



## 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

Ιούλιος 2022



# ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

## ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

### ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

## Περιεχόμενα

<b>Εισαγωγή</b> .....	<b>10</b>
<b>1 Βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου</b> .....	<b>13</b>
1.1 Περιφερειακό Σύστημα Φυσικού Αερίου .....	13
1.1.1 «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου .....	13
1.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» (ΧΩΡΙΣ ΕΠΙΚΑΙΡΟΠΟΙΗΣΗ).....	39
1.1.3 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία» (ΧΩΡΙΣ ΕΠΙΚΑΙΡΟΠΟΙΗΣΗ) .....	46
1.2 Εθνικό Σύστημα και αγορά φυσικού αερίου .....	56
1.2.1 Ζήτηση φυσικού αερίου .....	56
1.2.2 Υποδομές και λειτουργία Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου.....	59
1.2.3 Προμήθεια φυσικού αερίου .....	62
1.2.4 Ο ρόλος του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας .....	63
<b>2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας</b> .....	<b>67</b>
2.1 Εκτίμηση της Επικινδυνότητας από την ΕΕ .....	67
2.2 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας.....	68
2.2.1 Ομάδα Κινδύνου Κασπία, Ουκρανία και Διαβαλκανική (σε εξέλιξη).....	68
2.2.2 Ομάδα Κινδύνου Αλγερία (σε εξέλιξη).....	69
2.3 Εθνική Μελέτη Επικινδυνότητας .....	69
<b>3 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή</b> .....	<b>73</b>
3.1 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε εθνικό επίπεδο.....	74
3.1.1 Υποθέσεις, μεθοδολογία και δεδομένα.....	74
3.1.2 Αποτελέσματα.....	75
3.2 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε περιφερειακό επίπεδο.....	76
3.3 Ικανότητα αμφίδρομης ροής .....	77
3.3.1 Σημεία διασύνδεσης με ικανότητα αμφίδρομης ροής.....	77
3.3.2 Σημεία διασύνδεσης για τα οποία έχει χορηγηθεί εξαίρεση.....	78
<b>4 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό</b> .....	<b>79</b>
4.1 Ορισμός προστατευόμενων καταναλωτών .....	79
4.2 Κανόνας Εφοδιασμού .....	80
4.2.1 Περιγραφή υφιστάμενων μέτρων Διαχείρισης ζήτησης.....	81
4.2.2 Πρόσθετοι κανόνες και υποχρεώσεις σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού.....	86
<b>5 Προληπτικά Μέτρα</b> .....	<b>88</b>

<b>5.1</b>	<b>Στρατηγική 1: Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών φα .....</b>	<b>88</b>
5.1.1	<i>Δράση Δ1: Αύξηση δυναμικότητας αεριοποίησης Ρεβυθούσας .....</i>	<i>88</i>
5.1.2	<i>Δράση Δ2: Προσθήκη πλωτής δεξαμενής LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας</i>	<i>88</i>
<b>5.2</b>	<b>Στρατηγική 2: Ενίσχυση διαθεσιμότητας φυσικού αερίου -αποθήκευση αερίου .</b>	<b>90</b>
5.2.1	<i>Δράση Δ3: Θέσπιση υποχρέωσης διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους σε κατόχους άδειας προμήθειας σε τελικούς πελάτες, οι οποίοι εισήγαγαν φυσικό αέριο στο ΕΣΦΑ τα πέντε προηγούμενα έτη και είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ (εμπορική αποθήκευση) .....</i>	<i>90</i>
5.2.2	<i>Δράση Δ4: Διατήρηση αποθέματος ασφαλείας φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου.....</i>	<i>95</i>
<b>5.3</b>	<b>Στρατηγική 3: Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση .....</b>	<b>100</b>
5.3.1	<i>Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου .....</i>	<i>100</i>
5.3.2	<i>Δράση Δ6: Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του.....</i>	<i>101</i>
5.3.3	<i>Δράση Δ7: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ .....</i>	<i>102</i>
5.3.4	<i>Δράση Δ8: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες.....</i>	<i>103</i>
5.3.5	<i>Δράση Δ9: Ανάπτυξη εξειδικευμένου προϊόντος της αγοράς εξισορρόπησης για την εθελοντική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας.....</i>	<i>105</i>
<b>5.4</b>	<b>Στρατηγική 4: Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου .....</b>	<b>106</b>
5.4.1	<i>Δράση Δ10: Αναπροσαρμογή του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού (ΤΑΕ).....</i>	<i>106</i>
5.4.2	<i>Δράση Δ11: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ</i>	<i>107</i>
<b>6</b>	<b>Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις.....</b>	<b>108</b>
6.1	Ανάπτυξη προδιαγραφών και κατευθυντήριων οδηγιών για την καθιέρωση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας.....	108
6.2	Υποχρέωση προς Διαχειριστές και κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την τήρηση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας .....	108
6.3	Σχεδιασμός Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης για την ασφάλεια εφοδιασμού	108
6.4	Υποχρεώσεις Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης.....	109
6.5	Υποχρεώσεις Προμηθευτών ΦΑ .....	110
6.6	Υποχρεώσεις κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ	111
6.7	Απαλλαγή του πετρελαίου diesel που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης (ΕΦΚ) .....	111
<b>7</b>	<b>Έργα υποδομής.....</b>	<b>113</b>
7.1	Διασυνδεδημένος Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB) .....	113
7.2	Σταθμός Συμπίεσης στην Κομοτηνή.....	115
7.3	Σταθμός Συμπίεσης στην Αμπελιά .....	115
7.4	Υπόγεια Αποθήκη Καβάλας.....	117

7.5	ΥΦΑ Βορείου Ελλάδας – ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης.....	118
7.6	ΥΦΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ – ΑΣΦΑ ΔΙΩΡΥΓΑ GAS.....	119
7.7	Διασυνδεδετήριος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (East Med).....	120
<b>8</b>	<b>Υποχρεώσεις κοινής ωφελείας σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού</b> <b>121</b>	
<b>9</b>	<b>Διαβουλεύσεις με τα ενδιαφερόμενα μέρη .....</b>	<b>122</b>
<b>10</b>	<b>Περιφερειακή διάσταση .....</b>	<b>123</b>
10.1	Υπολογισμός του τύπου N – 1 σε επίπεδο ομάδων κινδύνου.....	123
10.2	Μηχανισμοί που αναπτύχθηκαν με σκοπό τη συνεργασία.....	123
10.3	Μέτρα αλληλεγγύης.....	123
<b>11</b>	<b>Σύνοψη - Συμπεράσματα.....</b>	<b>124</b>
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 : Παρουσίαση παραρτήματος από προτεινόμενες ρυθμίσεις</b> <b>Αλληλεγγύης.....</b>		<b>126</b>
<b>Annex D: Compensation Methodology for Industrial and Commercial Sector ...</b>		<b>127</b>
2.	<b>Methodology A:</b> .....	129
	“CoDG calculation for natural gas as a fuel” .....	129
3.	<b>Methodology B:</b> .....	134
	“CoDG calculation for natural gas as a feedstock” .....	134

**Λίστα Πινάκων**

Πίνακας 1: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Ρουμανία .....	16
Πίνακας 2: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου .....	17
<b>Πίνακας 3:</b> Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ρουμανίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου .....	20
<b>Πίνακας 4:</b> Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης .....	21
<b>Πίνακας 5:</b> Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης .....	22
<b>Πίνακας 6:</b> Υπόγεια αποθήκευση Ρουμανίας (χειμώνας 2019-2020).....	22
<b>Πίνακας 7:</b> Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ρουμανίας .....	22
<b>Πίνακας 8:</b> Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ρουμανίας .....	23
<b>Πίνακας 9:</b> Δυναμικότητες έγχυσης και παραγωγής της εγκατάσταση αποθήκευσης Chiren UGS .....	25
<b>Πίνακας 10:</b> Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Βουλγαρία .....	25
<b>Πίνακας 11:</b> Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου .....	26
<b>Πίνακας 12:</b> Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Βουλγαρίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου .....	28
<b>Πίνακας 13:</b> Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης .....	28
<b>Πίνακας 14:</b> Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης.....	29
<b>Πίνακας 15:</b> Υπόγεια αποθήκευση Βουλγαρίας (χειμώνας 2017-18).....	29
<b>Πίνακας 16:</b> Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Βουλγαρίας.....	29
<b>Πίνακας 17:</b> Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ουγγαρία.....	33
<b>Πίνακας 18:</b> Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ουγγαρίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου .....	33
<b>Πίνακας 19:</b> Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης .....	35
<b>Πίνακας 20:</b> Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης.....	35
<b>Πίνακας 21:</b> Υπόγεια αποθήκευση Ουγγαρίας (χειμώνας 2020-21) .....	36
<b>Πίνακας 22:</b> Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ουγγαρίας.....	36
<b>Πίνακας 23</b> Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ουγγαρίας .....	37
<b>Πίνακας 24:</b> Σημεία διασύνδεσης ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» .....	39
<b>Πίνακας 25:</b> Μήκος δικτύου αγωγών φυσικού αερίου (μεταφορά και διανομή) ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου « Αλγερία».....	40
<b>Πίνακας 26:</b> Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία».....	40
<b>Πίνακας 27:</b> Ποσότητες κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία», για το έτος 2016.....	41
<b>Πίνακας 28:</b> Συμμετοχή αλγερινού ΥΦΑ στο σύνολο προμηθειών ΥΦΑ κάθε Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία».....	42

<b>Πίνακας 29:</b> Εγκαταστάσεις αποθήκευσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» .....	42
<b>Πίνακας 30:</b> Παραγωγή φυσικού αερίου ανά ΚΜ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» και συμμετοχή στην ετήσια κατανάλωση, για το έτος 2016.....	43
<b>Πίνακας 31:</b> Εγκαταστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» .....	44
<b>Πίνακας 32:</b> Σημεία διασύνδεσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» και τεχνική δυναμικότητα (MSm <sup>3</sup> /d) .....	50
<b>Πίνακας 33:</b> Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» .....	51
<b>Πίνακας 34:</b> Αποθηκευτική ικανότητα φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» .....	52
<b>Πίνακας 35:</b> 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» .....	52
<b>Πίνακας 36:</b> Παραγωγική ικανότητα φυσικού αερίου σε συνδυασμό με την ημερήσια αιχμή ζήτησης ΦΑ, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία».....	53
<b>Πίνακας 37:</b> Υφιστάμενη δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ) ...	58
<b>Πίνακας 38:</b> Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2020 (πηγή ΔΕΣΦΑ) .....	59
<b>Πίνακας 39:</b> Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2021 (πηγή ΔΕΣΦΑ) .....	59
<b>Πίνακας 40:</b> Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2022 (1/1/2022-30/6/2022) (πηγή ΔΕΣΦΑ).....	60
<b>Πίνακας 41:</b> Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2021 .....	64
<b>Πίνακας 42:</b> Σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2021 .....	65
<b>Πίνακας 43:</b> Ποιοτική εκτίμηση των επιπτώσεων εμφάνισης του Σεναρίου 16 στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας.....	71
<b>Πίνακας 44:</b> Δεδομένα υπολογισμού N-1.....	74
<b>Πίνακας 45:</b> Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 χωρίς εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς .....	74
<b>Πίνακας 46:</b> Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 μετά από εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης .....	75
<b>Πίνακας 47:</b> Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τα έτη 2020 και 2021 .....	76
<b>Πίνακας 48:</b> Απολογιστικά στοιχεία κατανάλωσης Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2021 (πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας).....	79
<b>Πίνακας 49:</b> Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου .....	83
<b>Πίνακας 50:</b> Σύνολο υπό συνθήκες «κρίσιμων» μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ	85
<b>Πίνακας 51:</b> Τεχνικά χαρακτηριστικά FSU (πηγή ΔΕΣΦΑ).....	88
<b>Πίνακας 52:</b> Υπόχρεοι Προμηθευτές και ποσότητες αποθέματος.....	90
<b>Πίνακας 53:</b> Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ελλάδα προς Ιταλία.....	91
<b>Πίνακας 54:</b> Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ιταλία προς Ελλάδα.....	92
<b>Πίνακας 55:</b> Δέσμευση δυναμικότητας αγωγών για την αποθήκευση φυσικού αερίου στην .....	92
<b>Πίνακας 56:</b> Δέσμευση Δυναμικότητας για την απόληψη φυσικού αερίου από αποθήκες της Ιταλίας .....	92
<b>Πίνακας 57:</b> Υπόχρεοι ΗΠ διατήρησης αποθέματος ΦΑ και ύψους αποθέματος .....	95

