους από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου, ελήφθη υπόψη η διαθέσιμη αποδιδόμενη ισχύς που καταγράφηκε κατά διεξαγωγή της 1^{ης} δοκιμής (μετά την υπογραφή της σύμβασης της παρ. 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011).

Πίνακας 41: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τα έτη 2020 και 2021

	2020	2021
Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου¹⁴		
N-1 (%) (Im: Isaccea)	86,47	104,71
N-1 με Deff (%)	90,96	110,14
N-1 (%) αφ. διαμετακόμισης	46,06	64,29
N-1 (%) αφ. διαμετακόμισης με Deff	48,45	67,63
Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»		
N-1 (%) (Im: Baumgaarten)	123,00	123,00
N-1 (%) (Im: Mazara de Vallo)	132,00	131,00
Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»		
N-1 (%) (Im: Uzhgorod)	151,00	-
N-1 (%) (Im: Ukraine route)	144,00	-

3.3 Ικανότητα αμφίδρομης ροής

3.3.1 Σημεία διασύνδεσης με ικανότητα αμφίδρομης ροής

Το μόνο σημείο διασύνδεσης της Χώρας που διαθέτει ικανότητα αμφίδρομης ροής είναι αυτό με τη Βουλγαρία Kulata-Σιδηρόκαστρο. Η τεχνική δυναμικότητα του σημείου (φυσική ροή) είναι 117.804.036 kWh/ημέρα, ενώ η τεχνική δυναμικότητα αντίστροφης ροής (από Ελλάδα προς Βουλγαρία) είναι 64.826.100 kWh/ημέρα. Η δυνατότητα φυσικής αντίστροφης ροής δόθηκε εν τοις πράγμασι από την 1η Ιουνίου 2017, οπότε ετέθη σε εφαρμογή η δεύτερη έκδοση της Συμφωνίας Διασυνδεδεμένων Συστημάτων (Interconnection Agreement) μεταξύ των διαχειριστών ΔΕΣΦΑ και Bulgartransgaz. Το τυποποιημένο προϊόν φυσικής αντίστροφης ροής (ετήσιας διάρκειας), το οποίο προσφέρθηκε από τους δύο διαχειριστές δεσμοποιημένο, διατέθηκε για πρώτη φορά στις ετήσιες δημοπρασίες διάθεσης δυναμικότητας στο εν λόγω σημείο διασύνδεσης τον Μάρτιο του 2017. Προϊόν διακοπτόμενης αντίστροφης ροής προσφέρεται επίσης προς δημοπράτηση σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 459/2017.

Η Ελλάδα διαθέτει επίσης ένα σημείο διασύνδεσης με την Τουρκία. Καθότι πρόκειται για σημείο διασύνδεσης με τρίτη χώρα, οι Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί έχουν εφαρμογή μόνο από την πλευρά της Ελλάδας. Προς το παρόν, στο εν λόγω σημείο διασύνδεσης δεν υπάρχει η δυνατότητα φυσικής παρά μόνο εικονικής αντίστροφης ροής.

¹⁴ Ο δείκτης είναι υπό επικαιροποίηση ενόψει της ολοκλήρωσης του αγωγού Turkish stream και της δημιουργίας του νέου Σημείου Διασύνδεσης μεταξύ Βουλγαρίας και Τουρκίας, επιτρέποντας τη διαμετακόμιση ΦΑ από την Τουρκία στη Διαβαλκανική περιοχή από την 1η Ιανουαρίου 2020. Τα αποτελέσματα θα ενσωματωθούν στην επικαιροποιημένη Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, που πρόκειται να υποβληθεί στην Επιτροπή στο προσεχές χρονικό διάστημα.

3.3.2 Σημεία διασύνδεσης για τα οποία έχει χορηγηθεί εξαίρεση

Δεν υπάρχουν σημεία διασύνδεσης για τα οποία να έχει χορηγηθεί εξαίρεση σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 5 του Κανονισμού. Εντός του 2020 προβλέπεται η λειτουργία δύο νέων σημείων διασύνδεσης:

1. Σημείο Διασύνδεσης Ν. Μεσημβρία μεταξύ ΕΣΦΑ και ΤΑΡ
2. Σημείο Διασύνδεσης Κομοτηνή μεταξύ ΕΣΦΑ και ΙGB

Οι αγωγοί ΤΑΡ και ΙGB θα λειτουργήσουν υπό καθεστώς εξαίρεσης κατά το άρθρο 36 της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ, επομένως τα οριζόμενα στους Ευρωπαϊκούς Κανονισμούς εφαρμόζονται στο βαθμό που δεν έρχονται σε αντίθεση με τα οριζόμενα στις οικείες Αποφάσεις Εξαίρεσης.

Στο σημείο διασύνδεσης ΕΣΦΑ-ΤΑΡ, από την πλευρά του ΤΑΡ υπάρχει η δυνατότητα αμφίδρομης ροής. Ωστόσο, η επίτευξη αντίστροφης ροής απαιτεί την εγκατάσταση νέου σταθμού συμπίεσης στην περιοχή της Ν. Μεσημβρίας από την πλευρά του ΕΣΦΑ, η οποία περιλαμβάνεται στο εγκεκριμένο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 755/2020 «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020 - 2029, ΦΕΚ Β' 1746/07.05.2020).

Η επίτευξη αντίστροφης ροής (από Βουλγαρία προς Ελλάδα) για τον αγωγό ΙGB απαιτεί τη λειτουργία συμπίεστή στον ΙGB, η οποία προβλέπεται μόνο κατά τη δεύτερη φάση υλοποίησης/επέκτασης του έργου από τεχνική δυναμικότητα φυσικής ροής από 3bma/έτος σε 5bma/έτος.

4 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό

4.1 Ορισμός προστατευόμενων καταναλωτών

Με το άρθρο 17 παρ. 12 ν. 4203/2013 (ΦΕΚ Α' 235/01.11.2013) προστέθηκε στοιχείο (κβ1) στην παρ. 2 του άρθρου 2 ν. 4001/2011, όπου ορίζονται ως Προστατευόμενοι Καταναλωτές Φυσικού Αερίου «οι Οικιακοί Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι με δίκτυο διανομής φυσικού αερίου». Στο ίδιο εδάφιο προβλέπεται ότι με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας δύνανται να θεωρηθούν ως προστατευόμενοι καταναλωτές ΦΑ και οι κατηγορίες που προβλέπονται επιπροσθέτως στο άρθρο 2 παρ. 1 (α) και (β) του τότε ισχύοντος Κανονισμού 994/2010 (ήδη Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938).

Στο πλαίσιο της ανωτέρω εξουσιοδότησης προβλέφθηκε με την υπ' αριθ. Δ1/Β/10233/2014 (ΦΕΚ Β' 1684/24.06.2014) απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας η διεύρυνση του ορισμού των Προστατευόμενων Καταναλωτών στις κατηγορίες (α) και (β) του άρθρου 2 του Κανονισμού. Ειδικότερα, σύμφωνα με εν λόγω απόφαση, ως Προστατευόμενοι Καταναλωτές ΦΑ, πέραν των οικιακών καταναλωτών που συνδέονται σε δίκτυο διανομής ΦΑ, ορίζονται οι παρακάτω κατηγορίες καταναλωτών:

α) Οι κάτωθι φορείς που παρέχουν βασικές κοινωνικές υπηρεσίες, υπό την προϋπόθεση ότι συνδέονται με δίκτυο διανομής αερίου:

- (i) Νοσοκομεία, μονάδες πρωτοβάθμιας, δευτεροβάθμιας και τριτοβάθμιας φροντίδας υγείας,
- (ii) Σχολικά συγκροτήματα, παιδικοί σταθμοί, νηπιαγωγεία, σχολεία όλων των βαθμίδων εκπαίδευσης,
- (iii) Αεροδρόμια,
- (iv) Σταθμοί πλήρωσης καυσίμου οχημάτων μέσω μαζικής μεταφοράς και αποκομιδής απορριμμάτων,
- (v) Κτήρια όπου στεγάζονται υπηρεσίες του Δημοσίου τομέα κατά τα οριζόμενα στην παρ. 1 του άρθρου 14 του Ν. 2190/1994 (Α' /28).

β) Όλοι οι εμπορικοί και βιομηχανικοί καταναλωτές, όπως αυτοί προσδιορίζονται από τις κατά περίπτωση Εταιρείες Παροχής Αερίου ή τους προμηθευτές αερίου, οι οποίοι αποτελούν μικρομεσαίες επιχειρήσεις, όπως αυτές νοούνται σύμφωνα με τη σύσταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής της 6ης Μαΐου 2003 (2003/361/ΕΚ) και με ετήσια συμβολαιοποιημένη κατανάλωση μικρότερη των 10.000 MWh ετησίως.

γ) Οι εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης, στο βαθμό που παρέχουν θέρμανση στους οικιακούς πελάτες και τους πελάτες που αναφέρονται στα σημεία (α) και (β), υπό την προϋπόθεση ότι οι εγκαταστάσεις αυτές δεν έχουν τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμων και είναι συνδεδεμένες είτε με κάποιο δίκτυο διανομής φυσικού αερίου είτε με το δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου.

Ο παρακάτω **Πίνακας 42** παρουσιάζει απολογιστικά στοιχεία καταναλώσεων των Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2019, όπως συγκεντρώθηκαν από το ΥΠΕΝ, σύμφωνα με την ανωτέρω απόφαση Δ1/Β/10233/2014 και τον Κανονισμό 1099/2008/ΕΚ.

Πίνακας 42: Απολογιστικά στοιχεία κατανάλωσης Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2019 (πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας)

Στοιχεία κατανάλωσης φυσικού αερίου 2019	mNcm	MWh	Ποσοστό επί της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης αερίου
Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου 2019			
Ετήσια κατανάλωση αερίου 2019	5.230,790	57.640.886,112	
Κατανάλωση Προστατευόμενων Καταναλωτών 2019			
1. Οικιακοί καταναλωτές	476,834	5.254.493,406	9,12%
2. Εμπορικοί και Βιομηχανικοί (ACQ <10.000MWh)	197,026	2.171.136,168	3,77%
3. Βασικές κοινωνικές υποδομές (αναλύονται στις παρακάτω υποκατηγορίες)	97,534	1.074.780,826	1,86%
Υποδομές Εκπαίδευσης	17,754	195.637,744	0,34%
Διοικητικές Υπηρεσίες	9,784	107.811,695	0,19%
Νοσοκομεία	44,603	491.508,148	0,85%
Αεροδρόμια	12,692	139.856,704	0,24%
Σταθμοί Πλήρωσης καύσιμου οχημάτων MM και αποκομιδής απορριμμάτων	12,702	139.966,534	0,24%
Σύνολο (2+3)	294,560	3.245.916,994	5,63%
4. Τηλεθέρμανση (για οικιακούς ή επιχειρήσεις κατηγορίας 2 και 3)	12,566	138.476,698	0,24%
Σύνολο (2+3+4)	307,127	3.384.393,692	5,87%

4.2 Κανόνας Εφοδιασμού

Ο Κανόνας για τον εφοδιασμό στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της πιθανότητας περικοπής ζήτησης προστατευόμενων καταναλωτών. Για το σκοπό αυτό, το άρθρο 6 του Κανονισμού 2017/1938 ορίζει ότι η Αρμόδια Αρχή απαιτεί από τις επιχειρήσεις ΦΑ να λαμβάνουν μέτρα για να εξασφαλίσουν την παροχή αερίου στους προστατευόμενους πελάτες του Κ-Μ στις ακόλουθες περιπτώσεις:

α) ακραίες θερμοκρασίες κατά τη διάρκεια χρονικού διαστήματος επτά ημερών ακραίων τιμών το οποίο επέρχεται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Στο πλαίσιο αυτό η Μελέτη Επικινδυνότητας εξέτασε το σενάριο **A4a** για την περίοδο 2020 – 2021 και σενάριο **A4b** για την περίοδο 2021 - 2022, τα οποία θεώρησαν συνθήκες χωρίς διαταραχές στην προμήθεια αερίου. Τα σενάρια χαρακτηρίστηκαν ως μη επιθυμητού (μέσου κινδύνου) για την ηλεκτροπαραγωγή.

β) χρονικά διαστήματα τουλάχιστον 30 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης για αέριο, τα οποία επέρχονται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Στο πλαίσιο αυτό η Μελέτη εξέτασε το σενάριο **Γ3a** για την περίοδο 2020 – 2021 και σενάριο **Γ3b**, τα οποία θεωρούν συνθήκες χωρίς διαταραχές στην προμήθεια αερίου. Τα σενάρια Γ3a χαρακτηρίστηκε ως ανεκτού (χαμηλού) κινδύνου για την ΗΠ ενώ το σενάριο Γ3b ως μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου.

γ) για περίοδο 30 ημερών σε περίπτωση διαταραχής της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου υπό μέσες χειμερινές συνθήκες.

Στο πλαίσιο αυτό η Μελέτη εξέτασε το σενάριο **B5a** για την περίοδο 2020 – 2021 και σενάριο **B5b** (βλ. παρ. **Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.**), τα οποία έχουν διάρκεια ενός (1) μήνα και λαμβάνουν υπόψη διακοπή λειτουργίας των εγκαταστάσεων ΥΦΑ στη Ν. Ρεβυθούσα για (1) μήνα. Τα σενάρια χαρακτηρίστηκαν ως μη επιθυμητού (μέσου κινδύνου) για την ηλεκτροπαραγωγή.

Έτσι, ο Κανόνας για τον Εφοδιασμό ικανοποιείται μέσω των μέτρων που προβλέπονται στις διατάξεις του επικαιροποιημένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 567/2019, ΦΕΚ Β' 2501/25.06.2019) όπως:

- ο Κατάλογος Σειράς Διακοπής παροχής ΦΑ σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης (Παράρτημα 1 του επικαιροποιημένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης),
- τα υφιστάμενα μέτρα διαχείρισης ζήτησης ΦΑ, όπως αυτά παρουσιάζονται στην επόμενη παράγραφο **4.2.1**,

σε συνδυασμό με την ασφάλεια τροφοδοσίας που παρέχουν οι μακροχρόνιες συμβάσεις εισαγωγής ΦΑ και υπό τη θεώρηση μηδενικής εξαγωγικής δραστηριότητας προς τη Βουλγαρία κατά την ενεργοποίηση σεναρίου κρίσης.

4.2.1 Περιγραφή υφιστάμενων μέτρων Διαχείρισης ζήτησης

Παρακάτω παρουσιάζονται μέτρα, τα οποία αξιολογήθηκαν στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης 2018 (ΦΕΚ Β' 3329/2018 και 2672/2018) και εξακολουθούν να ισχύουν, αποσκοπώντας στη διαχείριση ζήτησης ΦΑ σε περιόδους κρίσης.

4.2.1.1 Διακόψιμοι Καταναλωτές

Τύπος μέτρου: Εθνικό • Υφιστάμενο μέτρο αγοράς σε κρίση επιπέδου 2 • Διοικητικό μέτρο σε κρίση επιπέδου 3

Περιγραφή: Το μέτρο των «Διακόψιμων Καταναλωτών» προβλέπεται στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014 (ΦΕΚ Β' 2536/23.09.2014), όπως τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018 (ΦΕΚ Β' 5891/31.12.2018) προς ελαχιστοποίηση του κόστους του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης για την αγορά ΦΑ.

Οι διαδικασίες εφαρμογής του μέτρου της Διακοψιμότητας θεσπίστηκαν στο Παράρτημα 5 του εγκεκριμένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (Απόφαση ΡΑΕ 567/2019).