---

**Πίνακας 58:** Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου ..... 99



**Λίστα Εικόνων - Σχημάτων**

<b>Εικόνα 1:</b> Σημεία Εισόδου (ΕΡ) και Σημεία Εξόδου (ΕΧΡ) της διαβαλκανικής περιοχής για το έτος 2019.....	14
<b>Εικόνα 2:</b> Το σύστημα μεταφοράς της Ρουμανίας.....	16
<b>Εικόνα 3:</b> Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας.....	25
<b>Εικόνα 4:</b> Το σύστημα μεταφοράς της Ουγγαρίας.....	33
<b>Εικόνα 5:</b> Το αποθηκευτικό σύστημα της Ουγγαρίας.....	34
<b>Εικόνα 6:</b> Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία».....	39
<b>Εικόνα 7:</b> Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία».....	46
<b>Γράφημα 8:</b> Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2008 - 2021, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030).....	56
<b>Γράφημα 9:</b> Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2008 - 2021, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030).....	57
<b>Γράφημα 10:</b> Αιχμή ζήτησης κατά την περίοδο 2007-2020, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ -Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030).....	57
<b>Γράφημα 11:</b> Πρόβλεψη εξέλιξης ετήσιας ζήτησης για τα έτη 2022 – 2031, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΕΣΦΑ 2022-2031).....	58
<b>Γράφημα 12:</b> Πρόβλεψη αιχμής ημερήσιας ζήτησης για τα έτη 2022 – 2031 (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΕΣΦΑ 2022-2031).....	58
<b>Γράφημα 13:</b> Εξέλιξη τροφοδοσίας φυσικού αερίου για τα έτη 2011-2021.....	63
<b>Γράφημα 14:</b> Πηγές προέλευσης ΥΦΑ.....	63
<b>Γράφημα 15:</b> Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας κατά τα έτη 2010 - 2021.....	64
<b>Εικόνα 16:</b> Αποτίμηση της επικινδυνότητας των εθνικών σεναρίων κρίσης.....	71
<b>Γράφημα 17:</b> Συμβόλαιο Διαφορών.....	94

## 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»).

Τους τελευταίους μήνες, ως αποτέλεσμα της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία και των γεωπολιτικών αναταραχών, το ενεργειακό σύστημα της ΕΕ αντιμετωπίζει μια άνευ προηγουμένου κατάσταση. Τα συμπεράσματα του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι υπό τις παρούσες συνθήκες η άμεση ετοιμότητα για πιθανά σενάρια αναταραχής είναι πιο σημαντική από ποτέ, έχουν καταστήσει επιτακτική την έκτακτη αναθεώρηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης.

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 (ΦΑ).

Βάση για την εκπόνηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης αποτέλεσαν οι μελέτες που εκπονήθηκαν σε επίπεδο ΕΕ, από την Ομάδα Συντονισμού για το αέριο και τον ENTSOG, τα προκαταρκτικά αποτελέσματα της Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου Διαβαλκανική, Κασπία, Λιβύη, Ουκρανία και Λευκορωσία στα οποία η Ελλάδα είχε ρόλο συντονιστή μαζί με την Ιταλική Αρχή καθώς και τα αποτελέσματα του Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων Κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας (η.ε.) που ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2022 σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ. Τα σενάρια που εξετάστηκαν σε επίπεδο ΕΕ αφορούν την πλήρη διακοπή τροφοδοσίας ρωσικού ΦΑ σε όλη την Ευρώπη.

Ιδίως ως προς τη συνάφεια του σεναρίου 16 του Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων κρίσης η.ε., η ΡΑΕ σε στενή συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ και τον ΔΕΣΦΑ εκπόνησε αναθεώρηση του σεναρίου λαμβάνοντας επικαιροποιημένες παραδοχές. Η συγκεκριμένη αξιολόγηση εστίασε στην επίπτωση του ενδεχόμενου διακοπής τροφοδοσίας με ΦΑ ρωσικής προέλευσης στην ελληνική αγορά ενέργειας και στον προσδιορισμό του εκτιμώμενου ελλείματος φα για τον επικείμενο χειμώνα.

Τα αποτελέσματα των μελετών σε επίπεδο ΕΕ, εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το ύψος του αποθέματος ΦΑ σε όλη την Ευρώπη αλλά και τη χρονική στιγμή διακοπής. Για την εξασφάλιση της επάρκειας ΦΑ η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προχώρησε στην τροποποίηση του Κανονισμού (ΕΕ) 1938/2019 και (ΕΚ) 715/2009 εισάγοντας υποχρέωση σε όλα τα ΚΜ για διατήρηση αποθέματος ΦΑ σε υπόγειες αποθήκες. Πιο συγκεκριμένα, ο Κανονισμός, όπως τροποποιήθηκε και ισχύει, ορίζει επιθυμητό επίπεδο πληρότητας των αποθηκών για την 1η Νοεμβρίου 2022 ίσο με το 80% της συνολικής δυναμικότητας ενώ για την 1η Νοεμβρίου 2023 το 90% αντίστοιχα. Για τα ΚΜ που δεν διαθέτουν στην επικράτειά τους υπόγεια υποδομή αποθήκευσης ο Κανονισμός ορίζει στο άρθρο 6γ «Ρυθμίσεις αποθήκευσης και μηχανισμός επιμερισμού των βαρών» ορίζει ότι θα πρέπει το ΚΜ να διασφαλίσει ότι οι συμμετέχοντες στην αγορά θα

συνομολογήσουν συμφωνίες με γειτονικά ΚΜ και διαχειριστές υπόγειων αποθηκών για την αποθήκευση φα που αντιστοιχεί σε ποσοστό τουλάχιστον 15% της μέσης ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά τα προηγούμενα πέντε έτη. Ωστόσο όταν η διασυνοριακή δυναμικότητα μεταφοράς ή άλλοι τεχνικοί περιορισμοί εμποδίζουν το κράτος μέλος που δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου να χρησιμοποιήσει πλήρως το 15% των εν λόγω όγκων αποθήκευσης, το εν λόγω κράτος μέλος αποθηκεύει μόνο τους όγκους εκείνους που είναι τεχνικά εφικτοί. Σε αυτή την περίπτωση το ΚΜ θα πρέπει να θεσμοθετήσει υποχρέωση για την αποθήκευση άλλων καυσίμων.

Περαιτέρω, από τα αποτελέσματα των μελετών σε επίπεδο ΕΕ, ιδίως για τον βιομηχανικό τομέα αναδείχθηκε ότι κάποιοι τομείς είναι πιο κρίσιμοι από άλλους από κοινωνική και οικονομική άποψη. Σε κάποιες περιπτώσεις, η διακοπή τροφοδοσίας, ενδέχεται να έχει σημαντικό διασυνοριακό αντίκτυπο στις βασικές αλυσίδες εφοδιασμού. Παράλληλα αναγνωρίστηκαν συστημικοί χρηματοοικονομικοί κίνδυνοι στον τομέα της ενέργειας. Οι υψηλές τιμές έχουν αυξήσει τον κίνδυνο χρεοκοπίας προμηθευτών ή εμπόρων ενώ πολλές εταιρείες αντιμετωπίζουν υψηλή χρηματοοικονομική έκθεση σε εξασφαλίσεις (collateral financial exposure).

Στο πλαίσιο του παρόντος Σχεδίου συνοψίζονται τα εν ισχύ μέτρα που έχουν ληφθεί για την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας, εξετάζονται νέες δράσεις και υιοθετούνται οι παρακάτω **στρατηγικές**, με στόχο την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια ΦΑ. Τα μέτρα αυτά σχεδιάστηκαν καταλλήλως και σε συμφωνία με το άρθρο 8 του Κανονισμού και τις παραγράφους 1 και 2, για την εξάλειψη ή περιορισμό των κινδύνων που εντοπίστηκαν στις σχετικές μελέτες επικινδυνότητας:

- Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών ΦΑ
- Ενίσχυση διαθεσιμότητας ΦΑ - αποθήκευση αερίου
- Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση την αύξηση του βαθμού ετοιμότητας των Διαχειριστών και των λοιπών εμπλεκόμενων μερών για την αντιμετώπιση κινδύνων/διαταραχών εφοδιασμού με ΦΑ
- Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου

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 Ανάγκης<sup>1</sup>.

## 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 ΦΑ

<sup>1</sup> JRC, Preventive Action Plan and Emergency Plan Good Practices, 2012

**Κεφάλαιο 2:** Παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά συμπεράσματα των υπο εξέλιξη Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας, των μελετών επικινδυνότητας και περιπτώσεων που διεξάγονται σε επίπεδο ΕΕ καθώς και η επικαιροποίηση των εθνικών σεναρίων κρίσης

**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 ασφάλειας εφοδιασμού

**Κεφάλαιο 5:** Παρουσιάζεται η περιγραφή 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

**Παράρτημα:** Παρουσιάζεται το παράρτημα της πρότασης ΡΑΕ για την μεθοδολογία αποζημίωσης βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών στο πλαίσιο των ρυθμίσεων Αλληλεγγύης.

## 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 2022 και θα παρουσιαστούν στην αντίστοιχη Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η οποία θα πρέπει να κοινοποιηθεί στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Οκτώβριο του 2022. Επισημαίνεται ότι η Μελέτη είναι υπό εκπόνηση και ενδέχεται κάποια στοιχεία να μην έχουν επικαιροποιηθεί.

#### 1.1.1 «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

Το Νοτιοανατολικό τμήμα της Ευρώπης (Ρουμανία, Βουλγαρία, Ουγγαρία 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 εισαγόμενες ποσότητες ΦΑ από τη Ρωσία, εισέρχονται στην περιοχή μέσω του διασυνοριακού σημείου Strandzha-Malkoclar μεταξύ Βουλγαρίας και Τουρκίας (EP1), και μέσω της διασύνδεσης στο Isaccea στα σύνορα μεταξύ Ρουμανίας και Ουκρανίας (IP2), καθώς και τα σημεία Bereg (EP3) στα σύνορα μεταξύ Ουγγαρίας και Ουκρανίας, Mosonmagyaróvár (EP4) μεταξύ Αυστρίας και Ουγγαρίας, Balassagyarmat (EP5) μεταξύ Ουγγαρίας και Σλοβακίας, Dravaszerdahely (EP6) μεταξύ Ουγγαρίας και Κροατίας, Kiskundorozsma (EP7) μεταξύ Ουγγαρίας και Σερβίας, Mediesu-Aurit (EP2) μεταξύ Ουκρανίας και Ρουμανίας.

Το ΦΑ της Ρωσίας που εισάγεται από τη Βουλγαρία στο Σημείο Εισόδου 1 (EP1) διαμετακομίζεται σε γειτονικές χώρες, ενώ ένα μικρό τμήμα σε σύγκριση με την ποσότητα που εισέρχεται στο Σημείο παραδίδεται τελικά στους καταναλωτές της Βουλγαρίας, ενώ το υπόλοιπο ρέει προς τα διασυνοριακά σημεία της Βουλγαρίας. Το δίκτυο μεταφοράς προμηθεύει με ΦΑ τους εγχώριους καταναλωτές καθώς και τις γειτονικές χώρες όπως η Τουρκία, η Ελλάδα, η Σερβία, η Ρουμανία και η Βόρεια Μακεδονία. **(Εικόνα 1).**



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

Η Ρουμανία είναι η λιγότερο εξαρτώμενη χώρα από το ρωσικό ΦΑ στην περιοχή, αφενός χάρη στην εγχώρια παραγωγή της που ανέρχεται περίπου στο 72,5%<sup>2</sup> της συνολικής κατανάλωσης ΦΑ, ενώ λαμβάνει<sup>3</sup> ποσότητες και από την γειτονική Ουγγαρία μέσω του σημείου Csanadpalota. Επιπλέον, εξάγει μικρές ποσότητες και στη Μολδαβία μέσω του σημείου IP1, σε Βουλγαρία μέσω Negru-Voda και Ουγγαρία μέσω Csanadpalota. Η Βουλγαρία η οποία ήταν σε μεγάλο βαθμό εξαρτημένη από την

<sup>2</sup> πηγή: στοιχεία ερωτηματολογίου Ομάδας «Διαβαλκανική» για το έτος 2021.