Οι Διακόψιμοι καταναλωτές κατ' ελάχιστον δεσμεύονται: α) να περικόπτουν ζήτηση φυσικού αερίου άνω του σαράντα τοις εκατό (40%) της ημερήσιας ζήτησής τους οποτεδήποτε και εντός έξι (6) ωρών από σχετικό αίτημα του προμηθευτή τους κατά τη διάρκεια κρίσεων επιπέδου 2 (επιφυλακή), β) να διατηρούν μειωμένο επίπεδο ζήτησης ΦΑ για όσο διάστημα διαρκεί η κρίση με ανώτατο όριο τις τριάντα (30) ημέρες ανά έτος, γ) να καταβάλουν αναδρομικά το τέλος που αντιστοιχεί στο σύνολο των ποσοτήτων που καταναλώθηκαν κατά τη διάρκεια της σύμβασης, προσαυξημένο κατά ποσοστό εκατό τοις εκατό (100%) σε περίπτωση παράβασης των ανωτέρω όρων.

Σε κρίση επιπέδου 3 (έκτακτη ανάγκη) η παροχή ΦΑ προς τους Διακόψιμους διακόπτεται/περιορίζεται κατά προτεραιότητα έναντι των λοιπών καταναλωτών, σύμφωνα με τον Κατάλογο σειράς διακοπής παροχής φυσικού αερίου του Παραρτήματος 1 του Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (ΣΕΑ) κατά τη διαδικασία διακοπής/περιορισμού του Παραρτήματος 2 του ίδιου Σχεδίου (Απόφαση ΡΑΕ 567/2019).

Στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης προβλέπεται ότι οι Μεγάλοι Πελάτες, με ευθύνη τους, δύνανται να υπάγονται στο καθεστώς των Διακόψιμων, υποβάλλοντας σχετική έγγραφη δήλωση - αίτημα στο Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, ο οποίος τηρεί Μητρώο Διακόψιμων Καταναλωτών.

Αποδέκτες: Μεγάλοι Πελάτες, ως ορίζονται στο ν. 4001/2011, εξαιρουμένων αυτών που καταναλώνουν ΦΑ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της συμμόρφωσης των Διακόψιμων Καταναλωτών με τις ανωτέρω υποχρεώσεις τους, δυνάμει του άρθρου 22 του ν. 4001/2011. Ειδικοί όροι σχετιζόμενοι με την παρακολούθηση προβλέπονται στο Παράρτημα 5 του εν ισχύ Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης.

Καθεστώς κυρώσεων: Σε περίπτωση που η ΡΑΕ διαπιστώσει, ιδίως κατόπιν ενημέρωσης από τον αρμόδιο Διαχειριστή, παράβαση των υποχρεώσεων από Διακόψιμο Καταναλωτή, ο τελευταίος υποχρεούται να καταβάλει το οφειλόμενο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού που αντιστοιχεί στο σύνολο των ποσοτήτων που κατανάλωσε από την ημερομηνία εγγραφής του στο Μητρώο Διακόψιμων Καταναλωτών έως και τη λήξη της δωδεκάμηνης παραμονής του στο ανωτέρω Μητρώο κατά τη διάρκεια της οποίας έλαβε χώρα η παράβαση.

Παράλληλα, δυνάμει του άρθρου 36 του ν. 4001/2011 περί διοικητικών κυρώσεων, η ΡΑΕ έχει αρμοδιότητα επιβολής προστίμου ύψους έως 10% του ετήσιου κύκλου εργασιών σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες σε περίπτωση παραβίασης των διατάξεων του ν. 4001/2011 και των πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότηση του ή των όρων των αδειών που τους έχουν χορηγηθεί. Η αρμοδιότητα επιβολής προστίμου από τη ΡΑΕ σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες ισχύει αναφορικά με το σύνολο των περιγραφόμενων στο παρόν Σχέδιο δράσεων. Χάριν οικονομίας δεν επαναλαμβάνεται αναφορικά με κάθε μία εκ των περιγραφόμενων δράσεων, εκτός εάν εντοπίζεται ιδιαιτερότητα σχετικά με συγκεκριμένη δράση.

Εκτιμώμενο κόστος: Λόγω της συμβολής τους στην ελαχιστοποίηση του κόστους του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης, οι Διακόψιμοι Καταναλωτές εξαιρούνται από την καταβολή Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού. Η μέγιστη αναμενόμενη εξοικονόμηση ανά έτος, ως εθελοντική διαχείριση ζήτησης, μπορεί να αποτιμηθεί σε 120.000MWh/έτος ή 4.000MWh/ημέρα.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Το προκαλούμενο κόστος εκ της μη καταβολής από τους Διακόψιμους Καταναλωτές Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού, επιμερίζεται, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις αποφάσεις ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014 και 1211/2018, στις λοιπές κατηγορίες καταναλωτών ΦΑ.

4.2.1.2 Διακοπτόμενοι Καταναλωτές

Τύπος μέτρου: Εθνικό • Υφιστάμενο μέτρο αγοράς

Περιγραφή: Το μέτρο περιγράφεται στην παρ. 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπου προβλέπεται ότι μεταξύ Προμηθευτών ΦΑ και Μεγάλων Πελατών δύναται να συνάπτεται σύμβαση για την, έναντι ανταλλάγματος, διαχείριση ζήτησης ΦΑ για την αντιμετώπιση κρίσεων.

Δυνάμει συμβάσεως (Απόφαση ΡΑΕ 628/2016, ΦΕΚ Β' 4395/31.12.2016), η οποία συνάπτεται μεταξύ του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ και του εκάστοτε Προμηθευτή ΦΑ, δύνανται να ανακτώνται, εν μέρει ή στο σύνολο τους, και μέχρι ανώτατων ποσών που

καθορίζονται με απόφαση ΡΑΕ τα ποσά που κατέβαλε ο Προμηθευτής για αποδεδειγμένη διαχείριση ζήτησης μετά από την κήρυξη κρίσης επιπέδου επιφυλακής, και για όσο διάστημα το επίπεδο κρίσης παραμένει στο επίπεδο επιφυλακής ή έκτακτης ανάγκης. Το ανακτώμενο μέρος του κόστους του Προμηθευτή από τον ΔΕΣΦΑ μειώνεται ανάλογα με την κατά περίπτωση συμβολή του στην πρόκληση της κρίσης, σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ.

Κατ' εξουσιοδότηση της παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ εξέδωσε την Απόφαση υπ' αριθ. 628/2016 «Έγκριση των σχεδίων Πρότυπων Συμβάσεων (i) για τη Διατήρηση Αποθέματος Εναλλακτικού καυσίμου και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και (ii), για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου κατά τα προβλεπόμενα στις παραγράφους 4, 5 και 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2001, όπως ισχύει», καθιστώντας δυνατή την ανάκτηση, εν μέρει ή στο σύνολό τους και μέχρι τα ανώτατα όρια που καθορίζονται, κατά το ν. 4001/2011, στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, των ποσών που κατέβαλε ο Προμηθευτής σε Διακοπτόμενους Καταναλωτές για την αποδεδειγμένη διαχείριση ζήτησης ΦΑ κατά την κατά τα ανωτέρω αντιμετώπιση κρίσεων.

Ο όρος «Διακοπτόμενος Καταναλωτής» εισήχθη στην Πρότυπη Σύμβαση «για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου» που εγκρίθηκε δυνάμει της ως άνω απόφασης ΡΑΕ 628/2016. Σύμφωνα με τον σχετικό ορισμό, Διακοπτόμενος Καταναλωτής είναι ο Μεγάλος Πελάτης, ο οποίος έχει συνάψει σύμβαση με *Προμηθευτή* για την έναντι ανταλλάγματος διαχείριση της ζήτησης ΦΑ σε περιπτώσεις κρίσεων στο ΕΣΦΑ. Στην κατηγορία των Διακοπτόμενων Καταναλωτών δεν εμπίπτουν οι «Διακόψιμοι Καταναλωτές», όπως αυτοί ορίζονται στην απόφαση ΡΑΕ 344/2014 κατόπιν τροποποίησής της με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

Το μέτρο στοχεύει σε διαχείριση ζήτησης 20% της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης από Μεγάλους Πελάτες, αλλά για μέγιστη διάρκεια 5 ημερών ανά έτος, που αντιστοιχεί, σύμφωνα με την ανάλυση επιπτώσεων της Μελέτης Επικινδυνότητας για τη Βιομηχανία σε επίπτωση κλάσης Β (οικονομική ζημία που αναπληρώνεται). Η μέγιστη ημερήσια αναμενόμενη εξοικονόμηση εκτιμάται περίπου 9.000MWh/ημέρα (45.000MWh/έτος).

Βάσει του ισχύοντος πλαισίου, το οικονομικό κίνητρο, που συνιστά την ανώτατη μοναδιαία αποζημίωση για αποδεδειγμένα μη παραληφθείσα ποσότητα φυσικού αερίου στο πλαίσιο διαχείρισης ζήτησης μετά από την κήρυξη κρίσης επιπέδου επιφυλακής ανέρχεται σε 16€/MWh.

Αποδέκτες: Προμηθευτές Μεγάλων Πελατών

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Πέραν της αρμοδιότητας της ΡΑΕ να παρακολουθεί και να εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας δυνάμει του άρθρου 22 του ν. 4001/2011, σε περίπτωση μη τήρησης των υποχρεώσεων του Προμηθευτή εκ του άρθρου 4 της Συμβάσεως που συνάπτει με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ βάσει της παρ. 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, θεωρείται ότι δεν αποδεικνύεται από μέρους του Προμηθευτή διαχείριση ζήτησης ΦΑ κατά τα ανωτέρω, με αποτέλεσμα στην περίπτωση αυτή ο Προμηθευτής να μη δικαιούται και ο Διαχειριστής να μην υποχρεούται να καταβάλλει το συμφωνηθέν οικονομικό αντάλλαγμα.

Καθεστώς κυρώσεων: Η μη καταβολή του συμφωνηθέντος οικονομικού ανταλλάγματος από τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ στον Προμηθευτή ΦΑ σε περίπτωση μη τήρησης των υποχρεώσεων του τελευταίου εκ του άρθρου 4 της Συμβάσεως που συνάπτεται βάσει της παρ. 5 του άρθρου 73 ν. 4001/2011.

Περαιτέρω, ορίζεται ρητά ότι το ανακτώμενο μέρος του κόστους του Προμηθευτή από τον ΔΕΣΦΑ μειώνεται ανάλογα με την κατά περίπτωση συμβολή του στην πρόκληση της κρίσης, σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ.

Εκτιμώμενο κόστος : 0,72εκ €/ έτος ως όριο αποζημίωσης των Προμηθευτών για την κάλυψη του κόστους του παρόντος μηχανισμού

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Σύμφωνα με την παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2001, για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ που απορρέουν από τις Συμβάσεις που συνάπτει με τους Προμηθευτές φυσικού αερίου Διακοπτόμενων Καταναλωτών κατά τα προβλεπόμενα στην παρ. 5 του ίδιου άρθρου, εισπράττεται από όλους τους Χρήστες του ΕΣΦΑ Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού ανά μονάδα ποσότητας αερίου που αυτοί παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες ΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

4.2.1.3 Χρήση εναλλακτικού καυσίμου από μονάδες ΗΠ με καύσιμο φυσικό αέριο

Τύπος μέτρου: Εθνικό¹⁵ • Διοικητικό

Περιγραφή: Σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ που οφείλουν σύμφωνα με τους όρους της άδειας τους να τηρούν αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου, υπογράφουν με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ υποχρεωτικώς σύμβαση για την, έναντι ανταλλάγματος, διατήρηση αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου και τη διατήρηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο. Το ανταλλάγμα καλύπτει το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτή ορίζεται στην απόφαση ΡΑΕ 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου, καθώς και τη διάφορα κόστους πετρελαίου και ΦΑ για τη διενέργεια δοκιμών που εκτελούνται για την πιστοποίηση της δυνατότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο είτε πριν από τη σύναψη της σύμβασης της παρούσας παραγράφου, υπό την προϋπόθεση ότι η διαδικασία των δοκιμών καταλήγει στην υπογραφή της σύμβασης, είτε μετά τη σύναψη της σύμβασης, καθώς και τακτικών δοκιμών στις εγκαταστάσεις των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι συνάπτουν την ως άνω με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ.

Η διαδικασία ενεργοποίησης και εφαρμογής του μέτρου θα περιγραφούν αναλυτικά στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης ενώ η αποζημίωση για την λειτουργία των εν λόγω μονάδων κατά τη διάρκεια κρίσεων φ.α στα οικεία κανονιστικά κείμενα που διέπουν την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι μονάδες φυσικού αερίου που έχουν την υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου (diesel) παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 43: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)
Κομοτηνή	484,6	483

¹⁵ Το μέτρο αυτό συμπεριλαμβάνεται στην υπο διαβούλευση πρόταση της ΡΑΕ για τον μηχανισμό Αλληλεγγύης του άρθρου 13 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1238 τόσο ως εθελοντικό όσο και ως διοικητικό περιφερειακό μέτρο.

Λαύριο IV	560	530
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	355,53
Θίσβης (Elpedison)	421,6	288,42
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	137,67
Σύνολο	2023,1	1794,62

Η αναμενόμενη συνεισφορά της δράσης εκτιμάται σε πρόσθετη εξοικονόμηση 57.428 MWh/ημέρα για ημερήσια φόρτιση (16 ωρών) ή περίπου 86.142 MWh/ημέρα για πλήρη ημερήσια φόρτιση (24 ωρών).

Αποδέκτες: Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, των οποίων οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχουν δυνατότητα λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο (πετρέλαιο diesel) και οι οποίοι, σύμφωνα με τους όρους της σχετικής άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οφείλουν να τηρούν προς τούτο αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου.

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Σύμφωνα με τα προβλεπόμενα της Σύμβασης (απόφαση ΠΑΕ 628/2016, ΦΕΚ Β' 4395/30.12.2016) που υπογράφεται μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ και του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, για την πιστοποίηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας των Μονάδων τους με εναλλακτικό καύσιμο, πραγματοποιούνται, παρουσία του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, τακτικές δοκιμές με υγρό καύσιμο diesel στις εγκαταστάσεις των εν λόγω Ηλεκτροπαραγωγών, με συχνότητα μίας (1) δοκιμής ανά τρίμηνο, για χρονική περίοδο μιας (1) ώρας και με λειτουργία της κάθε Μονάδας στο ελάχιστο επίπεδο φόρτισής της. Σε περίπτωση ανεπιτυχούς δοκιμής λειτουργίας της Μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο, ο εκάστοτε Ηλεκτροπαραγωγός δύναται να προχωρήσει σε δύο (κατά μέγιστο) επαναλήψεις της εν λόγω δοκιμής, εντός διαστήματος δεκαπέντε (15) ημερών από την ημέρα διεξαγωγής της πρώτης ανεπιτυχούς δοκιμής, του ανωτέρω τριμήνου. Επιπλέον, και σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην ανωτέρω Σύμβαση, ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να τηρεί ποσότητα αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου καθ' όλη τη διάρκεια της Σύμβασης τουλάχιστον ίση με το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου που προβλέπεται για την εν λόγω μονάδα σύμφωνα με το σημείο Γ.6 της απόφασης ΠΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, όπως εκάστοτε ισχύει. Τουλάχιστον μια φορά κάθε τρίμηνο, ο Ηλεκτροπαραγωγός υποχρεούται να προβαίνει σε έλεγχο του ύψους αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου, παρουσία του Διαχειριστή, για τη διαπίστωση τήρησης της υποχρέωσης κάλυψης του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου. Σε περίπτωση που κατά τον έλεγχο το ύψος αυτό διαπιστωθεί μικρότερο του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου, ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να προχωρήσει, το αργότερο εντός πέντε εργάσιμων ημερών, στην αναπλήρωσή του, τουλάχιστον μέχρι το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου.