<sup>3</sup> Βάσει στοιχείων εισαγωγών για το έτος 2021

Ρωσία, από τα μέσα Απριλίου όπου διεκόπη η τροφοδοσία με ρωσικό αέριο τροφοδοτείται από την Ελλάδα μέσω του Σημείου Εισόδου Σιδηρόκαστρο. Παράλληλα διαθέτει μια εξαιρετικά μικρή ποσότητα που οφείλεται στην εγχώρια/τοπική παραγωγή. Η Ουγγαρία διαθέτει 5 σημεία εισόδου με γειτονικές χώρες: την Αυστρία (EP4), τη Σλοβακία (EP 5), την Ουκρανία (EP3), την Κροατία (EP6) και Σερβία (EP7) από το οποίο εισάγει ποσότητες που φθάνουν μέσω Turkstream (EP1), και διαμετακομίζονται μέσω εξαγωγών της Βουλγαρίας προς τη Σερβία. 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 Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) που βρίσκεται στη Ρεβουθούσα, αλλά και στα σημεία εισόδου Κήποι (Σημείο Εισόδου 8 (EP8) που συνδέει την Τουρκία με την Ελλάδα και Νέα Μεσημβρία (Σημείο Εισόδου 9 (EP9) που εισάγει αέριο από το Αζερμπαϊτζάν.

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

Ως επακόλουθο, οι ροές φυσικού αερίου έχουν μεταβληθεί σε μεγάλο βαθμό λόγω της μείωσης των πηγών στη λεκάνη της Τρανσυλβανίας, της Μολδαβίας, της Ολτενίας και της εμφάνισης άλλων πηγών (εισαγωγές, OMV-Petrom, παραχωρήσεων προς τρίτα πρόσωπα, κ.λπ.), δεδομένου ότι το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου έχει παραμείνει αμετάβλητο.

Τα κυριότερα μέρη του ΕΣΜ, όπως καταγράφηκαν στις 31.12.2021, είναι:

- Κύριοι αγωγοί μεταφοράς μαζί με τις συνδέσεις παροχής με συνολικό μήκος 14,209.55 χιλιομέτρων (km), εκ των οποίων τα 183.5 χιλιόμετρα αφορούν αγωγούς μεταφοράς ΦΑ σε άλλες χώρες (διεθνείς αγωγοί μεταφοράς)
- 1.141 μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του ΦΑ (1.247 για μέτρηση κατεύθυνσης)
- 58 σταθμοί ελέγχου πίεσης μέσω βαλβίδων (βανοστάσια)
- 7 μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του εισαγόμενου/εξαγόμενου ΦΑ
- 2 μετρητικοί σταθμοί που βρίσκονται στο σύστημα των διεθνών αγωγών μεταφοράς
- 8 σταθμοί συμπίεσης ΦΑ, με κατά προσέγγιση συνολική εγκατεστημένη ισχύ 70.2 MW
- 1.045 σταθμοί καθοδικής προστασίας
- 1.026 σταθμοί περιορισμών των οσμών ΦΑ

Το εθνικό δίκτυο μεταφοράς αποτελείται από τους κύριους αγωγούς, τις εγκαταστάσεις τους, τον εξοπλισμό και υποδομές, με πίεση λειτουργίας μεταξύ 6 και

63 bar, η οποία εξασφαλίζει απόληψη αερίου από τα σημεία εξόρυξης και μεταφορά εισαγωγών από τα σημεία εισόδου στα σημεία παράδοσης της εσωτερικής αγοράς αερίου ή μεταφορά προς άλλες χώρες.

Στα τέλη του 2020, ολοκληρώθηκε ο εκσυγχρονισμός των μετρητικών σταθμών Isaccea I και Negru Voda, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα αμφίδρομης ροής φυσικού αερίου στον αγωγό T1. Ταυτόχρονα, ολοκληρώθηκε η σύνδεση του αγωγού T1 στο εθνικό σύστημα της Ρουμανίας (μέσω Isaccea), επιτρέποντας την παράδοση αερίου στο σύστημα, αλλά και εξαγωγή αερίου προς τον αγωγό T1, με ικανότητα μέγιστης ροής 6.3 εκατομ. Sm<sup>3</sup>/ημέρα συνεχή ροή προς Βουλγαρία ή/και Ουκρανία. Στα τέλη του 2021, ολοκληρώθηκε ο εκσυγχρονισμός των μετρητικών σταθμών Isaccea II και Negru Voda II, επιτρέποντας έτσι τη δυνατότητα αμφίδρομης ροής στον αγωγό T2. Ταυτόχρονα, πραγματοποιήθηκε και η σύνδεση του αγωγού T2 με τον T1 και συνεπώς με το εθνικό δίκτυο της Ρουμανίας.

### Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης

Το δίκτυο του συστήματος μεταφοράς της Ρουμανίας εκτείνεται σε παραπάνω από 14,200 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 (Csanadpalota/Nadlac).



**Εικόνα 2:** Το σύστημα μεταφοράς της Ρουμανίας

### Σταθμοί Συμπίεσης:

Η δυναμικότητα συμπίεσης παρέχεται από συνολικά 8 σταθμούς συμπίεσης, που βρίσκονται στις κύριες κατευθύνσεις της μεταφοράς ΦΑ και έχουν κατά προσέγγιση εγκατεστημένη ισχύ 70.2 MW.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται

### Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση:

Η παραγωγή ΦΑ της Ρουμανίας σημείωσε πτωτική τάση. Το 2021 η παραγωγή της Ρουμανίας κάλυψε το 72.5% της εσωτερικής κατανάλωσης, με τις εισαγωγές να ανέρχονται στο 27.5%.



Εκτιμάται ότι η εκμετάλλευση των πόρων φυσικών αερίων 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 ξεπεράσει την εγχώρια κατανάλωση ΦΑ που απαιτεί η εγχώρια βιομηχανία και οι οικιακοί πελάτες.

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 3.07 δισεκ. κυβικά μέτρα, και κατανέμεται σε έξι (6) λειτουργικές αποθήκες, εκ των οποίων οι πέντε (5) ανήκουν στη Romgaz, με ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης 2,77 δισεκ. κυβικά μέτρα και Depomures SA, 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

	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)</b>	11,31	11,88	11,33
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	72	72	72

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

	2019			2020		
	Πραγματικά στοιχεία			Πραγματικά στοιχεία		
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί		Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	
<b>Κατανάλωση αερίου (bcm)</b>	<b>11,31</b>			<b>11,88</b>		
Οικιακός τομέας	3,2	-	-	3,21	-	-
Εμπορικός τομέας	0,789	-		0,789	-	
Τηλεθέρμανση	1,058	-		1,058	-	
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-	1,9	-	-	1,974
Χημική βιομηχανία	-	-	0,853	-	-	0,927
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-	0,35	-	-	0,424
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	1,54		-	1,54	
Προμηθευτές τρίτων	-	-	0,514	-	-	0,683
Διάφορα ( <i>Technological consumption related to the gas sector activities</i> )	-	-	1,091	-	-	1,271
Διάφορα ( <i>Energy consumption related to the gas sector activities</i> )	-	-	0,004	-	-	0,004
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	<b>72</b>			<b>72</b>		
Οικιακός τομέας*	16,687	-	-	16,687	-	-
Εμπορικός τομέας*	-4,644	-		6,078	-	
Τηλεθέρμανση*	7,034	-		7,032	-	
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)*	-	-	11,548	-	-	12,341
Χημική βιομηχανία*	-	-	9,435	-	-	7,032
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες*	-	-	3,65	-	-	3,65

**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2021

Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες*	-	9,929	-	9,929
Προμηθευτές τρίτων*	-	-	2,963	2,963
Διάφορα ( <i>Technological consumption related to the gas sector activities</i> )*	-	-	6,088	6,088
Διάφορα ( <i>Energy consumption related to the gas sector activities</i> )*	-	-	0,022	0,022

	2021*		
	Εκτίμηση		
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	
<b>Κατανάλωση αερίου (bcm)</b>	<b>11,33</b>		
Οικιακός τομέας	3,21	-	-
Εμπορικός τομέας – βασικές κοινωνικές υπηρεσίες	0,789	-	-
Τηλεθέρμανση	1,058	-	-
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-	2,072
Χημική βιομηχανία	-	-	1,026
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-	0,522
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	1,54	-
Προμηθευτές τρίτων	-	-	0,262
Διάφορα ( <i>Technological consumption related to the gas sector activities</i> )	-	-	0,846
Διάφορα ( <i>Energy consumption related to the gas sector activities</i> )	-	-	0,004
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	<b>72</b>		
Οικιακός τομέας*	16,69	-	-
Εμπορικός τομέας - βασικές κοινωνικές υπηρεσίες *	4,883	-	-
Τηλεθέρμανση*	6,029	-	-

## ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2021

Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)*	-	-	10,572
Χημική βιομηχανία*	-	-	9,056
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες*	-	-	4,961
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες*	-	8,51	-
Προμηθευτές τρίτων*	-	-	4,372
Διάφορα ( <i>Technological consumption related to the gas sector activities</i> )*	-	-	7,050
Διάφορα ( <i>Energy consumption related to the gas sector activities</i> )*	-	-	0,019

\*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	Είσοδος		Έξοδος	
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)
Csanapadlota	7.200.000,00 (Από 01.10.2020)	0	4.800.000 (Από 01.12.2020)  6.720.000 (Από 01.10.2022)	0
Mediesul Aurit - Isaccea	0	0	-	-
Isaccea I	18.759.814,00 (Από 12.02.2020)	0		11.300.000,00 (Από 01.01.2021)
Isaccea II	27.366.015,00 (24.12.2020)	0	-	-
Isaccea III	27.652.174,00 (24.12.2020)	0	-	-
Ruse-Giurgiu	2.520.000,00 (Απρ 2019)	0	2.055.000,00 (01.11.2019 - 31.08.2021)  4.110.000,00 (01.09.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda I	15.724.778,00 (01.01.2020 - 31.01.2021)  14.436.471,00 (01.02.2021 - 30.09.2021)  14.5450.420,00 (Από 01.10.2021)		17.437.700,00 (τεχνική)  6.300.000,00 (Από Ιούλιο 2022)	0
Negru Voda II	-		26.926.027,00 (01.10-2018 - 30.09.2020)  27.366.015,00 (01.10.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda III	-		23.425.644,00 (01.10.2018 - 23.12.2020)  27.652.174,00 (24.12.2020 - 31.12.2021)	0
Ungheni	200.000,00 (16.07.2020 - 30.09.2021)  2.010.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)		120.000,00 (01.10.2018 - 31.07.2020)  1.500.000,000 (01.08.2020 - 30.09.2021)  5.160.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)	0

**Πίνακας 4:** Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		Μ.Ο. Οκτ 2020 - 05 Μαρ 2021	Μ.Ο. Ιαν 2021	Μ.Ο. Φεβ 2021	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2021	Ημέρα αιχμής 2021
Csanapadlota	Είσοδος	10,8%	14,6%	21%	10,1%	82,6%
	Έξοδος	12,5%	0,0%	6,4%	22,2%	100,2%
Mediesu Aurit	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea II	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea III	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea I	Είσοδος	21,5%	26%	29%	14,4%	35,8%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Ruse-Giurgiu	Είσοδος	0,1%	0%	0%	0%	10,5%
	Έξοδος	5,2%	4%	2,6%	1,6%	18,3%
Negru Voda I	Είσοδος	17,9%	14,4%	22,2%	50,1%	67,8%
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%
Negru Voda II	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%
Negru Voda III	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%
Ungheni	Είσοδος	3,3%	0%	2,2%	17,6%	239,7%
	Έξοδος	0.0%	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

Χώρα	2019		2020		2021	
	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία <sup>4</sup>	2,69	28.790,13	2,16	23.148,74	3,57	38.151,38

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

**Πίνακας 6:** Υπόγεια αποθήκευση Ρουμανίας (χειμώνας 2019-2020)

Διασυνοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm <sup>3</sup> /d)			
	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
Επιτρέπεται	3878,00	Confidential	Δεν εφαρμόζεται	2.682	29,00	21,00	13,00	8
Επιτρέπεται	265,286	Confidential	Δεν εφαρμόζεται	265,286	2,6	1,6	1,4	1,2

ε) Εγχώρια παραγωγή

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

Έτος	Συνολική παραγωγή (bcm)	Ημερήσια παραγωγή (MSm <sup>3</sup> /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή (MSm <sup>3</sup> /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
<b>2019</b>	10,07	25.17	26.77	89.14
<b>2020</b>	9.07	22.57	26.20	75.22
<b>2021*</b>	8.74	22.34	24.07	72.53

\* με βάση τις εκτιμήσεις της Εθνικής Ρυθμιστικής Αρχής (ετήσια αναφορά Ιαν-Σεπτ 2021)

<sup>4</sup> Σύμφωνα με υποβληθέντα στοιχεία της ΑΑ

στ) ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Έτος	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW <sub>e</sub> )	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων ΦΑ (MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων ΦΑ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Συμπαργωγή (εγκατεστημένα MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων συμπαργωγής στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική ισχύ ΦΑ (%)
2020	20.581,81	3.205,99	15,58	2.074,09	10,08	NA	NA
2021	19.599,15	2.873,98	14,66	1.742,08	8,89	NA	NA

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



1.1.1.2 Σύστημα Φυσικού Αερίου Βουλγαρίας<sup>5</sup>

Η κατανάλωση ΦΑ στη Βουλγαρία για το έτος 2021 ήταν περίπου 35.430 GWh, παρουσιάζοντας αύξηση 13.06% σε σχέση με την αντίστοιχη κατανάλωση για το έτος 2020 (περίπου 31.337 GWh). Οι κύριοι χρήστες υπηρεσιών μεταφοράς ΦΑ στη χώρα είναι ο δημόσιος προμηθευτής Bulgargaz EAD, εμπορικές εταιρείες που δραστηριοποιούνται στο χώρο της ενέργειας και της χημικής βιομηχανίας, τελικοί προμηθευτές καθώς και οι χρήστες του συστήματος μεταφοράς ΦΑ και έμποροι φυσικού αερίου.

Η εξάρτηση της Βουλγαρίας για το έτος 2021, αναφορικά με τις εισαγωγές ΦΑ ήταν πολύ μεγάλη, ξεπερνώντας το 95% της ζήτησης. Τα τελευταία χρόνια έχει μειωθεί αρκετά η εγχώρια/τοπική παραγωγή.

Η υποδομή του συστήματος μεταφοράς ΦΑ στην περιοχή της Βουλγαρίας, είναι ιδιοκτησίας της Bulgartransgaz EAD και αποτελείται από ένα δίκτυο μεταφοράς ΦΑ και από μια Υπόγειη Εγκατάσταση Αποθήκευσης στην περιοχή του Chiren (Chiren, UGS), η οποία είναι άμεσα συνδεδεμένη.

Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας (**Εικόνα 3**) αποτελείται από αγωγούς συνολικού μήκους 3.276 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 / Zidilovo), την Τουρκία (το Strandzha / Malkoclar και Strandzha 2/Malkoclar) και τη Σερβία (Kireevo / Zaychar). 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 Υπόγειη Εγκατάσταση Αποθήκευσης στο Chiren.



*Εικόνα 3: Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας*

### Σταθμοί Συμπίεσης:

<sup>5</sup> Τα στοιχεία που αναφέρονται στο παρόν κεφάλαιο έχουν υποβληθεί από την Αρμόδια Αρχή της Βουλγαρίας στο πλαίσιο εκπόνησης της Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Οι εγκατεστημένοι σταθμοί συμπίεσης της Βουλγαρίας είναι συνολικά δώδεκα (12). Πιο συγκεκριμένα:

- Το δίκτυο διαθέτει έντεκα (11) σταθμούς συμπίεσης, CS Kardam 1, CS Kardam-2, CS Valchi Dol, CS Polski Senovets, CS Rasovo, CS Provadia, CS Nova Provadia, CS Lozenets, CS Strandzha, CS Ihtiman and CS Petrich με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 406 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 0.7% 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 κοιλότητα 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 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	38,18 MWh/ημέρα	40,30 MWh/ημέρα
Ελάχιστη ημερήσια	5,275 MWh/ημέρα	5,275 MWh/ημέρα

(σε πρότυπες συνθήκες θερμοκρασίας  $T=20^{\circ}C$  και πίεσης  $P=0,101325 MPa$ )

Πρόσθετα Στοιχεία:

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

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

	2019	2020	2021
<b>Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)</b>	2,9	3,0	3,4
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	15,67	13,6	15,33

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

	2019			2020		
	Πραγματικά στοιχεία			Πραγματικά στοιχεία		
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι
Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες		Λοιποί		
<b>Κατανάλωση αερίου (bcm)</b>	<b>2,94</b>			<b>3,0</b>		
Βιομηχανία	0,1		1,26	0,10		1,41
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04		0,37	0,04		0,47
Τηλεθέρμανση	0,07		0,48	0,07		0,72
Οικιακός τομέας	0,08		0,00	0,08		0,00
Άλλα	0,02		0,18	0,02		0,21
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	<b>15,67 / 08.01.2019</b>			<b>13,6 / 02.12.2020</b>		
Βιομηχανία	0,75		6,5	0,65		5,88
Ηλεκτροπαραγωγή	0,75	0,5	1,7	0,67	0,4	1,32
Τηλεθέρμανση	0,2	0,87	2,4	0,2	0,76	2,0
Οικιακός τομέας	0,7		0,00	0,67		0,0
Άλλα	0,5		0,8	0,4		0,67

**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**  
**ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ**

2021

	2021			2022		
	Πραγματικά στοιχεία			Εκτίμηση		
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί		Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	
<b>Κατανάλωση αερίου (bcm)</b>	<b>3,4</b>			<b>3,55</b>		
Βιομηχανία	0,14		1,37	0,15		1,41
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04		0,45	0,04	0,23	0,47
Τηλεθέρμανση	0,075		0,67	0,08	0,16	0,68
Οικιακός τομέας	0,095		0,0	0,11		0
Άλλα	0,02		0,2	0,02		0,2
<b>Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)</b>	<b>15,33 / 15.02.2021</b>			<b>16,0</b>		
Βιομηχανία	0,87		6,38	0,75		6,55
Ηλεκτροπαραγωγή	0,75	0,48	1,7	0,75	0,5	1,75
Τηλεθέρμανση	0,2	0,83	2,35	0,2	0,9	2,5
Οικιακός τομέας	0,7		0,00	0,7		0
Άλλα	0,5		0,74	0,5		0,9

## β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

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

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (MSm <sup>3</sup> /d)				Περίοδος
	Είσοδος		Έξοδος		
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	20,3		14,8	dynamically determined	
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	6,1	dynamically determined	11,1	dynamically determined	
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	4,1		2,5		
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)			2,6		
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	32		47,1		
Kireevo/Zaycar	32		38		
Strandzha 2 (BG)/Malkoclar (TR)	54,6				

**Πίνακας 13:** Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		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	0	0	0	0	0
	Έξοδος	27	16	22	50	68
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	Είσοδος	39	27	25	24	74
	Έξοδος	82	90	84	80	100
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	Είσοδος	5	4	3	7	2
	Έξοδος	1	1	1	1	3
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)	Είσοδος	43	59	58	57	68
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	Έξοδος	0	0	0	0	0
	Είσοδος	0	0	0	0	0
Kireevo/Zaycar	Exit	12	21	23	21	25
Strandzha 2 (BG)/Malkoclar (TR)	Entry	48	52	55	62	67

## γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 14: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Χώρα	2019		2020		2021	
	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία	2,35	24.802	2,24	23.620	2,95	31.115
Other sources	0,53	5.588	0,7	7.409	0,39	4.090

## δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

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

Υπόγεια αποθήκευση (χειμώνας 2020-21)	Διασυνοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm <sup>3</sup> /d)			
		(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
UGS CHIREN	Επιτρέπεται	1.300	750	316	550	0	3,82	3,0	2,15

## ε) Εγχώρια παραγωγή

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

Έτος	Συνολική παραγωγή (GSm <sup>3</sup> )	Ημερήσια παραγωγή (MSm <sup>3</sup> /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή* (MSm <sup>3</sup> /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2019	0,007	0,21	0,34	0,2
2020	0,030	0,2	0,416	1
2021	0,021	0,5	0,373	0,6

## 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.

## 1.1.1.3 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ουγγαρίας

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ουγγαρίας αριθμεί πάνω από 70 χρόνια, και το συνολικό μήκος του είναι 5.894 km. Όταν οι αποθήκες του συστήματος είναι γεμάτες

πλήρως, τότε μπορούν να εξυπηρετήσουν τη συνολική ζήτηση της Ουγγαρίας για μία μέρα, του πιο κρύου χειμώνα.

Η Εθνική Ενεργειακή Στρατηγική της Ουγγαρίας έχει θέσει μια σειρά στόχων για το 2030 και 2040. Στον τομέα του φυσικού αερίου, βρίσκονται η μείωση των απαιτήσεων σε εισαγωγές και συνεπώς μείωση εξάρτησης, ενώ για την παραγωγή αναμένεται αύξηση της. Η λειτουργία της εγκατάστασης LNG (Krk) στην Κροατία μπορεί να εξασφαλίσει στη χώρα άμεση πρόσβαση στην παγκόσμια αγορά αερίου, ενώ και η σύνδεση με την Αυστρία μπορεί να εξασφαλίσει επιπλέον ποσότητες από τα δυτικά.

Οι ποσότητες που εισάγονται είναι στο μεγαλύτερο ποσοστό τους από Ρωσία, συμπεριλαμβανομένου και του αερίου που προμηθεύεται μέσω Baumgarten στην Αυστρία. Το 2020, η εγχώρια παραγωγή σημείωσε πτωτική τάση, ενώ οι εισαγωγές αυξήθηκαν σημαντικά. Η αναλογία παραγωγής προς εισαγωγές είναι 10-90% αντίστοιχα. Οι εισαγωγές χωρίζονται σε 68.7% από Ρωσία, 24.4% από δυτικές αγορές και 7% από βόρειες χώρες.

Σύμφωνα με τις διατάξεις της Πράξης XL του 2008 για την προμήθεια του φυσικού αερίου και τα Κυβερνητικά Διατάγματα υπ' αριθ. 19/2009 (I.30.), οι Διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς, οι κάτοχοι άδειας αποθήκευσης και οι διανομείς φυσικού αερίου λειτουργούν το δίκτυο φυσικού αερίου, σύμφωνα με τον Επιχειρηματικό Κώδικα του Συστήματος της Ουγγαρίας.

Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τα παρακάτω στοιχεία:

- Σημεία εισόδου
- Σημεία εξόδου
- Σύστημα υψηλής πίεσης
- Σταθμοί συμπίεσης
- Κόμβοι του συστήματος

Το σύστημα υψηλής πίεσης τροφοδοτεί προμηθευτές φυσικού αερίου, μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και βιομηχανικούς καταναλωτές που είναι άμεσα συνδεδεμένοι.

Οι εισαγόμενες ποσότητες τροφοδοτούνται μέσω του αγωγού Brotherhood στο σημείο Bereg και δυτικά μέσω του αγωγού HAG από το Baumgarten της Αυστρίας. Η διασύνδεση με τη Σλοβακία ολοκληρώθηκε την 1<sup>η</sup> Ιουλίου 2015, και στα τέλη του 2019 ολοκληρώθηκε η αμφίδρομη ροή στο Balassagyarmat. Από το 2020, το σημείο σύνδεσης με την Ουκρανία λειτουργεί ως εικονικό σημείο. Το 2018, ολοκληρώθηκε η αμφίδρομη ροή με τη Ρουμανία (Csanadralota) με την κατασκευή του συμπιεστή και τη μετατροπή του υφιστάμενου μετρητικού σταθμού.