Καθεστώς κυρώσεων: Η μη εκπλήρωση ή η μη προσήκουσα εκπλήρωση των απορρεουσών από τη Σύμβαση (Απόφαση ΠΑΕ 628/2016) Διατήρησης Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής υποχρεώσεων του αντισυμβαλλόμενου του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ Ηλεκτροπαραγωγού, συνιστούν σπουδαίο λόγο καταγγελίας της ως άνω Συμβάσεως και μη καταβολής του πρόσθετου κόστους καυσίμου για δοκιμές που αναλογεί στον Ηλεκτροπαραγωγό σύμφωνα με την απόφαση ΠΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΠΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

Εκτιμώμενο κόστος: Το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλλει ο ΔΕΣΦΑ στις ανωτέρω μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (**Πίνακας 43**) απαρτίζεται από τα ακόλουθα τρία

στοιχεία κόστους: α) το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, β) το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου και γ) τη διαφορά κόστους πετρελαίου και φυσικού αερίου για τη διενέργεια τακτικών δοκιμών στις εγκαταστάσεις των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και προϋπολογίζεται σε 4,95 εκ. € ετησίως.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Η ανάκτηση του ως άνω κόστους πραγματοποιείται μέσω του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού που εισπράττεται από όλους τους Χρήστες του ΕΣΦΑ ανά μονάδα ποσότητας αερίου που αυτοί παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες ΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, και σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης ηλεκτροπαραγωγού με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ 628/2016), κατά τα προβλεπόμενα στην παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011.

4.2.2 Πρόσθετοι κανόνες και υποχρεώσεις σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

Σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, τα Κ-Μ δύνανται να θέσουν επιπλέον κανόνες και υποχρεώσεις για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού με ΦΑ. Οι κανόνες αυτοί πρέπει να βασίζονται στην εκτίμηση επικινδυνότητας και να αποτυπώνονται στο σχέδιο προληπτικής δράσης.

Η ιδιαίτερα σημαντική και αυξανόμενη συμμετοχή του ΦΑ στο ισοζύγιο πρωτογενούς ενέργειας του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, καθιστά αναγκαία την θέσπιση περαιτέρω κανόνων και υποχρεώσεων με στόχο την ασφάλεια εφοδιασμού των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Η σημασία υποστήριξης των κρίσιμων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το ΦΑ (critical gas-fired power plants) αναδεικνύεται εξάλλου και στον ίδιο τον Κανονισμό. Η έλλειψη καυσίμου στις ως άνω μονάδες μπορεί να έχει σοβαρές επιπτώσεις στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, να επηρεάσει τη μεταφορά του αερίου και την τροφοδοσία με ΦΑ οικιακών καταναλωτών και μικρών και μεσαίων επιχειρήσεων, καθότι για τη λειτουργία των συστημάτων θέρμανσης χώρων ή ζεστού νερού είναι οπωσδήποτε απαραίτητη η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στον παρακάτω πίνακα (**Πίνακας 44**) εμφανίζονται όλες οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ΦΑ. Η θεώρηση των μονάδων αυτών ως «κρίσιμες» βασίστηκε στη Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παρ. 7 του άρθρου 11 του Κανονισμού. Ωστόσο, ο τελικός χαρακτηρισμός τους (ενν. ως κρίσιμες) θα προκύπτει σε ημερήσια βάση κατά τη διάρκεια των κρίσεων, ως αποτέλεσμα *ad hoc* βραχυχρόνιων αναλύσεων υδραυλικής ευστάθειας και επάρκειας ηλεκτρικού συστήματος των Διαχειριστών του ΕΣΦΑ και ΕΣΜΗΕ (ΔΕΣΦΑ, ΑΔΜΗΕ), λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες.

Επισημαίνεται ότι στον πίνακα Κρίσιμων Μονάδων περιλαμβάνονται και οι μονάδες με δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου, υπό συγκεκριμένες συνθήκες (π.χ. περιορισμοί στη διάρκεια λειτουργίας με diesel).

Πίνακας 44: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ με δυνατότητα χρήσης εναλλακτικού καυσίμου, υπό συνθήκες κρίσιμες

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)
Αλιβέρι V	426,9		

Κομοτηνή	484,6	✓	483
Λαύριο IV	560	✓	530
Λαύριο V	385,2		
Μεγαλόπολη V	500		
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	✓	355,53
ΗΡΩΝ II	432		
Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6		
Θίσβης (Elpedison)	421,6	✓	288,42
Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5		
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	✓	137,67
Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334		

5 Προληπτικά Μέτρα

Λαμβάνοντας υπόψη τα συμπεράσματα της Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, υιοθετούνται οι παρακάτω **στρατηγικές**, με στόχο την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια ΦΑ.

Στρατηγική Σ1: Βελτίωση ρυθμιστικού πλαισίου για την αύξηση της χρησιμοποίησης των υφιστάμενων υποδομών ΦΑ

Στρατηγική Σ2: Ενίσχυση διαθεσιμότητας ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας

Σημειώνεται ότι έργα ανάπτυξης υποδομών (νέες πηγές προμήθειας και αποθήκευσης ΦΑ) με ορίζοντα υλοποίησης από το 2020 και έπειτα παρουσιάζονται στο **Κεφάλαιο 7**.

Οι δράσεις που κατ' αρχάς κρίθηκαν υλοποιήσιμες και ικανές να υποστηρίξουν τις παραπάνω στρατηγικές είναι οι εξής:

Πίνακας 45: Κατάλογος δράσεων Σχεδίου

Δράση	Περίοδος
Δ1. Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου	2020 και έπειτα
<i>σε συνδυασμό με μια εκ των ακόλουθων εναλλακτικών:</i>	
Δ2. Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Α	2020 - 2025
Δ3. Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Β	2020 - 2025
Δ4. Χρήση Ρεβυθούσας για διατήρηση εποχικού αποθέματος ΥΦΑ ΗΠ	2020 και έπειτα

Οι ως άνω δράσεις επιδρούν θετικά στη μείωση της επικινδυνότητας των εξεταζόμενων σεναρίων κρίσης, σύμφωνα με τους παρακάτω πίνακες (**Πίνακας 46** και **Πίνακας 47**).

Πίνακας 46: Συμβολή δράσεων στη μείωση επικινδυνότητας σεναρίων κρίσης (2020 – 2021)

Επίδραση σε	Δράση			
	Δ1	Δ2	Δ3	Δ4
Σενάριο Α3α	X	X	X	X
Σενάριο Γ2α		X	X	X
Σενάριο Α1α	X	X	X	X
Σενάριο Γ1α	X	X	X	X
Σενάριο Γ4α	X	X	X	X
Σενάριο Α4α	X	X	X	X

Πίνακας 47: Συμβολή δράσεων στη μείωση επικινδυνότητας σεναρίων κρίσης (2021 – 2022)

Επίδραση σε	Δράση			
	Δ1	Δ2	Δ3	Δ4
Σενάριο Α3b	X	X	X	X
Σενάριο Γ2b		X	X	X
Σενάριο Γ4b	X	X	X	X
Σενάριο Α1b	X	X	X	X
Σενάριο Γ1b	X	X	X	X
Σενάριο Γ4α	X	X	X	X
Σενάριο Β3b		X	X	X
Σενάριο Γ3b	X	X	X	X
Σενάριο Α4b	X	X	X	X

Στις επόμενες παραγράφους παρουσιάζεται η αναλυτική περιγραφή και αξιολόγηση των δράσεων.

5.1 Περιγραφή δράσεων

5.1.1 Δράση Δ1: Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

Τύπος μέτρου: Αγοράς (ρυθμιστικό)

Περιγραφή: Ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ, βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας, αναλύει την υδραυλική απόκριση του ΕΣΜΦΑ και υπολογίζει την τεχνική δυναμικότητα (κατά τον ορισμό της παρ. 18 του άρθρου 2 του Κανονισμού 1775 /05), την οποία είναι σε θέση να προσφέρει στους χρήστες, λαμβανομένων υπόψη των λειτουργικών απαιτήσεων του δικτύου.

Έτσι, έχουν ορισθεί συγκεκριμένες δυναμικότητες για τα Σημεία Εισόδου, οι οποίες ισχύουν μέχρι την έναρξη λειτουργίας του Σταθμού Συμπίεσης στην Αμπελιά (Θεσσαλία) και της αναβάθμισης του Σταθμού Συμπίεσης Ν. Μεσημβρία (**Πίνακας 48**).

Πίνακας 48: Ισχύουσες τεχνικές δυναμικότητες Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (MWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.804,036
Σύνολο από Κήπους και Νέα Μεσημβρία (TAP)	53.368,256

Σε περιπτώσεις κρίσης φυσικού αερίου επιπέδου 2 ή/και 3, κατά τις οποίες λαμβάνει χώρα σε ένα τουλάχιστον εκ των ανωτέρω Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ σημαντικά μειωμένη παράδοση Ποσοτήτων ΦΑ (ενν. σε σχέση με τις Επιβεβαιωμένες Ποσότητες ΦΑ των Χρηστών Μεταφοράς) ή/και πίεση παράδοσης μικρότερη της ελάχιστης πίεσης εισόδου, κρίνεται σκόπιμο να παρέχεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες λειτουργικές συνθήκες, να μεταβάλλει εκτάκτως τις δυναμικότητες των υπολοίπων Σημείων Εισόδου και να τις προσφέρει μέσω μηχανισμών αγοράς και δη μέσω δημοπρασιών με χρήση ηλεκτρονικού βάθρου. Με τον τρόπο αυτό μπορεί να αξιοποιείται στο μέγιστο η τεχνική δυνατότητα του Συστήματος.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: 2020 και έπειτα

Κόστος: Δεν υφίσταται.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Εξετάστηκε η κατ' εξαίρεση μεταβολή και αξιοποίηση της δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου «Νέα Μεσημβρία» ή «Κήποι», σε περιπτώσεις διαταραχής της τροφοδοσίας φυσικού αερίου στα υπόλοιπα βόρεια Σημεία Εισόδου, ώστε να αξιοποιείται στο μέγιστο η συνολική τεχνική δυναμικότητα του ΕΣΜΦΑ από τις βόρειες εισόδους, ήτοι 171.172.292 kWh/ημέρα.

5.1.2 Δράση Δ2: Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Α

Τύπος μέτρου: Αγοράς (ρυθμιστικό)

Περιγραφή: Η διεθνής συγκυρία τιμών Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) σε συνδυασμό με την αναβάθμιση του Τερματικού Σταθμού της Ρεβυθούσας έχει

οδηγήσει σε έντονη αύξηση του ενδιαφέροντος για εισαγωγές ΥΦΑ στον εν λόγω τερματικό σταθμό. Ο βαθμός χρήσης της εγκατάστασης ΥΦΑ έχει αυξηθεί σημαντικά, με αποτέλεσμα τον πολλαπλασιασμό των δεσμευόμενων slots ανά χρονική περίοδο εκ μέρους των Χρηστών ΥΦΑ και την ενίσχυση του μεταξύ τους ανταγωνισμού για δέσμευση χρόνου εκφόρτωσης, χώρου αποθήκευσης, δυναμικότητας αεριοποίησης και μεταφορικής ικανότητας στο Σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα.

Ως αποτέλεσμα των ανωτέρω, κατόπιν υποβολής στη ΡΑΕ σχετικής εισήγησης από τον αρμόδιο Διαχειριστή για την ολοκληρωμένη αντιμετώπιση των θεμάτων διαχείρισης της Εγκατάστασης ΥΦΑ και την παροχή των υπηρεσιών ΥΦΑ, με στόχο τη διευκόλυνση των Χρηστών και τη μεγιστοποίηση της δυνατότητας δραστηριοποίησής τους στη Ρεβυθούσα, τροποποιήθηκε η διαδικασία του ετήσιου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ στο πλαίσιο της 6ης αναθεώρησης του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ (απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1433/2020, ΦΕΚ Β' 4799/30.10.2020). Σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 81 επ. του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ και το Εγχειρίδιο Δημοπρασιών ΥΦΑ (απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1436/2020, ΦΕΚ Β' 4803/30.10.2020, προβλέπεται ότι:

(α) Η εκπόνηση του ετήσιου προγραμματισμού πραγματοποιείται με ορίζοντα υλοποίησης το Ημερολογιακό Έτος για κάθε ένα από τα επόμενα πέντε Έτη. Ειδικά για την πρώτη εφαρμογή του νέου σχήματος, η διαδικασία αφορά μόνο ένα Έτος, ήτοι το 2021. 

(β) Η ένταξη των Χρηστών στον Ετήσιο προγραμματισμό πραγματοποιείται μέσω μηχανισμών αγοράς και δη μέσω δημοπρασιών με χρήση ηλεκτρονικού βάθρου. Μέσω των εν λόγω δημοπρασιών, οι οποίες διενεργούνται σε δύο φάσεις, προσφέρονται τυποποιημένες χρονοθυρίδες ΥΦΑ (Α' Φάση) και Συμπληρωματική Δυναμικότητα ΥΦΑ, η οποία υποχρεωτικώς ενοποιείται με τμήμα Δεσμοποιημένης Δυναμικότητας της Α' Φάσης σε Συνεχή Δυναμικότητα ΥΦΑ για κάθε Χρήστη (Β' Φάση). Δικαίωμα συμμετοχής στις Δημοπρασίες ΥΦΑ έχουν οι Χρήστες ΥΦΑ που είναι ταυτόχρονα και Χρήστες Μεταφοράς.

(γ) Ο ετήσιος προγραμματισμός εκφορτώσεων ΥΦΑ είναι **πλήρως δεσμευτικός** για τους Χρήστες στους οποίους κατανέμονται χρονοθυρίδες εκφόρτωσης ΥΦΑ ενώ προβλέπονται διατάξεις περί χρηματικών ποινών σε περίπτωση που δεν πραγματοποιηθεί η εκφόρτωση ενός προγραμματισμένου φορτίου ΥΦΑ και η αντίστοιχη χρονοθυρίδα δεν διατεθεί επιτυχώς στη δευτερογενή αγορά από τον Χρήστη στον οποίο είχε πρωτογενώς κατανεμηθεί.

Ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ, λαμβάνοντας υπόψη την ετήσια και εποχική ζήτηση ΦΑ στο ΕΣΦΑ κατά την τελευταία τριετία, χώρισε κάθε έτος σε επιμέρους διαδοχικά χρονικά διαστήματα (Περίόδους Προγραμματισμού) και πρότεινε έναν συγκεκριμένο αριθμό μίας ή περισσότερων διαφορετικών τυποποιημένων χρονοθυρίδων ΥΦΑ, όπου το ύψος του προς εκφόρτωση φορτίου ΥΦΑ ανέρχεται σε 147.000 m³ ΥΦΑ (1.000.000 MWh φυσικού αερίου) και σε 73.000 m³ ΥΦΑ (500.000 MWh φυσικού αερίου) αντίστοιχα, παρέχοντας την απαραίτητη ευελιξία.

Η Δράση Δ2 θεωρεί **4 αφίξεις φορτίων ΥΦΑ** τον μήνα Ιανουάριο, συνολικής ποσότητας **3.000.000 MWh (Προγραμματισμός Α)**.

Η υλοποίηση της Δράσης Δ2 αποκλείει προφανώς την υλοποίηση της Δράσης Δ3 και της Δράσης Δ4, ενώ μπορεί να εφαρμοστεί στο παρόν Σχέδιο συμπληρωματικά προς τη Δράση Δ1.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: 2020 και έπειτα

Κόστος: Δεν υφίσταται.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η Δράση αναμένεται να ενισχύσει τη διαθεσιμότητα ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας και υλοποιείται εντός ενός αξιόπιστου πλαισίου αγοράς (δημοπρασίες) που προτείνεται από τον Διαχειριστή και εξασφαλίζει τη δέσμευση των Χρηστών ΥΦΑ. Ωστόσο, η Δράση δεν συνεισφέρει ως προς την τήρηση του Κανόνα για την υποδομή, ενώ η εφαρμογή της ενέχει αβεβαιότητα που σχετίζεται με την ανταπόκριση των Χρηστών και την έκβαση των δημοπρασιών.

5.1.3 Δράση Δ3: Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Β

Τύπος μέτρου: Αγοράς (ρυθμιστικό)

Περιγραφή: Όπως Δράση Δ2 με πύκνωση των αφίξεων ΥΦΑ κατά τους χειμερινούς μήνες.

Συγκεκριμένα, προβλέπονται **5 αφίξεις φορτίων** ΥΦΑ τον μήνα Ιανουάριο, συνολικής ποσότητας **4.000.000 MWh (Προγραμματισμός Β)**. Ήδη για το έτος 2021, ο Προγραμματισμός Β εγκρίθηκε για τον Ετήσιο Προγραμματισμό ΥΦΑ του ίδιου έτους, κατ' εξουσιοδότηση της παρ. 8 του άρθρου 110 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ) στην υπ' αριθ. 1513/2020 απόφαση ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 5094/18.11.2020).