Το 2020 ολοκληρώθηκαν οι ανακατασκευές των κόμβων στην Βορειοανατολική Ουγγαρία - Városföld, Hajdúszoboszló, Nemesbikk, Beregdaróc, λόγω της αβεβαιότητας των Ουκρανικών οδών.

#### Δίκτυα Μεταφοράς και σημεία διασύνδεσης

Το σύστημα έχει έκταση 5.874 km, πίεση λειτουργίας 63 bar (σε μερικές περιπτώσεις 75 bar) και διαθέτει τα ακόλουθα σημεία εισόδου και εξόδου:

Σημεία Εισόδου:

- 6 διασυνοριακά σημεία εισόδου ( VIP Bereg (UA>HU), Mosonmagyaróvár (AT>HU), Drávaszerdahely (CR>HU), Csanádpalota (RO>HU), Balassagyarmat (SK>HU), Kiskundorozsma (RS>HU) )
- 5 σημεία εισόδου των εγκαταστάσεων αποθήκευσης (Hajdúszoboszló; Kardoskút; Zsana; Pusztaederics; Szoreg)
- 4 εικονικά σημεία εισόδου βιομεθανίου (TÉT 3 "0" point; Kaposvár III (Biogáz); Nagykanizsa (MOL KT); Algyo III "0" point)
- 15 σημεία εισόδου εγχώριας παραγωγής (Algyo III. "0" point; Endrod "0" point; Hajdúszoboszló "0" point; Karcag II. (Bucsa) "0" point; Szank "0" point; Babócsa "0" point; Babócsa „Regional”; Kardoskút „Regional 6 bar”; Kardoskút „Regional 15 bar”; Pusztaederics "0" point; Tiszavasvári II "0" point; Kenderes II. "0" point, Zsámbok "0" point, Edde "0" point, Sáránd "0" point)

#### Σημεία Εξόδου

- 5 διασυνοριακά σημεία εξόδου (VIP Bereg (HU>UA); Drávaszerdahely (HU>CR); Csanádpalota (HU>RO); Kiskundorozsma (HU>RS); Balassagyarmat (HU>SK) )
- 400 σημεία παράδοσης , από τα οποία τα 357 χρησιμοποιούνται από τους κατόχους άδειας διανομής (Csepeli Eromu Kft., ISD POWER Kft., E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., MVM Égáz- Dégáz Földgázhálózati Zrt., MVM Fogáz Földgázhálózati Kft., E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., Magyar Gázszolgáltató Kft., NATURAL GAS SERVICE Kft., OERG Kft., TIGÁZ Zrt., E.GAS Gázelosztó Kft.) , 25 σημεία εξόδου από βιομηχανικούς καταναλωτές, 13 σημεία εξόδου που χρησιμοποιούνται από ηλεκτροπαραγωγούς και 4 σημεία εξόδου από παραγωγούς για πρόσβαση στο δίκτυο μεταφοράς.
- 5 σημεία εξόδου των εγκαταστάσεων αποθήκευσης (Hajdúszoboszló; Kardoskút; Zsana; Pusztaederics; Szőreg)
- 6 εικονικά σημεία εξόδου (Berekfürdő 1-E; Kaposvár III-E; Lovászipatona 1-T (KÖGÁZ); Lovászipatona 1-E (ÉGÁZ-DÉGÁZ); Nagykanizsa 1-E; Kenderes I-2 (KTD) virtual)

#### Σταθμοί Συμπίεσης

Το σύστημα διαθέτει 8 σταθμούς συμπίεσης (gas turbine driven centrifugal compressors)





*Εικόνα 4: Το σύστημα μεταφοράς της Ουγγαρίας*

#### ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται

Η Ουγγαρία δεν διαθέτει Σταθμό ΥΦΑ. Ωστόσο, στα τέλη του 2020 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του Σταθμού ΥΦΑ της Κροατίας στο νησί Krk. Από την έναρξη λειτουργίας την 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου 2021, για τα τρία πρώτα χρόνια η δυναμικότητα έχει κλειστεί κατά 100% από χρήστες της Κροατίας, της Ουγγαρίας και του Κατάρ, και υπάρχει υψηλή ζήτηση για τα επόμενα χρόνια.

#### Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση

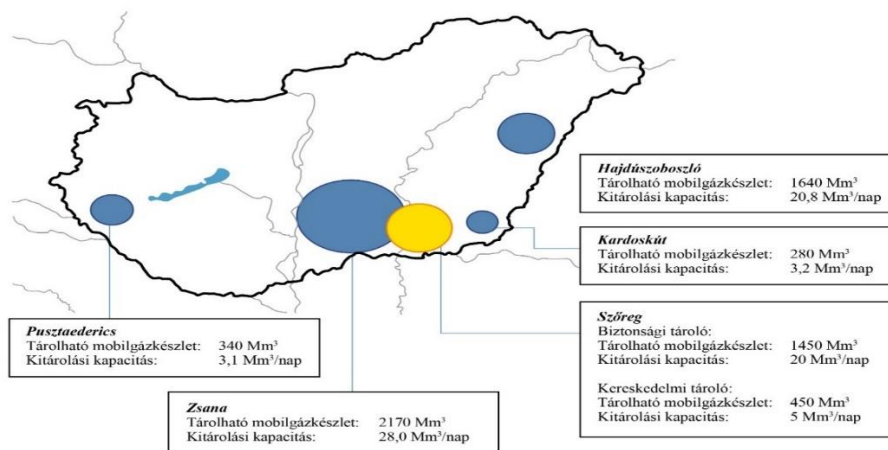
Σύμφωνα με νομοθετικές διατάξεις, οι υπόχρεοι προμηθευτές οφείλουν να αποθηκεύσουν 60% της υψηλότερης ζήτησης των τελευταίων δέκα ετών στις αποθήκες, και είχε ως αποτέλεσμα οι προμηθευτές καθολικής υπηρεσίας να αποθηκεύσουν μεγαλύτερες ποσότητες. Το 2020, λόγω της υψηλής διακύμανσης τιμών καλοκαιριού-χειμώνα, οι αποθήκες παρέμειναν γεμάτες.

Η χώρα διαθέτει αποθηκευτικό χώρο 15.374.000 MWh (περίπου 1.450 εκατομ. Κυβικά), ενώ μέρος αυτού αντιστοιχεί σε αποθέματα ασφαλείας, που χρησιμοποιούνται για διαχείριση έλλειψης φυσικού αερίου σε πιθανή απώλεια εισαγωγών για την εξυπηρέτηση προστατευόμενων χρηστών. Τα αποθέματα έκτακτης ανάγκης μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για την παροχή αλληλεγγύης προς γειτονικά Κράτη Μέλη, στα πλαίσια του Κανονισμού Ασφάλειας Εφοδιασμού.

Με την απόφαση του Κοινοβουλίου το Μάρτιο του 2006 (Πράξη XXVI 2006), αποφασίστηκε η εξασφάλιση αποθηκευτικού χώρου 1.2 bcm και η κατασκευή του απαραίτητων υποδομών έως το 2010. Τα αποθέματα ασφαλείας πρέπει να τοποθετηθούν σε αποθήκη με δυνατότητα απόληψης 20 εκατομ. Κυβικά / ημέρα για τουλάχιστον 45 ημέρες. Τα αποθέματα αυτά δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ποτέ, ενώ το 2019 υπήρχε η ανησυχία για την παροχή τροφοδοσίας από την Ουκρανία.

Δεν υπάρχουν αλλαγές στο κομμάτι της αποθήκευσης που προορίζεται για εμπορική χρήση. Οι τέσσερις από τις πέντε αποθήκες διαχειρίζονται από την MFGT Zrt

, ενώ η πέμπτη από την MMBF Zrt, η οποία έκανε αίτημα για έλαβε άδεια εμπορικής αποθήκευσης για 450 εκατομ . κυβικά μέτρα στην αποθήκη του Szőreg I. Αυτό που είναι σημαντικό και καθησυχαστικό από άποψη ασφάλειας τροφοδοσίας είναι η δυνατότητα του συστήματος να τροφοδοτήσει τα δύο τρίτα της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης μέσω εμπορικής αποθήκευσης, δεδομένου ότι βρίσκονται σε επαρκή επίπεδα πλήρωσης.



**Εικόνα 5:** Το αποθηκευτικό σύστημα της Ουγγαρίας

#### Πρόσθετα Στοιχεία:

##### α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

**Πίνακας 17:** Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ουγγαρία

	2019	2020	2021
<b>Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)</b>	10,08	10,39	11,06
<b>Ετήσια τελική κατανάλωση (GWh)</b>	107.257,7	111.395,6	117.833,5

##### β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

**Πίνακας 18:** Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ουγγαρίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (MSm <sup>3</sup> /d)				Περίοδος
	Είσοδος		Έξοδος		
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	
Bereg (HU) / (UA)	48	23.3		19.2	31/12/2020
Mosonmagyaróvár (HU) / (AT)	14.4	0			31/12/2020
Csanádpalota (HU) / (RO)	4.8	0	7.2		31/12/2020

**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2022

Dravaszerdahely (HU) / (HR)	4.8	14.4	7.2	12	31/12/2020
Balassagyarmat (HU) / (SK)	12		4.8		31/12/2020
Kiskundorozsma (HU) / (RS)			13.2		31/12/2020

**Πίνακας 19:** Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		Μ.Ο. Οκτ 2020 - 05 Μαρ 2021	Μ.Ο. Ιαν 2021	Μ.Ο. Φεβ 2021	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2021	Ημέρα αιχμής 2021
Bereg (HU) / (UA)	Είσοδος	52	34	51	54	69
	Έξοδος	0	0	0	0	0
Mosonmagyaróvár (HU) / (AT)	Είσοδος	37	4	22	24	88
	Έξοδος	0	0	0	0	0
Csanádapálya (HU) / (RO)	Είσοδος	13	0	6	23	100
	Έξοδος	11	15	21	10	83
Dravaszerdahely (HU) / (HR)	Είσοδος	0	0	0	0	21
	Έξοδος	63	36	75	29	100
Balassagyarmat (HU) / (SK)	Είσοδος	1	0	0	0	22
	Έξοδος	0	0	0	0	97
Kiskundorozsma (HU) / (RS)	Έξοδος	0	0	0	0	0
	Είσοδος	37	12	7	7	91

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

**Πίνακας 20.** Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Χώρα	2019		2020		2021	
	Bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ουκρανία	14.81	159.402,99	6.54	70.554,22	6.02	64.824,99
Αυστρία	4.55	48.829,91	4.54	48.626,03	1.26	13.462,58
Ρουμανία	0	0	0.07	769,40	0.69	7.606,96
Κροατία	0	0	0	0	0.04	414.44
Σλοβακία	1.31	9.734,06	2.57	27.777,41	0	38.26
Σερβία	0	0	0	0	0.44	4.711,91

## δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

**Πίνακας 21:** Υπόγεια αποθήκευση Ουγγαρίας (χειμώνας 2020-21)

Διασυνοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm <sup>3</sup> /d)			
	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	(MSm <sup>3</sup> )	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
Επιτρέπεται	12.309	5.978	1.445	3.830	74.8	73.5	60.9	39.8

## ε) Εγχώρια παραγωγή

**Πίνακας 22:** Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ουγγαρίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (GSm <sup>3</sup> )	Ημερήσια παραγωγή (MSm <sup>3</sup> /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή* (MSm <sup>3</sup> /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
<b>2019</b>	2.085	5.713	8.163	21
<b>2020</b>	2.236	6.125	8.921	22
<b>2021</b>	1.999	5.477	6.472	18

στ) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

**Πίνακας 23** Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ουγγαρίας

Έτος	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW <sub>e</sub> )	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων ΦΑ (MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων ΦΑ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Συμπαγωγή (εγκατεστημένα MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων συμπαγωγής στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW <sub>e</sub> )	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική ισχύ ΦΑ (%)
2019	9441.8	4111.8	43.55	1.536	0.02	2640	100
2020	909.155	4113.5	41.51	0	0	2640	100
2021	10313.8	4095.4	39.71	0	0	2239	100

### 1.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» (ΧΩΡΙΣ ΕΠΙΚΑΙΡΟΠΟΙΗΣΗ)<sup>6</sup>

(Επισημαίνεται ότι τα παρακάτω στοιχεία δεν έχουν επικαιροποιηθεί καθώς δεν έχει ολοκληρωθεί η Κοινή μελέτη Επικινδυνότητας)

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 6.



**Εικόνα 6:** 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.

<sup>6</sup> Δεν έχει ολοκληρωθεί η εκπόνηση της μελέτης, στοιχεία από προηγούμενη μελέτη.

## Σημεία Διασύνδεσης

Πίνακας 24: Σημεία διασύνδεσης ανά συμμετέχον Κ-Μ στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Κράτος -Μέλος	Σημεία διασύνδεσης						
	1	2	3	4	5	6	7
Αυστρία	Oberkappel (Αυστρία<->Γερμανία)	Überackern (Αυστρία<->Γερμανία)	Arnoldstein (Αυστρία<->Ιταλία)	Baumgarten (Αυστρία<->Σλοβακία)	Mosonmagyaróvár (Αυστρία ->Ουγγαρία)	Murfeld/Ceršak (Αυστρία ->Σλοβενία)	
Κροατία	Rogatec (με Σλοβενία)	Drávaszerdahely (με Ουγγαρία)					
Γαλλία	VIP Pirineos (Larrau και Biriatou)	Oltingue	Jura	Alveringem	Taisnières	Dunkerque	Obergailbach
Ελλάδα	Kipi (TR) / Kipi (GR)	Sidirokastro					
Ουγγαρία	Beregdaróc						
Ιταλία	Mazara del vallo	Gela	Tarvisio	Gorizia	Gries Pass		
Μάλτα							
Πορτογαλία	Campo Maior	Valenca do Minho					
Ισπανία	Tarifa	Almeria	Larrau	Irun	Badajoz	Tuy	
Σλοβενία	Sempeter	Rogatec	Cersak				



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

**Πίνακας 25:** 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 26:** 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	Krk (2021)	140,206 m <sup>3</sup>
Γαλλία	Dunkerque, Montoir-de-Bretagne, Fos-Cavaou και For-Tonkin	1.370.000 m <sup>3</sup>
Ιταλία	Adriatic (Cavarzere) offshore, Panigaglia, Livorno offshore	427.160 m <sup>3</sup>
Μάλτα	Delimara Terminal (Marsaxlokk)	125,000 m <sup>3</sup>
Πορτογαλία	Sines	390.000 m <sup>3</sup>
Ισπανία	Barcelona, Cartagena, Huelva, BBG, Sagunto και Reganosa	3.308.680 m <sup>3</sup>
Σλοβενία	N/A	
Ελλάδα	Revithoussa	225000 m <sup>3</sup>

## 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 27:** 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 TWh<sup>7</sup> 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 ENTSOG-Union Wide Simulation).

<sup>7</sup> Συμπληρωματική χρήση στοιχείων από BP Statistical Review και ENTSOG .

**Πίνακας 28:** 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	22% <sup>8</sup>

## γ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

**Πίνακας 29:** 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
Ελλάδα	0	N/A	N/A	N/A

## δ) Εγχώρια παραγωγή

<sup>8</sup> Σύμφωνα με στοιχεία του 2021. Τα στοιχεία που αναφέρονται στις υπόλοιπες χώρες δεν αφορούν το 2021, καθώς η Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας για την Ομάδα Αλγερία είναι υπό εξέλιξη και δεν έχει ολοκληρωθεί η επικαιροποίησή της.

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

**Πίνακας 30:** Παραγωγή φυσικού αερίου ανά ΚΜ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» και συμμετοχή στην ετήσια κατανάλωση, για το έτος 2016

<b>Παραγωγή ΦΑ κατά το έτος 2016 (GWh)</b>			
	<b>Μέγιστη Παραγωγή</b>	<b>Συνολική κατανάλωση 2016</b>	<b>Ποσοστό παραγωγής σε σχέση με την συνολική ετήσια κατανάλωση</b>
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	-
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>262</b>	<b>1.778.493</b>	<b>0,01%</b>

ε) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

**Πίνακας 31:** Εγκαταστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία»

<b>Εγκαταστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΑ (ΜWe)</b>	
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» (ΧΩΡΙΣ ΕΠΙΚΑΙΡΟΠΟΙΗΣΗ)<sup>9</sup>

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 7.



**Εικόνα 7:** 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 ημέρα<sup>10</sup>) 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 GSm<sup>3</sup> σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

<sup>9</sup> Δεν έχει ολοκληρωθεί η εκπόνηση της μελέτης, στοιχεία από προηγούμενη μελέτη.

<sup>10</sup> 10,6167 kWh/Sm<sup>3</sup>, 15° C, 1 bar.

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης Φυσικού αερίου έχουν συνολική χωρητικότητα (όγκο λειτουργικής ικανότητας/ωφέλιμο όγκο δεξαμενής) 8,53 GSm<sup>3</sup>. Η χωρητικότητα των εγκαταστάσεων αποθήκευσης που είναι άμεσα συνδεδεμένες με το σύστημα Φυσικού Αερίου ΑΤ είναι 5,75 GSm<sup>3</sup>.

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

#### 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 Rapon 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 m<sup>3</sup> ΥΦΑ, με ονομαστική δυναμικότητα αεριοποίησης 8 δισεκατομμύρια m<sup>3</sup> ΦΑ το χρόνο.

Το 2016 η συνολική κατανάλωση ήταν 106 MSm<sup>3</sup>.

#### 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, Štramberk, Lobodice, Třanovice, Háje, Uhřetice, Dambořice) με συνολικό όγκο αποθήκευσης τα 3.177 εκατομμύρια m<sup>3</sup>.

Το 2017 η συνολική κατανάλωση ήταν 8.527 εκατομμύρια m<sup>3</sup>.

#### 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

Τσехία (5 διασυνδέσεις: Brandov/Stegal, Olbernhau/Hora SvatéKateřiny, Hora SvatéKateřiny/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 GSm<sup>3</sup> (από τα οποία τα 2,1 GSm<sup>3</sup> είναι αποκλειστικά για τύπου L-Gas). Η εγχώρια παραγωγή για το έτος 2016 ανήλθε σε περισσότερα από 6,5 GSm<sup>3</sup> έναντι της εγχώριας κατανάλωσης, που ανήλθε περίπου στα 84 GSm<sup>3</sup>. Τέλος, στη Γερμανία δεν υπάρχει εγκατάσταση αεριοποίησης ΥΦΑ.

### Ελλάδα

Βλ. επόμενα Κεφάλαια.

### Ουγγαρία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου.

### Ιταλία

Το ιταλικό σύστημα μεταφοράς εκτείνεται σε παραπάνω από 32.000 χιλιόμετρα (km). Το συγκεκριμένο δίκτυο έχει διασυνδεδασμένα 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 Ranigaglia, το Livorno και το Cavarzere) και δώδεκα σημεία εξόδου από μονάδες αποθήκευσης με συνολική χωρητικότητα περίπου 17 GSm<sup>3</sup>. Η εγχώρια παραγωγή (που ανήλθε στα 5,6 GSm<sup>3</sup>/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 GSm<sup>3</sup>.

### 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 Nm<sup>3</sup>/ώρα. Η τεχνική δυναμικότητα του σημείου εισόδου με τη Γερμανία περιορίζεται στα 150.000 Nm<sup>3</sup>/ώρα, ενώ η ελάχιστη παροχή θα πρέπει να είναι στα 90.000 Nm<sup>3</sup>/ώρα, ώστε να ικανοποιείται ο κανόνας υποδομής N-1.

Η συνολική τεχνική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς ανέρχεται στα 330.000 Nm<sup>3</sup>/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



Nm<sup>3</sup>/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 Nm<sup>3</sup>/ 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 ρών 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), Cieszyn (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 διασυνωριακών 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 GSm<sup>3</sup>.

### 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, JablonovnadTur'hou, 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 αναστροφή 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/Šempeter) 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 MSm<sup>3</sup>/έτος.

#### 1.1.3.2 Πρόσθετα στοιχεία

##### α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Η συνολική κατανάλωση κυμαίνεται περίπου στα 220 GSm<sup>3</sup>, ενώ η ανώτατη ημερήσια ζήτηση του συστήματος για το διάστημα 2018/2019 κυμαίνεται περίπου στα 1.400 GSm<sup>3</sup>/ημέρα.

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

**Πίνακας 32:** Σημεία διασύνδεσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» και τεχνική δυναμικότητα (MSm<sup>3</sup>/d)

	<b>Ιανουάριος 2019</b>
<b>Βουλγαρία</b>	-
<b>Γερμανία</b>	
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
<b>Ελλάδα</b>	
Kipi (TR) / Kipi (GR)	4,5
<b>Ουγγαρία</b>	
Beregdaróc 1400	71,3
<b>Ιταλία</b>	
Mazara del vallo	110,8
Gela	49,3
Σύνολο	160,1
<b>Λουξεμβούργο</b>	
GDLux (BE) / Bras Petange (LU)	4,3
<b>Πολωνία</b>	

Tieterowka	0,7
Kondratki	104,7
Wysokoje	15,8
Drozdovichi (UA) -Drozdowicze (PL)	16,5
Σύνολο	137,7
<b>Σλοβακία</b>	
Uzhgorod (UA) - Velké Karušany (SK)	227,4
Budince	23,6
Σύνολο	250,9
<b>Ρουμανία</b>	
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I	18,8
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II	26,9
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	23,4
MediesulAurit	34,6
<b>Σύνολο</b>	<b>103,7</b>

Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ

**Πίνακας 33:** Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

<b>Ιανουάριος 2019</b>	<b>M<sub>Sm<sup>3</sup>/d</sub></b>
Ελλάδα	20,2 <sup>11</sup>
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.

<sup>11</sup> Με την ολοκλήρωση των έργων αναβάθμισης του Σταθμού Αεριοποίησης

**Πίνακας 34:** Αποθηκευτική ικανότητα φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

<b>Αποθηκευτική Δυναμικότητα (GSm<sup>3</sup>)<sup>12</sup></b>				
<b>Στοιχεία 2018</b>				
	<b>Ωφέλιμη Δυναμικότητα (working gas)</b>	<b>Απόθεμα (reserve)</b>	<b>Συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης</b>	<b>Διασυνοριακή πρόσβαση</b>
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	Ναι
Σλοβακία	-	-	-	Ναι
Σλοβενία	-	-	-	-
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>62,332</b>	<b>5,129</b>	<b>67,461</b>	

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

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 35:** 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»

<b>Ικανότητα Απόληψης MSm<sup>3</sup>/d, έτος 2019</b>					
<b>Κ-Μ</b>	<b>Επίπεδο αποθήκευσης 100%</b>	<b>Επίπεδο αποθήκευσης 30%</b>	<b>Ζήτηση αιχμής ΦΑ (Dmax)</b>	<b>Ποσοστό κάλυψης Dmax σε σχέση με την</b>	<b>Ποσοστό κάλυψης Dmax σε σχέση με</b>

<sup>12</sup> Στοιχεία όπως υπεβλήθησαν από τις αρμόδιες Αρχές στην Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

				ημερήσια ικανότητα απόληψης (πλήρωση 100%)	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	29,3	-	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 MSm<sup>3</sup>/ ημέρα που ισοδυναμεί με περίπου 33 GSm<sup>3</sup>/ έτος.