Η υλοποίηση της Δράσης Δ3 αποκλείει προφανώς την υλοποίηση της Δράσης Δ2 και της Δράσης Δ4, ενώ μπορεί να εφαρμοστεί στο παρόν Σχέδιο συμπληρωματικά προς τη Δράση Δ1.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: 2020 και έπειτα

Κόστος: Δεν υφίσταται.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η Δράση αναμένεται να ενισχύσει περαιτέρω σε σχέση με τη Δ2 τη διαθεσιμότητα ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας και υλοποιείται εντός ενός αξιόπιστου πλαισίου αγοράς (δημοπρασίες) που προτείνεται από τον Διαχειριστή και εξασφαλίζει τη δέσμευση των Χρηστών ΥΦΑ. Ωστόσο, η Δράση δεν συνεισφέρει ως προς την τήρηση του Κανόνα για την υποδομή, ενώ η εφαρμογή της ενέχει και αυτή αβεβαιότητα που σχετίζεται με την ανταπόκριση των Χρηστών και την έκβαση των δημοπρασιών.

5.1.4 Δράση Δ4: Χρήση Ρεβυθούσας για διατήρηση εποχικού αποθέματος ΥΦΑ ΗΠ

Τύπος μέτρου: Διοικητικό

Περιγραφή: Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει των όρων της αδείας τους, έχουν την υποχρέωση διασφάλισης αδιάλειπτης λειτουργίας των μονάδων τους με καύσιμο ΦΑ για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες, σε περίπτωση μη προγραμματισμένης διακοπής της παροχής ΦΑ και ιδίως σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης στο ΕΣΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στο ισχύον πλαίσιο. Ορισμένοι εξ αυτών έχουν επιλέξει να πληρούν τον εν λόγω ειδικό όρο μέσω διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ

σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης. Ο ως άνω ειδικός όρος αποσκοπεί στη διασφάλιση αντιμετώπισης καταστάσεων κρίσεως εφοδιασμού στο φυσικό αέριο.

Με την ολοκλήρωση των έργων αναβάθμισης του Τερματικού Σταθμού της Ρεβυθούσας και ιδίως με τη θέση σε λειτουργία της 3ης δεξαμενής, η συνολική χωρητικότητα του σταθμού πλέον ανέρχεται σε 225.000 m³ ΥΦΑ (από 130.000 m³). Η δυνατότητα αξιοποίησης της υποδομής αυτής, έως την κατασκευή υποδομής για μακροχρόνια αποθήκευση ΦΑ (υπόγεια αποθήκη), για την εκπλήρωση του όρου αδείας των ανωτέρω Ηλεκτροπαραγωγών εξετάστηκε και κρίθηκε ακατάλληλη, διότι από την εκτιμώμενη χρήση της υποδομής (προσωρινή αποθήκευση και άφιξη πλοίων μεγαλύτερης χωρητικότητας) προκύπτει ότι δεν υπάρχει ικανή διαθεσιμότητα για δέσμευση του συνόλου της απαίτησης για εποχική αποθήκευση (περίπου 700.000MWh), που να μην περιορίζει δυσμενώς την ευελιξία του Σταθμού ως προς το μέγεθος και τη συχνότητα άφιξης των πλοίων, ενώ η χρήση του θα υποβαθμιζόταν σε συνθήκες δυσμενέστερες της λειτουργίας της υποδομής προ αναβάθμισης.

Για τον σκοπό αυτό, επανεξετάστηκε η αξιοποίηση ορισμένης δυναμικότητας του σταθμού για διατήρηση αποθέματος ασφαλείας για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής. Στην περίπτωση αυτή, θα υπήρχε δυνατότητα εποχικής αποθήκευσης στους υπόχρεους Ηλεκτροπαραγωγούς με στόχο την αύξηση του χρόνου αντίδρασης από πλευράς προμήθειας σε αιφνίδια μεταβολή της ζήτησης ή της προσφοράς.

Ύψος Αποθέματος Ασφαλείας

Το Ύψος Αποθέματος Ασφαλείας υπολογίζεται για κάθε υπόχρεο κάτοχο άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην άδεια του οποίου απαντά σχετικός ειδικός όρος, και αναλογεί σε πλήρη φόρτιση 16 ωρών την ημέρα και για 5 ημέρες για την εκάστοτε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής που αφορά. Οι υπόχρεες μονάδες, σύμφωνα με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, όπως ισχύει, περιλαμβάνονται στον παρακάτω Πίνακα (**Πίνακας 49**).

Πίνακας 49: Κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν υποχρέωση διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης

Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Απόθεμα καυσίμου (m ³ ΥΦΑ)	
	Ημερήσιο απόθεμα – 16h	Εκτιμώμενο απόθεμα ασφαλείας – 5 ημερών
Αλιβέρι V	1.889	9.445
Λαύριο V	1.773	8.867
Μεγαλόπολη V	2.319	11.596
Ήρων II	1.921	9.605
Κόρινθος POWER, Αγ. Θεόδωροι	1.973	9.865
PROTERGIA Αγ. Νικόλαος	1.961	9.806
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	1.608	8.040
Σύνολο	13.445	67.223

Περιγραφή διαδικασίας: Η διαδικασία για την εφαρμογή της συγκεκριμένης Δράσης περιλαμβάνεται στις αποφάσεις ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018 και 1287/2018 (ΦΕΚ Β' 5900/31.12.2018), όπως ισχύουν.

Σύστημα Παρακολούθησης: Υπεύθυνος για την παρακολούθηση εφαρμογής του μέτρου, το ύψος του αποθέματος και της τήρησης των υποχρεώσεων των ΗΠ είναι ο ΔΕΣΦΑ. Ο ΔΕΣΦΑ υποχρεούται να ενημερώνει εγγράφως τη ΡΑΕ για κάθε μεταβολή του αποθέματος ασφαλείας κατά τη χρονική περίοδο διατήρησής του, καθώς και για οποιαδήποτε άλλη συνθήκη που επηρεάζει την εφαρμογή του μέτρου.

Αποδέκτες: Κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι έχουν επιλέξει να πληρούν τον ειδικό όρο διασφάλισης αδιάλειπτης λειτουργίας μέσω διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης (ηλεκτροπαραγωγοί ενταγμένοι στο Μητρώο Μονάδων ΑΔΜΗΕ κατά την περίοδο εφαρμογής).

Περίοδος εφαρμογής: Χειμώνας 2021, 1 Ιανουαρίου – 1 Μαρτίου (2 μήνες) και Χειμώνας 2022, 1 Δεκεμβρίου – 1 Μαρτίου (3 μήνες) όπου η πλήρωση θα γίνεται το αργότερο έως την 30^η Νοεμβρίου του έτους.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: Μέχρι Μάρτιο 2022

Η επέκταση εφαρμογής του μέτρου κατά τα έτη 2021 - 2022 προϋποθέτει την κατάλληλη προσαρμογή του νομοθετικού και κανονιστικού πλαισίου.

Καθεστώς Κυρώσεων: Δυνάμει του άρθρου 36 του ν. 4001/2011 περί διοικητικών κυρώσεων, η ΡΑΕ έχει αρμοδιότητα επιβολής προστίμου ύψους έως 10% του ετήσιου κύκλου εργασιών σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες σε περίπτωση παραβίασης των διατάξεων του ν. 4001/2011 και των πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότηση του ή των όρων των αδειών που τους έχουν χορηγηθεί.

Εκτιμώμενο κόστος: Αποζημιώνεται το κόστος για τη χρήση της υποδομής της εγκατάστασης της Ρεβυθούσας για διατήρηση του συνόλου του αποθέματος ασφαλείας. Εκτιμάται κατά μέγιστον περίπου σε 1 εκ. €/έτος.

Το κόστος προμήθειας ΥΦΑ και τυχόν άλλα κόστη που συνεπάγεται η διατήρηση του ως άνω αποθέματος βαρύνουν αποκλειστικά τον εκάστοτε υπόχρεο ΗΠ και ανακτώνται στο πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της συμπερίληψής του στις εντολές πώλησης των Συμμετεχόντων.

Σε περίπτωση εφαρμογής της Δράσης Δ4 ο ΔΕΣΦΑ δεν αποζημιώνει ούτε χρεώνει τους υπόχρεους ΗΠ για την διάθεση χώρου αποθήκευσης χώρου του αποθέματος ασφαλείας στην Εγκατάσταση ΥΦΑ Ρεβυθούσας. Ανακτά δε το σχετικό κόστος από το Λογαριασμό Ασφάλειας Εφοδιασμού.

Σε περίπτωση που ο ΗΠ προτείνει ισοδύναμη λύση αποθήκευσης (εναλλακτική της δεξαμενής της Ρεβυθούσας) και γίνει αποδεκτή από τη ΡΑΕ, τότε ο ΗΠ θα αποζημιωθεί κατόπιν τεκμηρίωσης του κόστους, για ποσό που κατά μέγιστον φτάνει το ποσό που αναλογεί στο αντίστοιχο κόστος για την υπηρεσία εποχικής αποθήκευσης στην δεξαμενή της Ρεβυθούσας.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Μέσω του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού που εισπράττεται από όλους τους Χρήστες του ΕΣΦΑ ανά μονάδα ποσότητας αερίου που αυτοί παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες φυσικού αερίου, κατά τα προβλεπόμενα στην απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η Δράση αναμένεται να ενισχύσει τη διαθεσιμότητα ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας και συγκεκριμένα να συνεισφέρει στη μείωση του χρόνου αντίδρασης των Προμηθευτών σε αιφνίδια μεταβολή της ζήτησης ή της προσφοράς ΥΦΑ. Η Δράση εφαρμόστηκε τις χειμερινές περιόδους 2018 – 2019 και 2019 – 2020 σε υλοποίηση των προβλέψεων του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2018. Ωστόσο, οι συνθήκες στην αγορά ΥΦΑ και οι εναλλακτικές πηγές τροφοδοσίας της Χώρας έχουν έκτοτε μεταβληθεί ουσιαστικά, όπως περιγράφεται αναλυτικά στην ενότητα 1.2.3 και ιδίως στα γραφήματα 6 και 9, περιορίζοντας την αναγκαιότητα εφαρμογής της Δράσης σε σχέση με τον επιδιωκόμενο σκοπό διασφάλισης του

εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ, ιδίως αν συνεκτιμηθεί ο προκαλούμενος περιορισμός της ευελιξίας του τερματικού σταθμού ΥΦΑ. Το παρόν Σχέδιο αξιολογεί εκ νέου τη Δράση σε συνδυασμό με τη Δράση Δ1. Η εφαρμογή της Δράσης Δ4 θεωρείται ότι αποκλείει την εφαρμογή των Δράσεων Δ2 και Δ3.

5.2 Αξιολόγηση δράσεων

5.2.1 Μεθοδολογία αξιολόγησης

Για την αξιολόγηση των δράσεων που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, χρησιμοποιήθηκαν οι παρακάτω μεθοδολογίες, οι οποίες κρίθηκαν κατάλληλες για τους σκοπούς του παρόντος Σχεδίου Προληπτικής Δράσης.

5.2.1.1 Πολυκριτήρια Ανάλυση Αποφάσεων – Αναλυτική Ιεραρχική Διεργασία (Analytic Hierarchy Process-AHP)

Ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938 προδιαγράφει τα βασικά κριτήρια αξιολόγησης των δράσεων που ενσωματώνονται στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης. Αυτά σχετίζονται με τον οικονομικό αντίκτυπο, την αποτελεσματικότητα και την αποδοτικότητα, τον αντίκτυπο στο περιβάλλον και την αγορά και, κατά περίπτωση, τις επιπτώσεις στην ασφάλεια εφοδιασμού άλλου Κ-Μ. Επιπλέον, στο παρόν Σχέδιο, κρίθηκε σκόπιμη η διεύρυνση του πλαισίου αξιολόγησης, ώστε να συνυπολογιστεί και η αξιολόγηση της αβεβαιότητας που ενέχει η εφαρμογή κάθε δράσης.

Η Πολυκριτήρια Ανάλυση Αποφάσεων (Multiple Criteria Decision Analysis-MCDA) και συγκεκριμένα η ευρέως διαδεδομένη Αναλυτική Ιεραρχική Διεργασία (Analytic Hierarchy Process-AHP) θεωρήθηκε ως η καταλληλότερη προσέγγιση για την αξιολόγηση και ιεράρχηση των εξεταζόμενων δράσεων, καθώς επιτρέπει την ταυτόχρονη εξέταση πολλαπλών κριτηρίων αξιολόγησης και τη στάθμιση τόσο ποσοτικών όσο και ποιοτικών εκτιμήσεων για τις επιπτώσεις, τα οφέλη και την αβεβαιότητα κάθε δράσης.

Τα βασικά στάδια εφαρμογής της μεθόδου AHP, για τις ανάγκες του παρόντος Σχεδίου, παρουσιάζονται στη συνέχεια.

A. Ιεραρχική ανάλυση του προβλήματος απόφασης

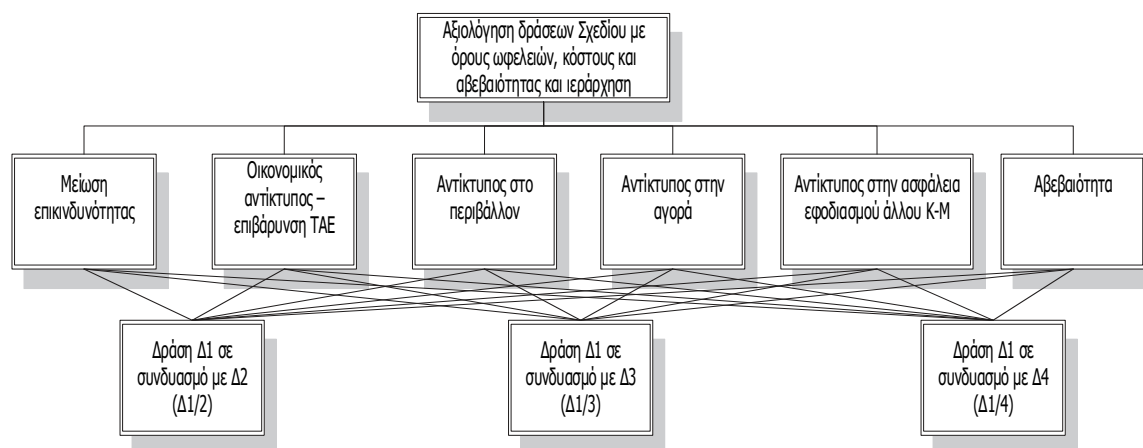
Κατά το πρώτο στάδιο, το πρόβλημα αναλύθηκε στα συστατικά του μέρη με χρήση κατάλληλης ιεραρχικής δομής. Στο πρώτο επίπεδο της δομής παρουσιάζεται ο αντικειμενικός στόχος του προβλήματος ενώ στο τελευταίο οι προς αξιολόγηση δράσεις. Τα ενδιάμεσα επίπεδα αποτυπώνουν τα κριτήρια αξιολόγησης. Τα παραπάνω εξειδικεύονται για την περίπτωση του παρόντος Σχεδίου ως εξής (βλ. και **Γράφημα 11**):

Στόχος: Αξιολόγηση δράσεων Σχεδίου με όρους ωφελειών, κόστους και αβεβαιότητας και ιεράρχηση

Κριτήρια αξιολόγησης:

- 1 **Αποτελεσματικότητα δράσης ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας:** αξιολογείται η επίδραση κάθε δράσης στη μείωση της επικινδυνότητας των σεναρίων μη ανεκτού (υψηλού) και μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου, σε σχέση με αυτή που παρουσιάστηκε στη Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας. Η αποτίμηση της ως άνω επίδρασης υλοποιήθηκε με εκ νέου προσομοίωση των σεναρίων κρίσης για κάθε δράση, υπολογισμού της εναπομείνουσας επικινδυνότητας και της βελτίωσης του ελλείμματος μάζας αερίου.
- 2 **Επιβάρυνση ΤΑΕ:** αξιολογείται η εκτιμώμενη επιβάρυνση στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού.
- 3 **Αντίκτυπος δράσης στο περιβάλλον:** αξιολογείται (ποιοτικά) η εκτιμώμενη επίπτωση της δράσης σε εκπομπές CO₂ ή άλλη περιβαλλοντική επιβάρυνση.