**Πίνακας 36:** Παραγωγική ικανότητα φυσικού αερίου σε συνδυασμό με την ημερήσια αιχμή ζήτησης ΦΑ, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

Κ-Μ	Παραγωγική Ικανότητα MSm <sup>3</sup> /ημέρα	Dmax MSm <sup>3</sup> /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

**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2022

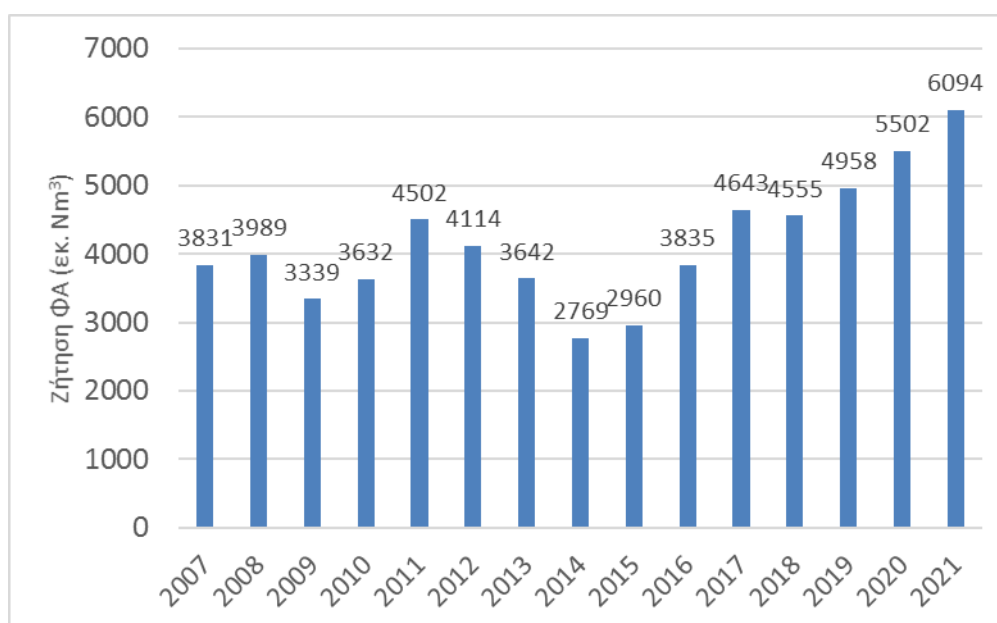
Ελλάδα		20,1	0,00
Ουγγαρία	4,8	77,4	6,20
Ιταλία	15,5	443	3,50
Λουξεμβούργο	-	4,8	-
Πολωνία	7,2	86,7	8,30
Ρουμανία	26,5	72	40,97
Σλοβακία	0,2	45,1	0,44
Σλοβενία	-	4,9	-
ΣΥΝΟΛΟ	91,4	1.387,10	6,59

## 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 – 2021 παρουσιάζεται στο **Γράφημα 8** (*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 το 2021.

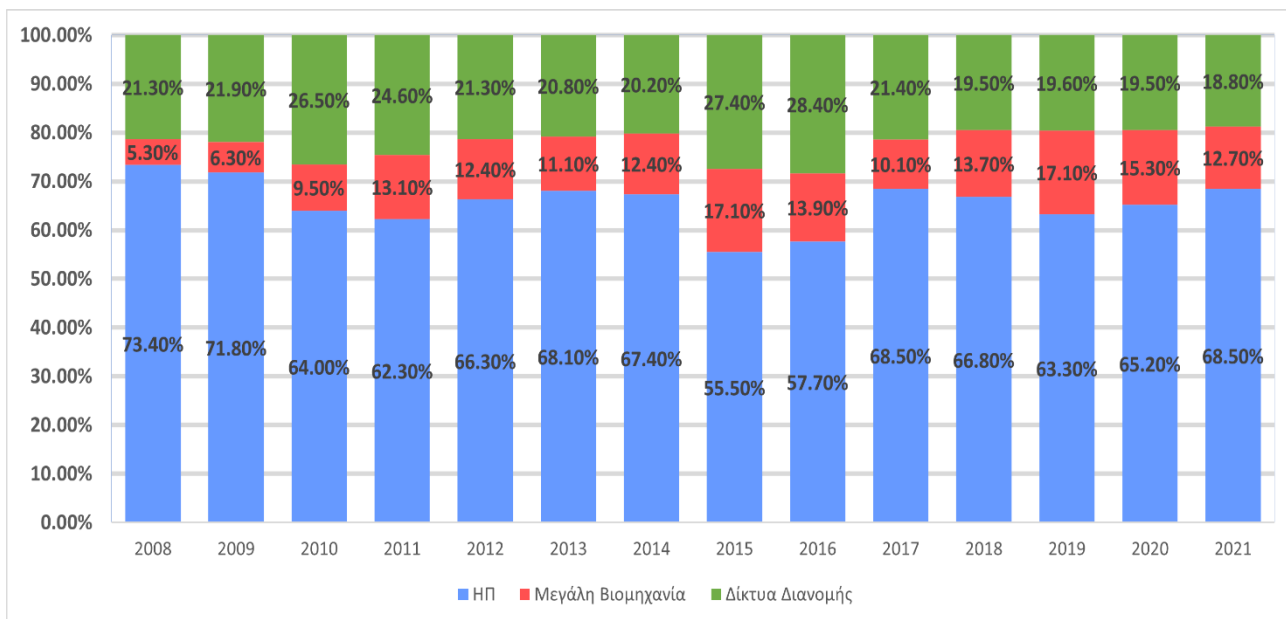


**Γράφημα 8:** Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2007 - 2021, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

#### 1.2.1.2 Ζήτηση ανά τομέα

Στο **Γράφημα 9** που ακολουθεί παρουσιάζεται η κατανάλωση ΦΑ ανά τομέα, ως ποσοστό (%) της συνολικής, για τα έτη 2008 - 2021, 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 2021 στο επίπεδο του 68,5%.

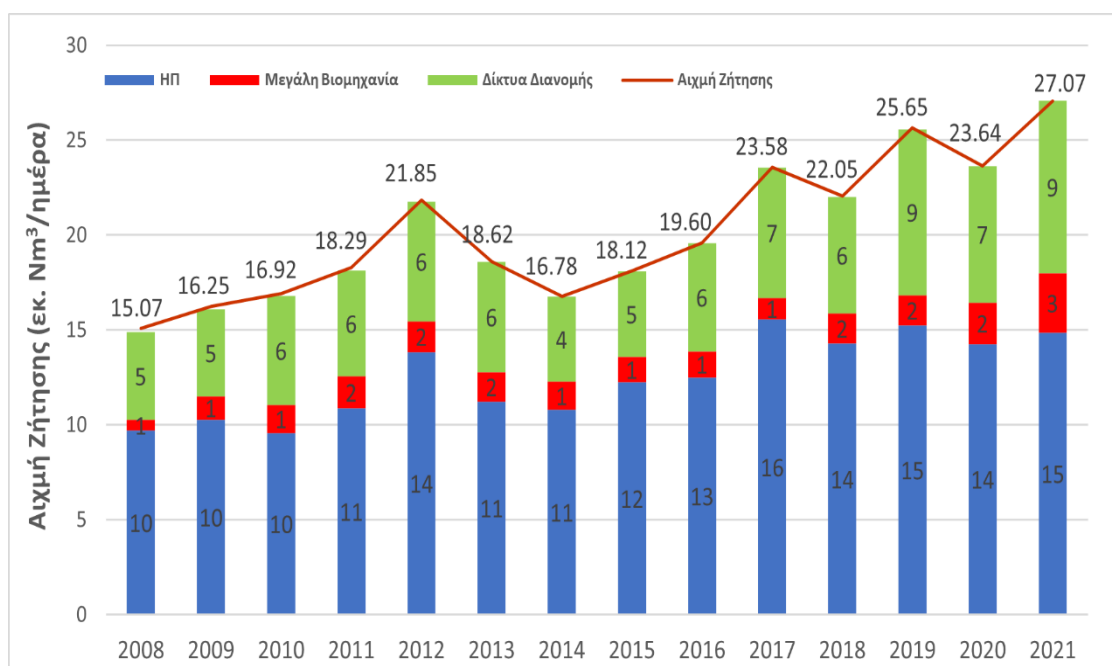




**Γράφημα 9:** Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2008 - 2021, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

### 1.2.1.3 Αιχμή ζήτησης φυσικού αερίου

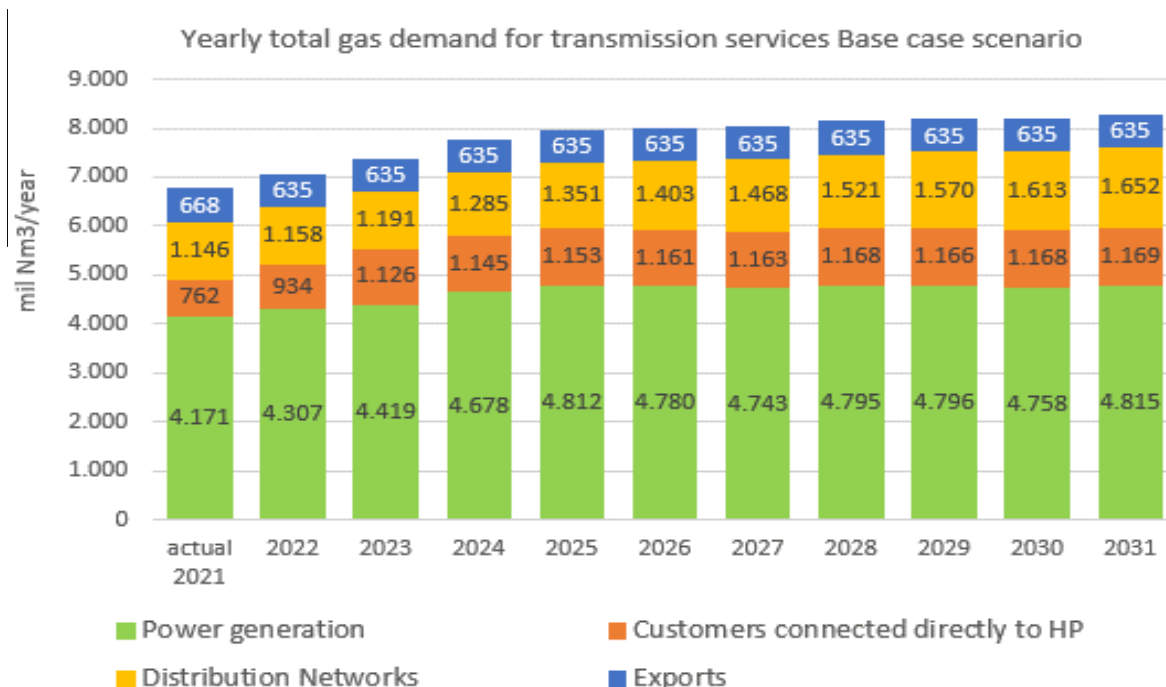
Στο παρακάτω **Γράφημα 10** παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία που αφορούν στην αιχμή ημερήσιας ζήτησης ΦΑ (εκ. Nm<sup>3</sup>/ημέρα) για την περίοδο από 01/01/2008 έως 31/12/2021. Η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει παρουσιαστεί στο Σύστημα Μεταφοράς κατά την ως άνω περίοδο είναι 27.078.746 Nm<sup>3</sup> και πραγματοποιήθηκε στις 18/01/2021 (ΔΕΣΦΑ -Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030).



**Γράφημα 10:** Αιχμή ζήτησης κατά την περίοδο 2008-2020, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ -Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030)

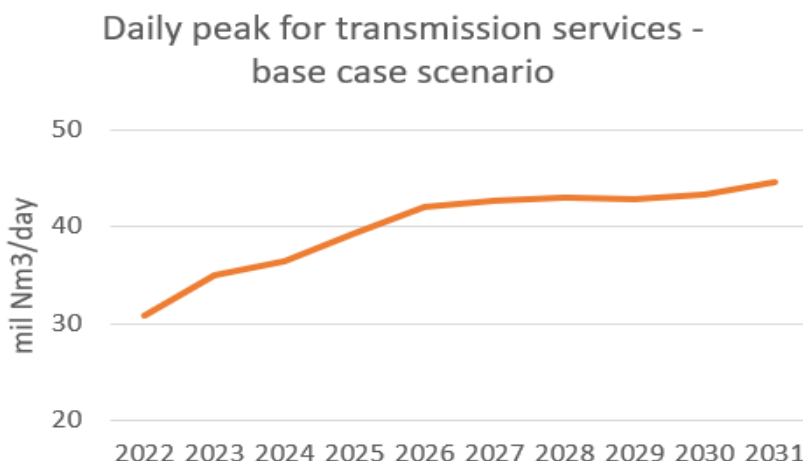
1.2.1.4 Πρόβλεψη εξέλιξης της ζήτησης

Η ζήτηση αερίου τα επόμενα έτη έως το 2031, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις βασικού σεναρίου του ΔΕΣΦΑ (*Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΕΣΦΑ 2022-2031*), αναμένεται να αυξηθεί, όπως απεικονίζεται στο **Γράφημα 11**.