- 4 **Αντίκτυπος δράσης στη λειτουργία της αγοράς:** αξιολογείται (ποιοτικά) η αναμενόμενη επίπτωση της δράσης στη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού (π.χ. προστασία έναντι στρεβλώσεων στον ανταγωνισμό, αναλογικότητα, δυσκολίες στην εφαρμογή, αντιδράσεις από τα εμπλεκόμενα μέρη κ.ο.κ.).
- 5 **Αντίκτυπος δράσης στην ασφάλεια εφοδιασμού άλλου Κ-Μ:** αξιολογείται (ποιοτικά) η αναμενόμενη επίπτωση της δράσης στην ενίσχυση της δυνατότητας παροχής αλληλεγγύης σε άλλο/-α Κ-Μ.
- 6 **Αβεβαιότητα:** αξιολογείται ο βαθμός αβεβαιότητας σχετικά με τη δυνατότητα της δράσης να επιτελέσει τους σκοπούς για τους οποίους σχεδιάστηκε. Η αβεβαιότητα αυτή μπορεί να σχετίζεται με το περιβάλλον εφαρμογής της δράσης και πιθανούς κινδύνους στους οποίους εκτίθεται κατά την εφαρμογή της.



Γράφημα 11: Ιεραρχική δομή μοντέλου απόφασης

Β. Συγκριτική αξιολόγηση και προσδιορισμός προτιμήσεων

Στο δεύτερο στάδιο πραγματοποιήθηκαν κατά ζεύγη συγκρίσεις αφενός μεταξύ των κριτηρίων αξιολόγησης και αφετέρου μεταξύ των εναλλακτικών δράσεων ως προς τα κριτήρια, με στόχο:

- τον προσδιορισμό της σχετικής σπουδαιότητας των κριτηρίων,
- τον προσδιορισμό της σχετικής σπουδαιότητας των εναλλακτικών δράσεων.

Οι κατά ζεύγη συγκρίσεις πραγματοποιήθηκαν από Ομάδα Εμπειρογνομόνων (expert panel/ group decision making) λαμβάνοντας υπόψη τα διαθέσιμα ποσοτικά ή ποιοτικά δεδομένα και με χρήση της 9-βάθμιας κλίμακας σχετικής σπουδαιότητας Saaty.

Γ. Υπολογισμός προτεραιοτήτων

Με την ολοκλήρωση των κατά ζεύγη συγκρίσεων πραγματοποιήθηκε ο υπολογισμός των σχετικών βαρών των κριτηρίων αξιολόγησης και του τελικού βαθμού αξιολόγησης κάθε δράσης, με χρήση εξειδικευμένου λογισμικού. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης παρουσιάζονται στην παράγραφο 5.2.2.

5.2.1.2 Αξιολόγηση αποτελεσματικότητας των δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας

Για την αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας των δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας και την υποστήριξη της Ομάδας Εμπειρογνομόνων, υπολογίστηκαν οι δείκτες: **(Α)** συνεισφοράς δράσης στη μείωση επικινδυνότητας (I_R) και **(Β)** συνεισφοράς δράσης στο συνολικό έλλειμμα κάθε σεναρίου (I_M).

(Α) Δείκτης συνεισφοράς δράσης στη μείωση επικινδυνότητας (I_R)

Ο Δείκτης I_R αποτυπώνει την επίδραση κάθε δράσης στη μείωση της επικινδυνότητας των σεναρίων μη ανεκτού (υψηλού) και μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου, όπως αυτή παρουσιάστηκε στις Μήτρες Επικινδυνότητας (βλ. Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.).

Ο Δείκτης υπολογίστηκε ακολουθώντας τα παρακάτω βήματα:

1. Για κάθε εξεταζόμενη δράση εκτιμήθηκε το όφελος που προκύπτει στη ζήτηση ή/και τη διαθεσιμότητα/προμήθεια ΦΑ,
2. Για κάθε σενάριο μη ανεκτού (υψηλού) και μη αποδεκτού (μέσου) κινδύνου υπολογίστηκε εκ νέου το ισοζύγιο μάζας, εκτιμήθηκαν οι επιπτώσεις στην ηλεκτροπαραγωγή και τους βιομηχανικούς καταναλωτές και αναπτύχθηκαν οι νέες μήτρες επικινδυνότητας. Σημειώνεται ότι για τους εν λόγω υπολογισμούς δεν μεταβλήθηκαν οι παραδοχές και τα μοντέλα προσομοίωσης που χρησιμοποιήθηκαν στη Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας,
3. Από τη σύγκριση των αρχικών Μητρών (βλ. Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.) με τις νέες, υπολογίστηκε η σωρευτική επίδραση κάθε αξιολογούμενης δράσης στο σύνολο των σεναρίων με βάση τους παρακάτω κανόνες βαθμολόγησης:
 - i. Για κάθε μετατόπιση του σεναρίου i (i : 1 έως 6 για την περίοδο 2020-2021 και i : 1 έως 8 για την περίοδο 2021 – 2022) κατά μία κυψέλη στη Μήτρα Επικινδυνότητας αποδίδεται ένας (1) βαθμός. Σημειώνεται ότι αποδίδεται βαθμός μικρότερος της μονάδας, όταν κρίνεται ότι μια δράση συμβάλλει μερικώς, χωρίς να επιτυγχάνει μια πλήρη μετατόπιση σεναρίου.
 - ii. Αν η μετατόπιση αφορά σενάριο προτεραιότητας Α (εντός κόκκινης κυψέλης), ο παραπάνω βαθμός πολλαπλασιάζεται με συντελεστή $w_A=6$. Αν η μετατόπιση αφορά σενάριο προτεραιότητας Β (εντός κίτρινης κυψέλης με επίπτωση κλάσης Ε στην ΗΠ), ο παραπάνω βαθμός πολλαπλασιάζεται με συντελεστή $w_B=3$. Αν η μετατόπιση αφορά σενάριο προτεραιότητας Γ (εντός κίτρινης κυψέλης με επίπτωση οποιασδήποτε κλάσης πλην Ε στην ΗΠ), ο παραπάνω βαθμός πολλαπλασιάζεται με συντελεστή $w_F=1$.
 - iii. Υπολογίζεται η σωρευτική επίδραση της δράσης στο σύνολο των σεναρίων ως το άθροισμα των βαθμών που συγκεντρώθηκαν κατά τα βήματα 3(i) και 3(ii).

Η μαθηματική σχέση υπολογισμού του Δείκτη συνεισφοράς κάθε δράσης στη μείωση επικινδυνότητας είναι:

$$I_R = \sum_{i=1}^N w_A(\text{αρ. μετατοπίσεων } A)_i + w_B(\text{αρ. μετατοπίσεων } B)_i + w_F(\text{αρ. μετατοπίσεων } \Gamma)_i$$

Σενάριο i : 1 έως 6 για την περίοδο 2020-2021 και 1 έως 8 για την περίοδο 2021 – 2022

Μετατόπιση Α: μετατόπιση σεναρίου i από κυψέλη μη ανεκτού (υψηλού) κινδύνου, $w_A=6$

Μετατόπιση Β: μετατόπιση σεναρίου i από κυψέλη μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε για την ΗΠ, $w_B=3$

Μετατόπιση Γ: μετατόπιση σεναρίου i από κυψέλη μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση οποιασδήποτε κλάσης πλην Ε για την ΗΠ, $w_G=1$

(Β) Δείκτης συνεισφοράς δράσης στο συνολικό έλλειμμα κάθε σεναρίου (I_M)

Ο Δείκτης I_M αποτυπώνει το ποσοστιαίο όφελος (%) στο ισοζύγιο μάζας κάθε εξεταζόμενου σεναρίου από την εφαρμογή μιας δράσης.

5.2.2 Αποτελέσματα αξιολόγησης

5.2.2.1 Αποτελεσματικότητα δράσεων ως προς τη μείωση της επικινδυνότητας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η εκτίμηση των δεικτών I_R και I_M για τις δράσεις των περιόδων 2020 – 2021 και 2021 – 2022.

I. Περίοδος 2020 – 2021

A. Δείκτες συνεισφοράς δράσεων στη μείωση επικινδυνότητας (I_R)

Η εφαρμογή του αλγορίθμου που παρουσιάστηκε στην παραπάνω παράγραφο δίνει τις ακόλουθες τιμές του Δείκτη (I_R) για κάθε εξεταζόμενη δράση. Σημειώνεται ότι ο Δείκτης μπορεί να λάβει μέγιστη τιμή 23 μονάδες, που αντιστοιχεί στην μετατόπιση όλων των εξεταζόμενων σεναρίων σε περιοχή αποδεκτού/χαμηλού κινδύνου.

Πίνακας 50: Δείκτες συνεισφοράς δράσεων στη μείωση επικινδυνότητας (I_R) για την περίοδο 2020 – 2021

Δράσεις	Δ1/2	Δ1/3	Δ1/4
	Δ1 σε συνδυασμό με Δ2	Δ1 σε συνδυασμό με Δ3	Δ1 σε συνδυασμό με Δ4
Δείκτης I_R (βαθμός)	22	23	14
Δείκτης I_R (%)	96	100	61

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει ότι η **δράση Δ1, όταν εφαρμόζεται σε συνδυασμό με τη δράση Δ3 (Δ1/3)**, επιτυγχάνει τη μεγαλύτερη θετική επίδραση στη Μήτρα Επικινδυνότητας. Ακολουθούν οι εναλλακτικές Δ1/2 και Δ1/4.

B. Δείκτες συνεισφοράς δράσεων στο συνολικό έλλειμμα κάθε σεναρίου (I_M)

Ομοίως, τα αποτελέσματα υπολογισμού του Δείκτη (I_M), καταδεικνύουν ότι η **δράση Δ1 συνδυαζόμενη με τη δράση Δ3 (Δ1/3)** επιτυγχάνει τη μεγαλύτερη συνεισφορά στην κάλυψη των ελλειμμάτων ισοζυγίων μάζας. Ακολουθούν οι εναλλακτικές Δ1/2 και Δ1/4.

II. Περίοδος 2021 – 2022

A. Δείκτες συνεισφοράς δράσεων στη μείωση επικινδυνότητας (I_R)

Οι τιμές του Δείκτη (I_R) για τις δράσεις που αφορούν στην περίοδο 2020-2021 παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Σημειώνεται ότι στη συγκεκριμένη περίπτωση, ο Δείκτης μπορεί να λάβει μέγιστη τιμή 34 μονάδες, που αντιστοιχεί στη μετατόπιση όλων των εξεταζόμενων σεναρίων σε περιοχή αποδεκτού/χαμηλού κινδύνου.

Πίνακας 51: Δείκτες συνεισφοράς στη μείωση επικινδυνότητας (I_R) για την περίοδο 2021 – 2022

Δράσεις	Δ1/2	Δ1/3	Δ1/4
	Δ1 σε συνδυασμό με Δ2	Δ1 σε συνδυασμό με Δ3	Δ1 σε συνδυασμό με Δ4
Δείκτης I_R (βαθμός)	26	34	18
Δείκτης I_R (%)	76	100	53

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει ότι η **δράση Δ1, όταν εφαρμόζεται σε συνδυασμό με τη δράση Δ3 (Δ1/3)** επιτυγχάνει τη μεγαλύτερη θετική επίδραση στη Μήτρα Επικινδυνότητας. Ακολουθούν οι εναλλακτικές Δ1/2 και Δ1/4.

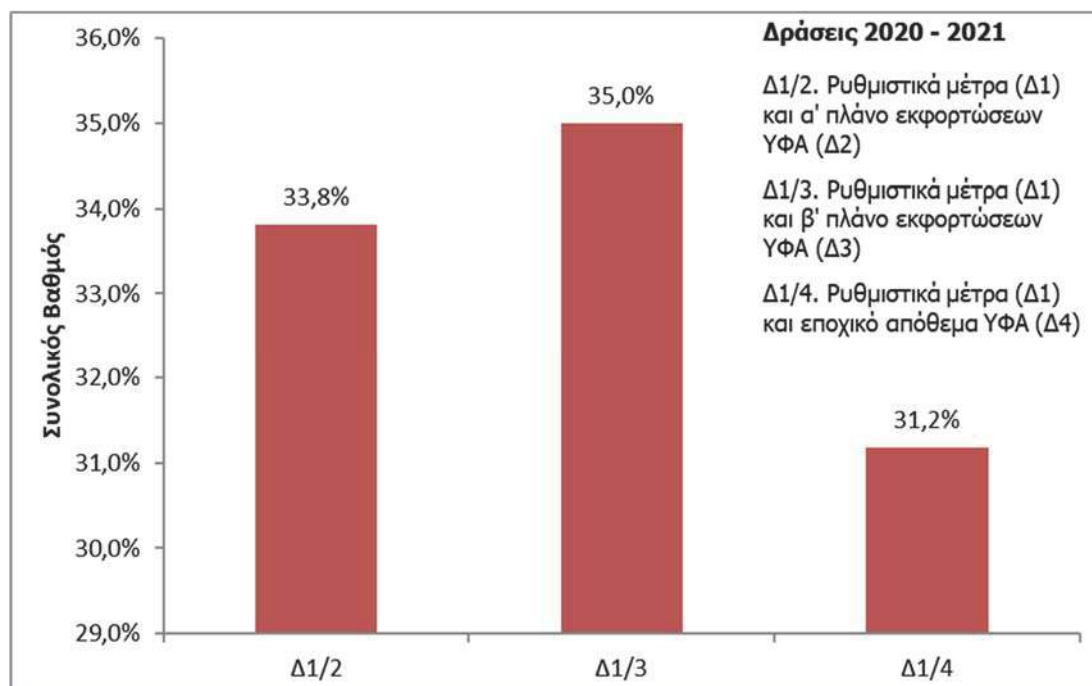
Β. Δείκτης συνεισφοράς δράσεων στο συνολικό έλλειμμα κάθε σεναρίου (I_M)

Ομοίως, τα αποτελέσματα υπολογισμού του Δείκτη (I_M), καταδεικνύουν ότι η **δράση Δ1 συνδυαζόμενη με τη δράση Δ3 (Δ1/3)** επιτυγχάνει τη μεγαλύτερη συνεισφορά στην κάλυψη των ελλειμμάτων ισοζυγίων μάζας. Ακολουθούν οι εναλλακτικές Δ1/2 και Δ1/4.

5.2.2.2 Ιεράρχηση δράσεων

Η εφαρμογή της μεθόδου πολυκριτήριας ανάλυσης αποφάσεων που περιγράφηκε στην παράγραφο 5.2.1.1 οδήγησε στα παρακάτω αποτελέσματα αξιολόγησης των δράσεων, λαμβάνοντας υπόψη των σύνολο των εξεταζόμενων κριτηρίων:

Ι. Περίοδος 2020 – 2021

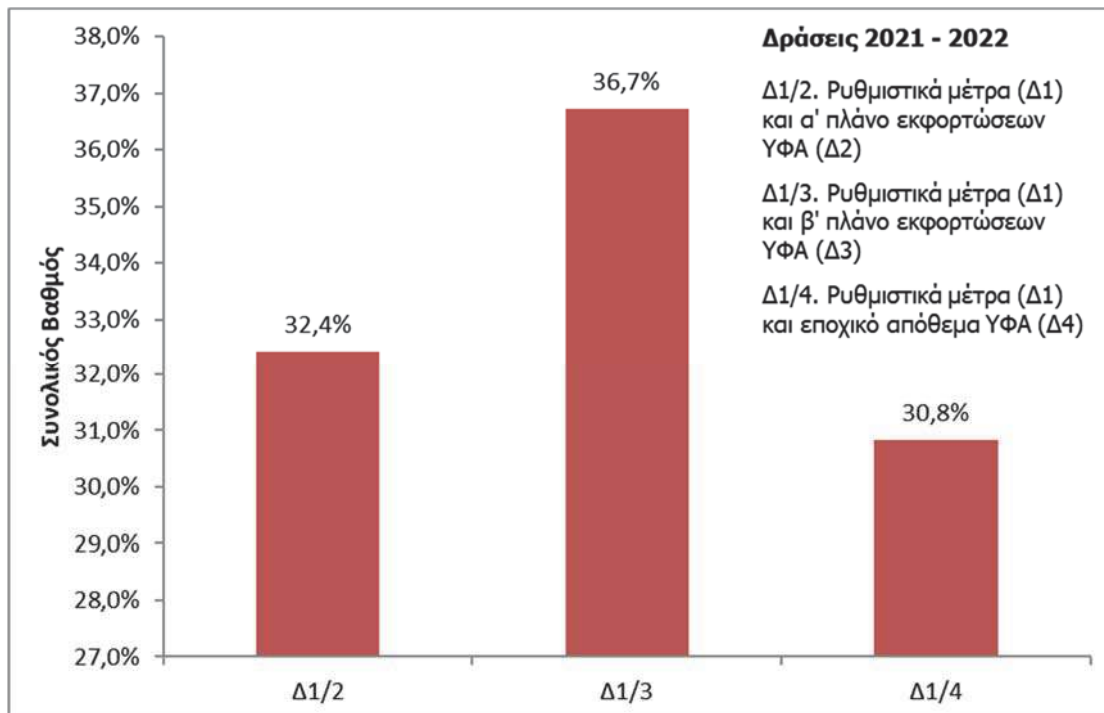


Γράφημα 12: Συνολική αξιολόγηση δράσεων περιόδου 2020 -2021

Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα, οι εναλλακτικές επιλογές εφαρμογής δράσεων που εξετάστηκαν για την περίοδο 2020 – 2021 κατατάσσονται με την ακόλουθη φθίνουσα σειρά προτίμησης:

- 1. Δ1/3. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με β' πλάνο εκφορτώσεων ΥΦΑ (Δράση Δ3)**
- 2. Δ1/2. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με α' πλάνο εκφορτώσεων ΥΦΑ (Δράση Δ2)**
- 3. Δ1/4. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με εποχικό απόθεμα ΥΦΑ (Δράση Δ4)**

II. Περίοδος 2021 - 2022



Γράφημα 13: Συνολική αξιολόγηση δράσεων περιόδου 2021 - 2022

Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα, οι εναλλακτικές επιλογές εφαρμογής δράσεων που εξετάστηκαν για την περίοδο 2021 – 2022 κατατάσσονται με την ακόλουθη φθίνουσα σειρά προτίμησης:

- 1. Δ1/3. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με β' πλάνο εκφορτώσεων ΥΦΑ (Δράση Δ3)**
- 2. Δ1/2. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με α' πλάνο εκφορτώσεων ΥΦΑ (Δράση Δ2)**
- 3. Δ1/4. Ρυθμιστικά μέτρα (Δράση Δ1) σε συνδυασμό με εποχικό απόθεμα ΥΦΑ (Δράση Δ4)**

5.2.2.3 Υπολογισμός εναπομείναντος κινδύνου

Μετά τη βηματική προσομοίωση εφαρμογής των δράσεων και τον σωρευτικό υπολογισμό των ωφελειών τους στο έλλειμμα ισοζυγίου μάζας κάθε σεναρίου (risk reduction loop), υπολογίστηκε ο εναπομένων κίνδυνος (residual risk) και διαπιστώθηκε η ικανοποίηση των κριτηρίων διακινδύνευσης που είχαν τεθεί για το παρόν Σχέδιο (βλ. **παράγραφο** Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.).

A. Περίοδος 2020 – 2021

Για την περίοδο 2020 – 2021 διαπιστώθηκε ότι **η εφαρμογή της δράσης Δ1 σε συνδυασμό με την Δ3 (Δ1/3) επιτυγχάνει την ικανοποίηση του συνόλου των κριτηρίων διακινδύνευσης.**

Συγκεκριμένα, επιτυγχάνει:

- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 1, ήτοι την απουσία σεναρίων υψηλής διακινδύνευσης, καθώς μετακινήθηκαν από την περιοχή μη ανεκτού κινδύνου της μήτρας επικινδυνότητας και τα 2 σενάρια (Α3α, Γ2α),

- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 2, ήτοι την απουσία σεναρίων μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε για την ηλεκτροπαραγωγή, καθώς μετακινήθηκε από τη συγκεκριμένη κυψέλη της μήτρας επικινδυνότητας το σενάριο Α1α,
- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 3, ήτοι την πλήρη απουσία σεναρίων μη επιθυμητού κινδύνου.

Β. Περίοδος 2021 - 2022

Ομοίως, για την περίοδο 2021 – 2022 διαπιστώθηκε ότι **η εφαρμογή της δράσης Δ1 σε συνδυασμό με τη Δ3 (Δ1/3) επιτυγχάνει την ικανοποίηση του συνόλου των κριτηρίων διακινδύνευσης.**

Συγκεκριμένα, επιτυγχάνει:

- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 1, ήτοι την απουσία σεναρίων υψηλής διακινδύνευσης, καθώς μετακινήθηκαν από την περιοχή μη ανεκτού κινδύνου της μήτρας επικινδυνότητας και τα 3 σενάρια (Α3b, Γ2b, Γ4b),
- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 2, ήτοι την απουσία σεναρίων μη επιθυμητού (μέσου) κινδύνου με επίπτωση κλάσης Ε για την ηλεκτροπαραγωγή, καθώς μετακινήθηκαν από την συγκεκριμένη κυψέλη της μήτρας επικινδυνότητας τα σενάρια Α1b και Γ1b,
- Την ικανοποίηση του κριτηρίου διακινδύνευσης 3, ήτοι την πλήρη απουσία σεναρίων μη επιθυμητού κινδύνου.

Με βάση τα παραπάνω το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης προτείνει την εφαρμογή της Δράσης:

Δ1. Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

σε συνδυασμό με την Δράση:

Δ3. Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Β.

6 Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις

6.1 Ανάπτυξη προδιαγραφών και κατευθυντήριων οδηγιών για την καθιέρωση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

Όπως επισημαίνει η Μελέτη Επικινδυνότητας, η πανδημική κρίση και η εφαρμογή στο σύνολο της Χώρας περιοριστικών μέτρων για την αποτροπή μετάδοσης του ιού COVID-19 έχει επηρεάσει και την ενεργειακή αγορά ΦΑ και ηλεκτρισμού, πλην όμως δεν έχει προκαλέσει οποιοδήποτε πρόβλημα σχετικό με την ασφάλεια εφοδιασμού. Σε αυτό έχει συντελέσει αφενός η ετοιμότητα των Διαχειριστών και των βασικών προμηθευτών ΦΑ σε συνδυασμό με τη σχετικά περιορισμένη νόσηση από τον ιό και αφετέρου η σημαντικά χαμηλή ζήτηση ΦΑ και ηλεκτρισμού λόγω της γενικευμένης αναστολής των επιχειρήσεων και των ήπιων καιρικών συνθηκών.

Παρόλα αυτά, η έντονη αβεβαιότητα σχετικά με την εξέλιξη του φαινομένου, ιδιαίτερα κατά τη χειμερινή περίοδο (2020 – 2021) αλλά και την έκταση της οικονομικής ύφεσης καθιστά αναγκαία τη λήψη μέτρων από φορείς με ιδιαίτερα κρίσιμο ρόλο στην ασφάλεια εφοδιασμού για τη διασφάλιση, σε κάθε περίπτωση, της συνέχειας της ομαλής επιχειρησιακής τους λειτουργίας. Προς αυτή τη κατεύθυνση, η Επιτροπή κοινοποίησε έναν κατάλογο καλών πρακτικών¹⁶, για την αντιμετώπιση της πανδημικής κρίσης στον ενεργειακό κλάδο.

Στο πλαίσιο αυτό, η ΡΑΕ κρίνει σκόπιμη την καθιέρωση κατάλληλων Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας (ΣΕΣ) ιδιαίτερα στους Διαχειριστές ΦΑ και Ηλεκτρισμού και τους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προκειμένου να υποστηρίξει την προσπάθεια των φορέων για την ανάπτυξη των ως άνω Συστημάτων και παράλληλα να εξασφαλίσει την καταλληλότητα τους σε σχέση με την ασφάλεια εφοδιασμού, προτίθεται να υλοποιήσει τις παρακάτω δράσεις:

- Ανάπτυξη ελάχιστων προδιαγραφών για τον σχεδιασμό, εγκατάσταση και παρακολούθηση των ΣΕΣ.

Οι προδιαγραφές αυτές θα βασίζονται σε σχετικά διεθνή πρότυπα (π.χ. ISO 22301) και καλές πρακτικές και θα αφορούν, ενδεικτικά:

- Τους στόχους, τη στρατηγική επιχειρησιακής συνέχειας και τα σχέδια επίτευξής τους,
- Την ανάλυση επιχειρησιακών επιπτώσεων και επιπτώσεων στην ασφάλεια εφοδιασμού,
- Την καθιέρωση και εφαρμογή τεκμηριωμένων διαδικασιών επιχειρησιακής συνέχειας.

- Ανάπτυξη κατευθυντήριων οδηγιών για τον σχεδιασμό, εγκατάσταση και παρακολούθηση των ΣΕΣ.

Οι οδηγίες αυτές θα έχουν ως στόχο να διευκολύνουν τους ως άνω φορείς κατά το στάδιο του σχεδιασμού των νέων Συστημάτων ή της προσαρμογής των υφιστάμενων στις καθορισμένες απαιτήσεις.

¹⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/1_en_document_travail_service_part1_v3.pdf

6.2 Υποχρέωση προς Διαχειριστές και κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την τήρηση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

Στο πλαίσιο των ανωτέρω, οι Διαχειριστές και οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεούνται για:

- Την ανάπτυξη Συστήματος Επιχειρησιακής Συνέχειας που θα ικανοποιεί τις προδιαγραφές που θεσπίζονται από τη ΡΑΕ (βλ. §6.1),
- Την τακτική γραπτή ενημέρωση της ΡΑΕ σχετικά με την ικανότητα του φορέα να αντιμετωπίζει αποδιοργανωτικά συμβάντα και απειλές και τα σχετικά μέτρα που σχεδιάζει ή έχει θέσει σε εφαρμογή. Η συχνότητα ενημέρωσης της ΡΑΕ ορίζεται εβδομαδιαία σε περίπτωση κρίσης ή τρίμηνη σε οποιαδήποτε άλλη συνθήκη.

6.3 Σχεδιασμός Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης για την ασφάλεια εφοδιασμού

Η ιδιαίτερα μεγάλη σημασία της αναγνώρισης, εκτίμησης και παρακολούθησης των κινδύνων που μπορούν να επηρεάσουν τον εφοδιασμό της Χώρας με φυσικό αέριο, σε ένα έντονα μεταβαλλόμενο διεθνές περιβάλλον, επιβάλλει τη μετάβαση σε έναν τρόπο οργάνωσης που θα επιτρέπει σε διαρκή βάση την αποτελεσματική συνεργασία των εμπλεκόμενων φορέων, την παρακολούθηση και εκτίμηση των συνθηκών του περιβάλλοντος που μπορούν να δημιουργήσουν συνθήκες κρίσεων και τη διασφάλιση της ομοιογένειας, της ακρίβειας και της επάρκειας τεκμηρίωσης των αναλύσεων διακινδύνευσης.

Στο πλαίσιο αυτό η ΡΑΕ κρίνει σκόπιμο να αναλάβει, ως Αρμόδια Αρχή στο πλαίσιο του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, την υλοποίηση των παρακάτω μέτρων:

- Μελέτη αξιολόγησης του υφιστάμενου πλαισίου διαχείρισης της διακινδύνευσης, η οποία ενδεικτικά και όχι περιοριστικά, θα περιλαμβάνει ανάλυση:
 - των ακολουθούμενων διαδικασιών αναγνώρισης, ανάλυσης και αποτίμησης και παρακολούθησης της διακινδύνευσης,
 - των χρησιμοποιούμενων μεθοδολογιών, εργαλείων και τεχνικών,
 - του πλαισίου συνεργασίας των εμπλεκόμενων μερών, των σχετικών αρμοδιοτήτων και υποχρεώσεων λογοδοσίας,
 - των δομών και του τρόπου οργάνωσης για τη διαχείριση της διακινδύνευσης.
- Ανάπτυξη Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης, το οποίο θα προσδιορίζει:
 - την πολιτική, τους στόχους και το πεδίο εφαρμογής της διαχείρισης διακινδύνευσης, σε σχέση με την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο,
 - το περιβάλλον/πλαίσιο εντός του οποίου θα υλοποιείται η διαχείριση της διακινδύνευσης,
 - τα κατάλληλα μόνιμα ή/και κατά περίπτωση (ad-hoc) σχηματιζόμενα όργανα για τη διαχείριση της διακινδύνευσης, όπως η Ομάδα Διαχείρισης Διακινδύνευσης και κατάλληλες Ομάδες Εργασίας,

- τον τρόπο συνεργασίας, τις υποχρεώσεις και τις αρμοδιότητες των εμπλεκομένων μερών,
- την κατάλληλη τυποποίηση ενεργειών για την αναγνώριση, ανάλυση, αποτίμηση και παρακολούθηση των κινδύνων.

6.4 Υποχρεώσεις Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης

Για την καλύτερη εκτίμηση των πιθανών κινδύνων στο ΕΣΦΑ καθώς και στο ΕΣΜΗΕ από τυχόν προβλήματα εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ και, κατά συνέπεια, για την ορθότερη, και δη αποτελεσματικότερη, σχεδίαση των μέτρων πρόληψης και αντιμετώπισής τους, είναι απαραίτητη η κατά το δυνατόν πληρέστερη εκτίμηση της ζήτησης ΦΑ κατά την εκάστοτε κρίσιμη περίοδο καθώς και η ανάπτυξη πιθανών σεναρίων εξέλιξής της.

Στο πλαίσιο αυτό, οι Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΕΣΦΑ Α.Ε. και ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) καταρτίζουν από κοινού μέχρι την 30η Απριλίου κάθε έτους, «Έκθεση Εποχικής Ζήτησης», η οποία περιλαμβάνει σενάρια ημερήσιας (D_{max}), εβδομαδιαίας και μηνιαίας ζήτησης ΦΑ (1, 7 και 30 ημερών με βήμα ημέρας). Τα σενάρια αφορούν χειμερινές περιόδους της επόμενης τετραετίας.

Η εκτίμηση περιλαμβάνει τη ζήτηση υπό τις συνθήκες που καθορίζονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938:

(α) σε ακραίες θερμοκρασίες επί χρονικό διάστημα επτά ημερών οι οποίες σημειώνονται με στατιστική πιθανότητα μίας φοράς στα 20 έτη

(β) χρονικά διαστήματα 30 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης φυσικού αερίου η οποία σημειώνεται με στατιστική πιθανότητα μιας φοράς μέσα σε 20 έτη

(γ) περίοδο 30 ημερών υπό μέσες χειμερινές συνθήκες

(δ) D_{max} , η συνολική ημερήσια ζήτηση σε φυσικό αέριο (εκφρασμένη σε εκατ. m^3 /ημέρα) της περιοχής υπολογισμού κατά τη διάρκεια μιας ημέρας με εξαιρετικά υψηλή ζήτηση, με στατιστική πιθανότητα εμφάνισης μία φορά μέσα σε 20 έτη

Ειδικότερα,

- Τα σενάρια ζήτησης ΦΑ για την ΗΠ θα βασίζονται σε Μελέτη (Προβλέψεις Εποχικής/Βραχυπρόθεσμης Επάρκειας), η εκπόνηση της οποίας γίνεται από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ ακολουθώντας, εφόσον είναι εφικτό, την προτεινόμενη μεθοδολογία από τον ENTSO-e, και η υποβολή αυτής στη ΡΑΕ θα πραγματοποιείται ταυτόχρονα με την υποβολή της Έκθεσης Εποχικής Ζήτησης, δηλαδή το αργότερο μέχρι την 30η Απριλίου κάθε έτους.

Ιδίως θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η συσχέτιση της εξέλιξης της ζήτησης με τη θερμοκρασία. Περαιτέρω, θα πρέπει να αποτυπώνεται η χρησιμοποιούμενη κατά περίπτωση μεθοδολογία και οι όποιες παραδοχές έγιναν για την αποτίμηση και την ενσωμάτωση στα σενάρια ζήτησης της αβεβαιότητας ενεργειακών εισροών, τη μεταβλητότητα της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και της υδραυλικής παραγωγής, τη διαθεσιμότητα των λιγνιτικών μονάδων (η οποία να λαμβάνει υπόψη ζητήματα ποιότητας καυσίμου), την όποια μοντελοποίηση για το ισοζύγιο διασυνδέσεων, καθώς και τη συνολική επίδραση τη εποχικότητας στην ικανότητα των μονάδων (πρόγραμμα συντηρήσεων, αποσύρσεις, πρόβλεψη βλαβών).

- Τα σενάρια ζήτησης ΦΑ εκτός της ΗΠ θα καταρτίζονται από τον ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με τους Διαχειριστές του Δικτύου Διανομής, λαμβάνοντας υπόψη τη συσχέτιση της ζήτησης με την θερμοκρασία.

Η έκθεση θα περιλαμβάνει καταγραφή της ακολουθούμενης μεθοδολογίας προσδιορισμού της θερμοκρασίας 1 στα 20 (συσχέτιση ζήτησης με τη θερμοκρασία), καθώς και καταγραφή της μεθοδολογίας εκτίμησης της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης D_{max} .

- Αντιστοίχως, οι Διαχειριστές του Δικτύου Διανομής υποβάλλουν κάθε απαραίτητο στοιχείο στον ΔΕΣΦΑ για τον προσδιορισμό των σεναρίων ζήτησης ανά κατηγορία καταναλωτή.

Περαιτέρω, οι Διαχειριστές Δικτύου Διανομής θα πρέπει να διαχωρίζουν τις ανωτέρω εκτιμήσεις της ζήτησης ανά κατηγορία Προστατευόμενου Καταναλωτή, σύμφωνα με τον ισχύοντα ορισμό (ΦΕΚ 1684/Β'/24-06-2014).

6.5 Υποχρεώσεις Προμηθευτών ΦΑ

Σύμφωνα με τον Κανονισμό Αδειών Προμήθειας Φυσικού Αερίου (ΦΕΚ Β' 3430/17.10.2018), κάθε κάτοχος Άδειας Προμήθειας που εξυπηρετεί είτε άμεσα είτε έμμεσα Προστατευόμενους Καταναλωτές, όπως αυτοί ορίζονται στην κείμενη νομοθεσία, υποχρεούται να λαμβάνει κάθε απαραίτητο μέτρο, προκειμένου να διασφαλίζει την αδιάλειπτη παροχή ΦΑ στους Καταναλωτές αυτούς, τηρώντας τον Κανόνα Εφοδιασμού σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 και ιδίως στο άρθρο 6 αυτού.

Περαιτέρω, στους ανωτέρω Προμηθευτές επιβάλλεται καθήκον ενημέρωσης, σύμφωνα με το οποίο έχουν υποχρέωση να γνωστοποιούν εγγράφως στη ΡΑΕ το αργότερο έως τις 30 Ιουνίου κάθε έτους:

- i) Κατάλογο των μέτρων, μέσω των οποίων σχεδιάζουν να διασφαλίσουν τον Κανόνα Εφοδιασμού σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παράγραφο 1α του άρθρου 48 του ν. 4001/2011 και τις διατάξεις του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 2017/1938 (ιδίως το άρθρο 6 αυτού), με σύντομη τεκμηρίωση της επάρκειας των μέτρων αυτών,
- ii) Απολογιστική αποτίμηση της επάρκειας των μέτρων που ελήφθησαν για τη διασφάλιση του ανωτέρω Κανόνα Εφοδιασμού κατά την προηγούμενη χειμερινή περίοδο.

Η ΡΑΕ έχει συναφώς την αρμοδιότητα να ζητήσει από τους ανωτέρω κατόχους Άδειας Προμήθειας ΦΑ τη συμπλήρωση του υπό (i) καταλόγου μέτρων με πρόσθετα μέτρα, εάν κατά την κρίση της δεν διασφαλίζεται η αδιάλειπτη παροχή ΦΑ στους Προστατευόμενους Καταναλωτές και η τήρηση του Κανόνα Εφοδιασμού.

Τέλος, σύμφωνα με τον ίδιο Κανονισμό, οι Προμηθευτές ΦΑ σε Τελικούς Πελάτες οφείλουν να εξασφαλίζουν επαρκή ποσότητα ΦΑ για την κάλυψη των υποχρεώσεων προμήθειας που αναλαμβάνουν μέσω των συμβάσεων προμήθειας που συνάπτουν με Πελάτες. Περαιτέρω, οι εισαγωγείς ΦΑ – Προμηθευτές ΦΑ σε κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, υποχρεούνται να τηρούν τις συμβατικές τους υποχρεώσεις έναντι των Ηλεκτροπαραγωγών δια της καλύψεως του 100% της ΜΗΣΠ που έχει συμβολαιοποιηθεί ή θα συμβολαιοποιηθεί για τις χειμερινές

περιόδους, και συγκριμένα για το χρονικό διάστημα από 1 Δεκεμβρίου έως τέλος Μαρτίου εκάστου έτους.

6.6 Υποχρεώσεις κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 4, και σύμφωνα με τα αποτελέσματα της Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, ο ρόλος του ΦΑ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα είναι ουσιώδους σημασίας, με συνέπεια ενδεχόμενη έλλειψη εφοδιασμού με ΦΑ των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με φυσικό αέριο να επιφέρει σοβαρή ζημία στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ή/και να παρεμποδίσει τη μεταφορά φυσικού αερίου.

Έτσι, η αδιάλειπτη διαθεσιμότητα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με ΦΑ στο Σύστημα, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ (απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1412/2020, ΦΕΚ Β' 4658/20.10.2020) και στον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς (Κανονισμός Χρηματιστηρίου Ενέργειας), είναι κριτικής σημασίας για την ασφάλεια λειτουργίας του Ηλεκτρικού Συστήματος. Ως εκ τούτου, κρίνεται σκόπιμη η επιβολή υποχρεώσεων στους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ ως ακολούθως:

- i) Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ υποχρεούνται να ενημερώνουν την Αρχή σχετικά με τους τρόπους με τους οποίους διασφαλίζεται η λειτουργία των μονάδων τους, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ και τον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς, ιδίως για τη χειμερινή περίοδο (Δεκέμβριος έως και Φεβρουάριο).
- ii) Συγκεκριμένα, το αργότερο έως τις 30 Οκτωβρίου κάθε έτους, γνωστοποιούν εγγράφως στην Αρχή σύντομη τεκμηρίωση της επάρκειας των ενεργειών, στις οποίες προέβησαν για τη συμμόρφωση με τους όρους αδείας τους και τη διασφάλιση της λειτουργίας των μονάδων τους, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ και τον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς.
- iii) Η ΡΑΕ δύναται να ζητήσει από τους κατόχους Άδειας Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με καύσιμο ΦΑ τη λήψη πρόσθετων μέτρων, εάν κατά την κρίση της, δεν διασφαλίζεται η επίτευξη του ως άνω στόχου.

6.7 Απαλλαγή του πετρελαίου diesel που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης (ΕΦΚ)

Η απαλλαγή από τον ΕΦΚ του πετρελαίου diesel, το οποίο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ως εναλλακτικό καύσιμο κατά τις κρίσεις ΦΑ κρίνεται ως απαραίτητο μέτρο τόσο για τον εξορθολογισμό του κόστους λειτουργίας των εν λόγω μονάδων και τον περιορισμό της επιβάρυνσης του τελικού καταναλωτή όσο και για τη συνέπεια του ισχύοντος πλαισίου με το ν. 2960/2001 («Τελωνειακό Κώδικα»).

Έτσι, εξετάζεται η δυνατότητα απαλλαγής από τον ΕΦΚ του πετρελαίου εσωτερικής καύσης (diesel) που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ΦΑ στο πλαίσιο εναλλαγής καυσίμου αποκλειστικά σε περίπτωση λειτουργίας τους σε περίπτωση κρίσεως ΦΑ, συγκεκριμένα σε επίπεδο συναγερμού 2 και 3, κατά τα οριζόμενα στο ισχύον νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο. Το μέτρο αυτό σκοπεί στον εξορθολογισμό του κόστους λειτουργίας των εν λόγω μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο, το οποίο αυξάνεται σημαντικά λόγω του

επιβαλλόμενου στο diesel ΕΦΚ και εν τέλει μετακυλίνεται στον τελικό καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το πετρέλαιο αυτό αντικαθιστά, κατά την κρίση φυσικού αερίου επιπέδων 2 και 3, το ΦΑ που ως καύσιμο, αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τυγχάνει ήδη απαλλαγής από τον ΕΦΚ σύμφωνα με την παρ. 1 εδ. ζ' του άρθρου 78 του Τελωνειακού Κώδικα. Συναφώς, στην παρ. 4 του ίδιου άρθρου του εν λόγω Κώδικα ορίζεται ότι, με την επιφύλαξη άλλων κοινοτικών και εθνικών διατάξεων, οι παρεχόμενες δυνάμει του ίδιου άρθρου απαλλαγές ΕΦΚ εφαρμόζονται ανάλογα και σε προϊόντα άλλα από εκείνα που αναφέρονται στο άρθρο 72 αυτού, εφόσον χρησιμοποιούνται ως υποκατάστατα ενεργειακών προϊόντων, προορίζονται για τις ίδιες με τα προϊόντα που υποκαθιστούν χρήσεις και τελούν υπό φορολογικό έλεγχο για τη διαπίστωση της νόμιμης χρήσης τους.

7 Έργα υποδομής

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στον τέταρτο (4ο) κατάλογο Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List, Κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμός (ΕΕ) 2020/389 της Επιτροπής της 31^{ης} Οκτωβρίου 2019 για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος) καθώς και υπό εξέλιξη έργα που έχουν ενταχθεί στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ. Τα ανωτέρω έργα αναμένεται να βελτιώσουν σημαντικά την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας σε μεσο/μακρο - πρόθεσμο ορίζοντα (έτος 2021 και έπειτα).

1. Trans Adriatic Pipeline

Περιγραφή	Ο Διαδριατικός Αγωγός (Trans Adriatic Pipeline - TAP) είναι ένα έργο κατασκευής αγωγού ΦΑ, που θα μεταφέρει ΦΑ από την περιοχή τη Κασπίας στην Ευρώπη. Συνδεδεμένος με τον Αγωγό Φυσικού Αερίου της Ανατολίας (Trans Anatolian Pipeline – TANAP) στα ελληνοτουρκικά σύνορα, ο TAP διασχίζει τη βόρεια Ελλάδα, την Αλβανία και την Αδριατική Θάλασσα, προτού εξέλθει στη στεριά στη νότια Ιταλία για να συνδεθεί με το ιταλικό δίκτυο ΦΑ. Στο μετοχικό κεφάλαιο του TAP μετέχουν οι εταιρείες: BP (20%), SOCAR (20%), Snam (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) και Achor (5%).
Μήκος	Η διαδρομή του TAP έχει μήκος 878 χλμ. (Ελλάδα 550 χλμ., Αλβανία 215 χλμ., Αδριατική Θάλασσα 105 χλμ., Ιταλία 8 χλμ.)
Δυναμικότητα	10 bcm/έτος. Δυνατότητα αύξησης μέχρι 20 bcm/έτος
Χάρτης	 Πηγή: https://www.tap-ag.gr
Έχει ενταχθεί σε	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 ^η Λίστα), Έργο υψηλής προτεραιότητας στο CESEC
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Η κατασκευή του αγωγού έχει ολοκληρωθεί και η λειτουργία του έχει εκκινήσει
Φάση Υλοποίησης	Ολοκληρωμένο

2. Διασυνδετήριο Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Περιγραφή	Το Έργο του Ελληνο-Βουλγαρικού Διασυνδετηρίου Αγωγού αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. (εκ των οποίων 31 χλμ. βρίσκονται εντός της ελληνικής επικράτειας), καθώς και τις αναγκαίες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις (Μετρητικοί Σταθμοί, βανοστάσια, Κέντρο Λειτουργίας). Με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή, ο αγωγός θα καταλήγει στη Stara Zagora αντίστοιχα, συνδέοντας τα δίκτυα ΦΑ Ελλάδος και Βουλγαρίας, ενώ θα υπάρχει η δυνατότητα της αντίστροφης ροής (reverse flow). Οι Μέτοχοι της ICGB AD είναι η Βουλγαρική κρατική Εταιρεία Bulgarian Energy Holding (BEH) (50%) και η ελληνική Εταιρεία ΥΑΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ (50%), στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ Α.Ε. και η ιταλική EDISON.
Μήκος / Διάμετρος	182 Km / 32"
Δυναμικότητα	Μέχρι 3bcm/έτος και 5bcm/έτος (2 ^η φάση) από Ελλάδα προς Βουλγαρία. Στην 2 ^η φάση θα είναι εφικτή και η φυσική αντίστροφη ροή.
Χάρτης	 Source: ICGB
Έχει ενταχθεί σε	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 ^η Λίστα), Έργο προτεραιότητας στο CESEC
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2021 (πλήρωση με αέριο – διαδικασία commissioning)
Φάση Υλοποίησης	12/2015 FID (Final Investment Decision); Η κατασκευή ξεκίνησε το τρίτο τετράμηνο του έτους 2019

3. Σταθμός Συμπίεσης στους Κήπους¹⁷

Περιγραφή	Στόχος του έργου είναι η αύξηση της πίεσης στο σημείο εισόδου Κήποι ώστε να αυξηθεί η τρέχουσα τεχνική δυναμικότητα των 4,3 εκατ. Nm³/d εισαγωγής ΦΑ από την Τουρκία. Επίσης θα εξασφαλίσει φυσική αντίστροφη ροή στο σημείο Διασύνδεσης Σιδηροκάστρου πάνω από την τρέχουσα τεχνική δυναμικότητα των 5,7 εκατ. Nm³/d (σε συνδυασμό με το έργο σταθμός συμπίεσης Αμπελιά) και θα επιτρέψει τη ροή αερίου στο ΕΣΦΑ από την υπόγεια αποθήκη στη Καβάλα ή το FSRU στην Αλεξανδρούπολη.
Δυναμικότητα	Η δυναμικότητα του συμπιεστή προκαταρκτικά εκτιμάται σε (1+1) x 2,5 MW ISO
Χάρτης	
χει ενταχθεί σε	Σχέδιο ΠΑ 2021-2030 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (4^η Λίστα), CESEC
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας: Ιουλ-23 Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Οκτ-23
Φάση Υλοποίησης	Υπό ωρίμανση

¹⁷ Έργα που περιλαμβάνονται στο υπό έγκριση Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ 2021-2030

4. Σταθμός Συμπίεσης στην Αρπελιά

Περιγραφή	Σκοπός του έργου είναι να εξασφαλίσει την υδραυλική επάρκεια του ΕΣΜΦΑ δεδομένης της αναμενόμενης αύξησης των μεταφερόμενων ποσοτήτων ΦΑ από το βορρά προς το νότο με την έναρξη λειτουργίας του αγωγού TAP και τη διασύνδεση του με το ΕΣΜΦΑ
Δυναμικότητα	2 μονάδες συμπίεσης σε εφεδρική μονάδα με ισχύ $(2+1) \times 10$ MW
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	Σχέδιο ΠΑ 2021-2030 Πιθανή επιχορήγηση από ΕΣΠΑ 2014-2020
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας: Μαρ-23 Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Ιουν-23
Φάση Υλοποίησης	Υλοποίηση βασικού σχεδιασμού

5. Υπόγεια Αποθήκη Καβάλας

Περιγραφή	Το έργο συνίσταται στη μετατροπή του υπό εξάντληση υποθαλάσσιου κοιτάσματος ΦΑ στην περιοχή της Νότιας Καβάλας στην πρώτη Υπόγεια Αποθήκη ΦΑ (UGS) της Χώρας. Η Υπόγεια Αποθήκη της Νοτίου Καβάλας αποτελεί ενεργειακή υποδομή στρατηγικής σημασίας, καθώς αναμένεται να ενισχύσει την ενεργειακή ασφάλεια της αγοράς ΦΑ (ασφάλεια εφοδιασμού) σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, αλλά και να συμβάλλει καθοριστικά στη μείωση του ενεργειακού κόστους και στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος (εξισορρόπηση φορτίου, gas hub)
Δυναμικότητα	Η χωρητικότητα της υπόγειας αποθήκης (UGS) εκτιμάται περίπου στο 1 bcm. Ο ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος (Annual Volume throughput) εκτιμάται σε 360¹⁸ εκατ. Nm³ ή σε 720 εκατ. Nm³, για έναν ή δύο κύκλους ανά έτος, αντίστοιχα, ωστόσο αυτό μπορεί να διαφοροποιηθεί (αντιστοίχως και οι ρυθμοί εισπίεσης / απόληψης). Η μέγιστη ημερήσια δυναμικότητα απόληψης ΦΑ και εισαγωγής στο ΕΣΜΦΑ εκτιμάται σε 4 εκατ. Nm³/ημέρα. Η μέγιστη ημερήσια δυναμικότητα εισπίεσης της Υπόγειας Αποθήκης με ΦΑ, εκτιμάται σε 5 εκατ. Nm³/ημέρα .
Χάρτης	 Πηγή: Energean Oil & Gas
Έχει ενταχθεί σε Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 ^η Λίστα) 2023
Φάση Υλοποίησης	Σε εξέλιξη βρίσκεται διαγωνισμός του ΤΑΙΠΕΔ αναφορικά με την ανάδειξη Αναδόχου για την παραχώρηση, χρήση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του υπόγειου φυσικού χώρου του κοιτάσματος ως χώρου αποθήκευσης ΦΑ.

¹⁸ Δύναται να διαφοροποιηθεί (αντιστοίχως και οι ρυθμοί εισπίεσης / απόληψης). Εξαρτάται από την επένδυση.

6. ΥΦΑ Βορείου Ελλάδας

Περιγραφή	Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ και από ένα σύστημα υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού, μέσω του οποίου το ΦΑ θα προωθείται στο ΕΣΦΑ και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές.
Μήκος	28 km (gas transmission pipeline)
Διάμετρος	30"
Δυναμικότητα	6.1 bcm/έτος
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 ^η Λίστα), έργο προτεραιότητας του CESEC υπό προϋποθέσεις.
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2023
Φάση Υλοποίησης:	Ολοκλήρωση μελέτης Βασικού Σχεδιασμού (FEED) για το έργο LNG της Αλεξανδρούπολης (update 09.2017, source Gastrade)

7. ΥΦΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ – ΑΣΦΑ ΔΙΩΡΥΓΑ GAS

Περιγραφή	Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Κορίνθου, αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (Floating storage and Regasification Unit – FSRU) χωρητικότητας από 135.000-170.000 m³ ΥΦΑ και από ένα σύστημα υποθαλάσσιου αγωγού 20" μήκους 500 m περίπου και χερσαίου αγωγού μήκους 1.650 m περίπου, μέσω του οποίου το ΦΑ προωθείται στο ΕΣΦΑ και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές. Πιο συγκεκριμένα, αποτελείται από: ▪ Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Unit) [FSRU]. ▪ Τέσσερις δεξαμενές αποθήκευσης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αποθήκευσης 130.000-180.000 m³. ▪ Μονάδα αεριοποίησης δυναμικότητας 300-500 m³ ΥΦΑ /ώρα. ▪ Αγωγούς σύνδεσης ΦΑ για τη διοχέτευση του καυσίμου στο ΕΣΦΑ μέσω νέου μετρητικού σταθμού. Το έργο, λόγω της χωροθέτησής του στην περιοχή των Αγίων Θεοδώρων, θα δίνει τη δυνατότητα εισαγωγής ποσοτήτων ΦΑ στο νότιο τμήμα του ΕΣΦΑ, όπου και υπάρχει σημαντική κατανάλωση ΦΑ.
Μήκος	2,15 km
Δυναμικότητα	1,6-2.6 bcm/έτος, δυνατότητα επαύξησης στα 4 bcm/έτος
Έχει ενταχθεί σε	Υπο ένταξη στο ΠΑ του ΔΕΣΦΑ
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2022 (Commissioning)
Φάση Υλοποίησης	Αίτηση Δέσμευσης Δυναμικότητας προς ΔΕΣΦΑ

8. Διασυνδετήριος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (East Med)

Περιγραφή	Η κατασκευή του αγωγού Eastern Mediterranean Pipeline (EastMed) έχει ως στόχο την απευθείας μεταφορά ΦΑ από τα κοιτάσματα της Λεβαντίνης στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Φυσικού Αερίου, μέσω της Ελλάδας. Το αέριο της Ανατολικής Μεσογείου θα κατευθύνεται υποθαλάσσια προς την Κύπρο, στη συνέχεια προς τις ακτές της Κρήτης, και ακολούθως, μέσω της Πελοποννήσου και της Δυτικής Ελλάδας, στην Ιταλία.
Μήκος	1900 km
Δυναμικότητα	10-16 bcm/έτος
Χάρτης	 source of map: DEPA SA.
Έχει ενταχθεί σε	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 ^η Λίστα)
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2025 (Commissioning)
Φάση Υλοποίησης	Αδειοδότηση

8 Υποχρεώσεις κοινής ωφελείας σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

Δεν έχουν επί του παρόντος ορισθεί υπηρεσίες κοινής ωφελείας (ΥΚΩ) σύμφωνα με το άρθρο 55 του ν. 4001/2011 σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού.

9 Διαβουλεύσεις με τα ενδιαφερόμενα μέρη

Το παρόν Σχέδιο τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση στην ιστοσελίδα της Αρχής (http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/101120.csp) και κοινοποιήθηκε, στην αγγλική γλώσσα, στις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών – Μελών, που ανήκουν, σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 2017/1938, στις Ομάδες Κινδύνου που ανήκει και η Ελλάδα, ήτοι Διαβαλκανική, Ουκρανική και Αλγερίας. Μέχρι τη λήξη της προθεσμίας (ήτοι 12/2/2021) που ετέθη από τη ΡΑΕ προς τις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών – Μελών στις οποίες απεστάλη το προσχέδιο προληπτικής δράσης, η Αρμόδια Αρχή της Ρουμανίας ήταν το μοναδικό Κράτος – Μέλος που διαβίβασε τα σχόλιά του, τα οποία και ελήφθησαν υπόψη κατά τη διαμόρφωση του τελικού Σχεδίου Προληπτικής Δράσης.

Η διαβούλευση διήρκησε από τις 10.11.2020 έως και τις 20.11.2020, και συνεχίστηκε, κατόπιν αποφάσεως της ΡΑΕ για παράτασή της, έως και τις 04.12.2020 (http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/181120_3.csp).

Στο πλαίσιο της διαβούλευσης η ΡΑΕ έλαβε σχόλια από την ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε. από τη ΔΕΗ Α.Ε., τη ΔΕΠΑ Α.Ε., από τη ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. – ΟΜΙΛΟΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ, από τη ΔΕΣΦΑ Α.Ε., καθώς και απόψεις που υποβλήθηκαν ως εμπιστευτικές αναφορικά με τα στοιχεία του αποστολέα τους και το περιεχόμενό τους.

10 Περιφερειακή διάσταση

Οι επιλεγμένες στρατηγικές περιλαμβάνουν δράσεις που αποσκοπούν στην βελτίωση του ρυθμιστικού πλαισίου, την αύξηση της χρήσης των υφιστάμενων υποδομών και την ενίσχυση διαθεσιμότητας ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας. Επίσης, εξακολουθούν να ισχύουν δράσεις που επικεντρώνονται στη διαχείριση της ζήτησης, όπως το μέτρο της εναλλαγής καυσίμου σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ. Τα μέτρα αυτά αναμένεται να έχουν θετικές επιπτώσεις στα γειτονικά Κ-Μ. Πέραν αυτού, σημειώνεται ότι η ενίσχυση της δυνατότητας παροχής αλληλεγγύης σε γειτονικά Κ-Μ αποτέλεσε κριτήριο αξιολόγησης των εξεταζόμενων δράσεων (βλ. **παράγραφο 5.2.1**).

10.1 Υπολογισμός του τύπου N – 1 σε επίπεδο ομάδων κινδύνου

Οι υπολογισμοί παρουσιάστηκαν στην **παράγραφο 3.2**.

10.2 Μηχανισμοί που αναπτύχθηκαν με σκοπό τη συνεργασία

Οι μηχανισμοί συνεργασίας που αναπτύχθηκαν σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 7 του Κανονισμού κοινοποιήθηκαν τον Νοέμβριο 2017 στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, κατά τη συνάντηση της Ομάδας Συντονισμού για το Αέριο (Gas Coordination Group). Στο κείμενο αυτό συμφωνήθηκαν οι άξονες συνεργασίας, οι τρόποι επικοινωνίας, η διαδικασία λήψης αποφάσεων, καθορίστηκαν οι αρμοδιότητες και οι κοινοί στόχοι έναντι των οποίων δεσμεύτηκαν οι Αρμόδιες Αρχές.

10.3 Μέτρα αλληλεγγύης

Η ΡΑΕ εκπόνησε και έθεσε σε δημόσια διαβούλευση¹⁹ με την ελληνική αγορά και τις γειτονικές χώρες «Σχέδιο Ρυθμίσεων» για εφαρμογή του Μηχανισμού Αλληλεγγύης, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις της παραγράφου 10 του άρθρου 13 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 καθώς και τη Σύσταση (ΕΕ) 2018/177 της Επιτροπής της 2ας Φεβρουαρίου 2018. Για την ανάπτυξη του Σχεδίου η ΡΑΕ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε. (ΔΕΣΦΑ), τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) και το Υπουργείο Εξωτερικών (ΥΠΕΞ). Βασίστηκε στη σχετική Μελέτη του ACER (Study on the estimation of the Cost of Disruption of Gas supply in Europe) καθώς και στην υποβολή απόψεων από τους συμμετέχοντες στην αγορά.

Η επεξεργασία των υποβληθέντων κατά την ως άνω διαβούλευση σχολίων είναι εν εξελίξει.

¹⁹ http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/0510.csp

11 Σύνοψη - Συμπεράσματα

Το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης καταρτίστηκε από τη ΡΑΕ, σύμφωνα με τις προβλέψεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο.

Το Σχέδιο παρουσίασε, αρχικά, τα βασικά δεδομένα της Ελληνικής Αγοράς Φυσικού Αερίου και τα κύρια χαρακτηριστικά του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) καθώς και των περιφερειακών συστημάτων στα οποία συμμετέχει η Ελλάδα. Στη συνέχεια συνόψισε τα συμπεράσματα της πρόσφατης Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2020) και, στη βάση αυτών, καθόρισε τις προτεραιότητες αντιμετώπισης των θεωρούμενων σεναρίων κρίσης ασφάλειας εφοδιασμού. Έτσι, αντιμετωπίζονται κατά σειρά προτεραιότητας: (Α) σενάρια κρίσης μη ανεκτού κινδύνου (2 σενάρια για την περίοδο 2020 – 2021, 3 σενάρια για την περίοδο 2021 - 2022), (Β) σενάρια κρίσης μη επιθυμητού κινδύνου που ενδέχεται να προκαλέσουν έλλειμμα ισχύος/ ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή και εκτεταμένες περικοπές ηλεκτρικού φορτίου (1 σενάριο για την περίοδο 2020 – 2021, 3 σενάρια για την περίοδο 2021 – 2022,) και (Γ) λοιπά σενάρια κρίσης μη επιθυμητού κινδύνου (3 σενάρια για την περίοδο 2020-2021, 3 σενάρια για την περίοδο 2021-2022). Αντιστοίχως παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα και των Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας των Ομάδων κινδύνου στις οποίες συμμετέχει η Ελλάδα.

Αναφορικά με τη συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή (άρθρο 5 του Κανονισμού 2017/1938), διαπιστώνεται ότι επί του παρόντος δεν ικανοποιείται με τις υφιστάμενες υποδομές σε εθνικό επίπεδο, χωρίς να εφαρμοστούν μέτρα διαχείρισης ζήτησης.

Πέραν αυτού, το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, αναγνωρίζοντας την ιδιαίτερα σημαντική και αυξανόμενη συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ισοζύγιο πρωτογενούς ενέργειας του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, ενσωματώνει μέτρα που δίνουν έμφαση στον περιορισμό των επιπτώσεων και στην ηλεκτροπαραγωγή από πιθανές περικοπές στην τροφοδοσία μονάδων που λειτουργούν με φυσικό αέριο.

Στο πλαίσιο ενίσχυσης της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης των παραπάνω διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια φυσικού αερίου, το Σχέδιο εξέτασε μέτρα (δράσεις) που σχετίζονται με τη βελτίωση του ρυθμιστικού πλαισίου για την αύξηση χρήσης των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου και την ενίσχυση της διαθεσιμότητας ΥΦΑ σε περιόδους αυξημένης επικινδυνότητας.

Οι δράσεις που εξετάστηκαν ήταν οι:

Δ1. Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

εφαρμοζόμενη σε συνδυασμό με μια εκ των εναλλακτικών:

Δ2. Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Α

Δ3. Βελτίωση πλαισίου προγραμματισμού εκφορτώσεων ΥΦΑ – προγραμματισμός Β

Δ4. Χρήση Ρεβυθούσας για διατήρηση εποχικού αποθέματος ΥΦΑ ΗΠ

Οι παραπάνω δράσεις αξιολογήθηκαν ως προς (α) την αποτελεσματικότητά τους στη μείωση της επικινδυνότητας, (β) την προκαλούμενη επιβάρυνση στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ), (γ) τον αντίκτυπο στο περιβάλλον, (δ) τον αντίκτυπο

στη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού, (ε) τον αντίκτυπο στην ασφάλεια εφοδιασμού γειτονικών Κρατών – Μελών και (στ) την αβεβαιότητα που ενέχει η εφαρμογή τους. Το συμπέρασμα που προκύπτει από την αξιολόγηση είναι ότι, τόσο για την περίοδο 2020 – 2021, όσο και για την περίοδο 2021 – 2022, η εφαρμογή της Δράσης Δ1 σε συνδυασμό με τη Δράση Δ3 καθιστά δυνατή τη μείωση της επικινδυνότητας σε αποδεκτό επίπεδο, με τον πλέον αποδοτικό τρόπο.

Το Σχέδιο, παράλληλα, παρουσίασε έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στον τέταρτο (4^ο) κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List) καθώς και υπό εξέλιξη έργα που έχουν ενταχθεί ή των οποίων η ένταξη στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ εξετάζεται. Τα ανωτέρω έργα αναμένεται να βελτιώσουν σημαντικά την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας σε μεσο/μακρο - πρόθεσμο ορίζοντα (έτος 2020 και έπειτα).

Τέλος, προσδιορίστηκε δέσμη επικουρικών μέτρων (soft measures) και υποχρεώσεων που ενισχύουν την πρόληψη και την ασφαλή λειτουργία του συστήματος φυσικού αερίου.

Η παρούσα υπόκειται σε αίτηση ακύρωσης ενώπιον του Συμβουλίου της Επικρατείας κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 33 του ν. 4001/2011.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 17 Φεβρουαρίου 2021

Ο Πρόεδρος

ΑΘΑΝΑΣΙΟΣ ΔΑΓΟΥΜΑΣ