**Γράφημα 11:** Πρόβλεψη εξέλιξης ετήσιας ζήτησης για τα έτη 2022 – 2031, φυσικές εγχύσεις στο σύστημα (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΕΣΦΑ 2022-2031)

Σύμφωνα με την ίδια μελέτη, η εκτίμηση για την αιχμή ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου παρουσιάζεται στο ακόλουθο **Γράφημα 12**.



**Γράφημα 12:** Πρόβλεψη αιχμής ημερήσιας ζήτησης για τα έτη 2022 – 2031 (πηγή δεδομένων: ΔΕΣΦΑ - Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΕΣΦΑ 2022-2031)

## 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 2021*) μεταφέρει ΦΑ από τα ελληνοβουλγαρικά και ελληνοτουρκικά σύνορα, καθώς και από τον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου 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 τέσσερα (4) Σημεία Εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) και παραλαμβάνεται από τους Χρήστες Μεταφοράς μέσω σαράντα τριών (44) 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 «Σιδηρόκαστρο», «Κήποι», «Νέα Μεσήμβρια» και «Αγία Τριάδα»,
- 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 Πίνακας 37Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε. παρουσιάζει την Τεχνική Δυναμικότητα των 4 Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ όπως έχει διαμορφωθεί μετά την έναρξη λειτουργίας της διασύνδεσης με τον αγωγό TAP.

**Πίνακας 37:** Υφιστάμενη δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ<sup>13</sup>)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (MWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.265,408
Κήποι	48.592,292
Νέα Μεσημβρία (TAP)	53.368,256
Σύνολο από Κήπους & Ν. Μεσημβρία	53.368,256

<sup>13</sup> [https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DRSA/Avaθewρημενες\\_Τexv\\_Δυναμικότητες%2007\\_2018%20\(GR\)\\_v2.pdf](https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DRSA/Avaθewρημενες_Τexv_Δυναμικότητες%2007_2018%20(GR)_v2.pdf)

Αγία Τριάδα

224.592,985

Για τον προσδιορισμό των τεχνικών δυναμικότητων υιοθετήθηκαν οι εξής αντιστοιχίσεις και ορισμοί:

- Για τα σημεία Εισόδου Σιδηρόκαστρο και Κήποι: 1 Nm<sup>3</sup> σε 11,23 kWh ΑΘΔ.
- Για το σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα: 1 Nm<sup>3</sup> σε 12,03 kWh ΑΘΔ
- Για το ΥΦΑ: 1m<sup>3</sup> LNG = 570 Nm<sup>3</sup> φυσικού αερίου
  - Nm<sup>3</sup>: 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>,
- Εγκαταστάσεις εκφόρτωσης πλοίων ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας εκφόρτωσης 7.250 m<sup>3</sup> ΥΦΑ/ώρα, και
- Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αεριοποίησης 1.400 m<sup>3</sup> ΥΦΑ/ώρα σε συνθήκες συνεχούς λειτουργίας.

#### 1.2.2.3 Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου

Οι Πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζουν τον ετήσιο μέσο όρο παραδόσεων και την ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της τεχνικής δυναμικότητας σε κάθε Σημείο Εισόδου για τα έτη 2020 – 2022. Για το έτος 2022 τα στοιχεία αφορούν στο πρώτο εξάμηνο του έτους.

**Πίνακας 38:** Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2020 (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	117.804.036	67.649.445	117.880.769	57,4	100,1
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	204.481.800	89.144.940	202.526.304	43,6	99,0
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	16.786.052	48.516.112	34,5	99,8
ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ <sup>14</sup>	53.368.256	86.869	665.927	0,2	1,2

**Πίνακας 39:** Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2021 (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	117.804.036	96.898.705	118.368.959	82,3	100,5
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	204.481.800	67.731.780	201.456.727	33,1	98,5
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	11.030.954	38.018.789	22,7	78,2

<sup>14</sup> Αφορούν μόνο μία ημέρα λειτουργίας 31.12.2020, καθώς τότε ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία του σημείου.

ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ	53.368.256	37.309.603	61.354.301	69,9	115,0
---------------	------------	------------	------------	------	-------

**Πίνακας 40:** Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2022 (1/1/2022-30/6/2022) (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	117.265.408	73.668.256	118.609.589	63	101
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ (1/1-31/5)	201.654.253	89.091.427	176.901.500	44	88
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ (1/6-30/6)	224.592.985	128.096.982	208.640.255	57	93
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	4.398.571	20.909.225	9	43
ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ	53.368.256	41.294.351	56.216.301	77	105

#### 1.2.2.4 Πληροφοριακά Συστήματα

##### Σύστημα Τηλεέγχου και Τηλεπικοινωνιών

Το σύστημα τηλεέγχου 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 τηλεποπτεία 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 Μεσημβρίας 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

- 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.

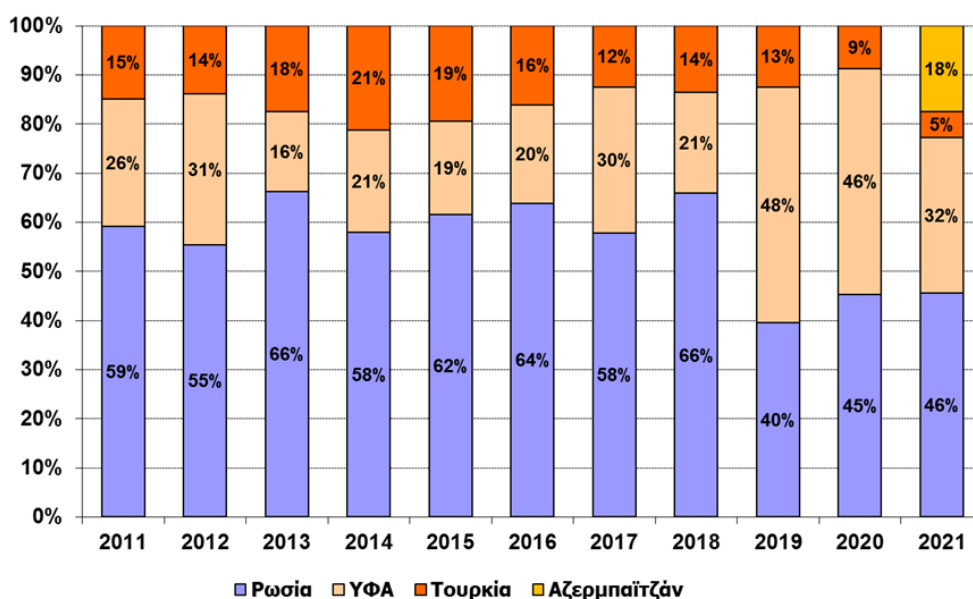
#### Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών

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

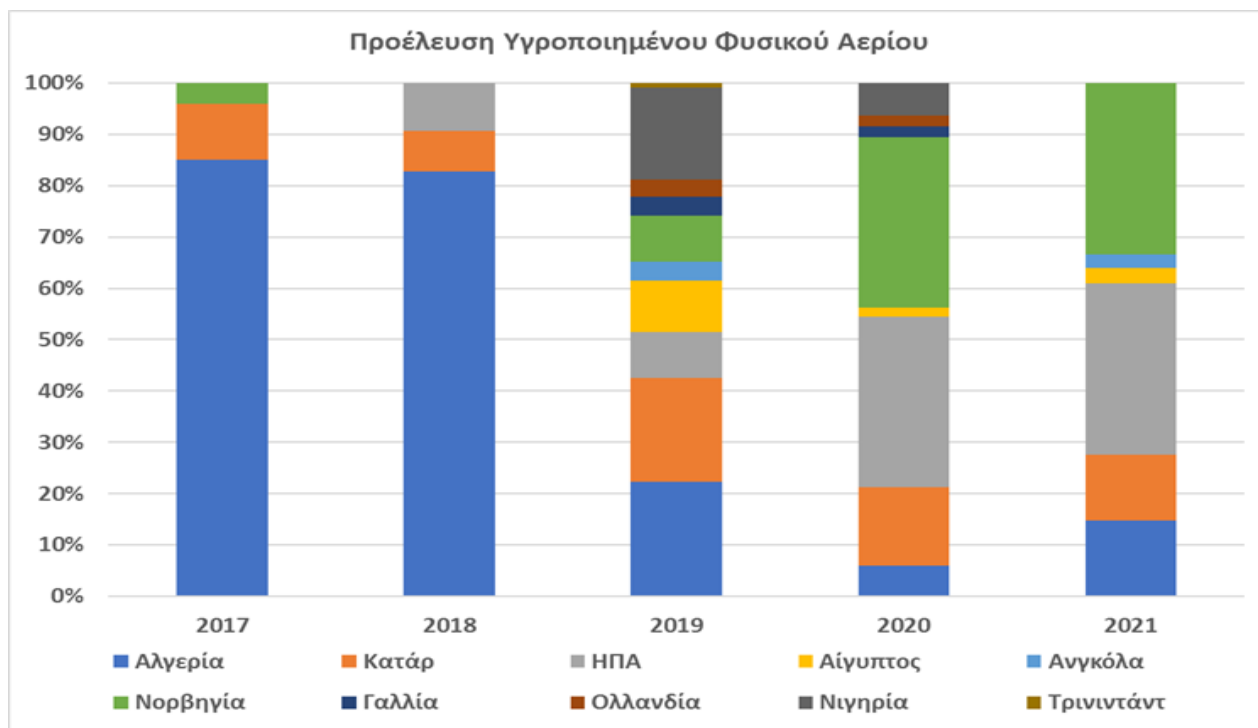
Το φυσικό αέριο εισάγεται στην Ελλάδα μέσω μακροχρονίων και βραχυχρονίων συμβάσεων προμήθειας αερίου αγωγού και ΥΦΑ.

Όπως αποτυπώνεται στο ακόλουθο **Γράφημα 13**, η συρρίκνωση της ζήτησης φυσικού αερίου μετά το 2011 σταθεροποίησε τη συμμετοχή φυσικού αερίου με προέλευση από τη Ρωσία στα επίπεδα του 60% επί του συνόλου των εισαγόμενων ποσοτήτων. Ειδικότερα τα έτη 2013 και 2018 παρατηρήθηκαν τα υψηλότερα ποσοστά (66%) εισαγωγών φυσικού αερίου ρωσικής προέλευσης. 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 φυσικού αερίου 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 καταλαμβάνει μερίδιο της τάξης του 48% επί της συνολικής εισαγόμενης ποσότητας αερίου και το αντίστοιχο ποσοστό αερίου από Ρωσία να περιορίζεται κατά 26%. Αντίστοιχη είναι η εικόνα για το έτος 2020 όπου παρατηρείται μείωση και των εισαγωγών αερίου από την Τουρκία σε επίπεδα κάτω του 10%. Στα τέλη του 2020 ξεκίνησε η λειτουργία του νέου Σημείου Εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο αποτελεί σημείο διασύνδεσης του ΕΣΦΑ με τον αγωγό TAP. Η διασύνδεση αυτή πρόσθεσε μια νέα εναλλακτική πηγή εισαγωγής φυσικού αερίου στη χώρα. Το 2021, η εισαγωγή αερίου από το Αζερμπαϊτζάν διαμέσου του αγωγού TAP ανήλθε σε ποσοστό 18%



Γράφημα 13: Εξέλιξη τροφοδοσίας φυσικού αερίου για τα έτη 2011-2021.

Στο παρακάτω **Γράφημα 14** παρουσιάζονται οι κύριες πηγές προέλευσης του ΥΦΑ που εισήχθη στη Χώρα κατά τα τελευταία πέντε έτη. Η μείωση των τιμών ΥΦΑ παγκοσμίως είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση της συμμετοχής του ΥΦΑ στο μίγμα τροφοδοσίας αερίου της χώρας αλλά και την έντονη διαφοροποίηση των πηγών προέλευσης ΥΦΑ.



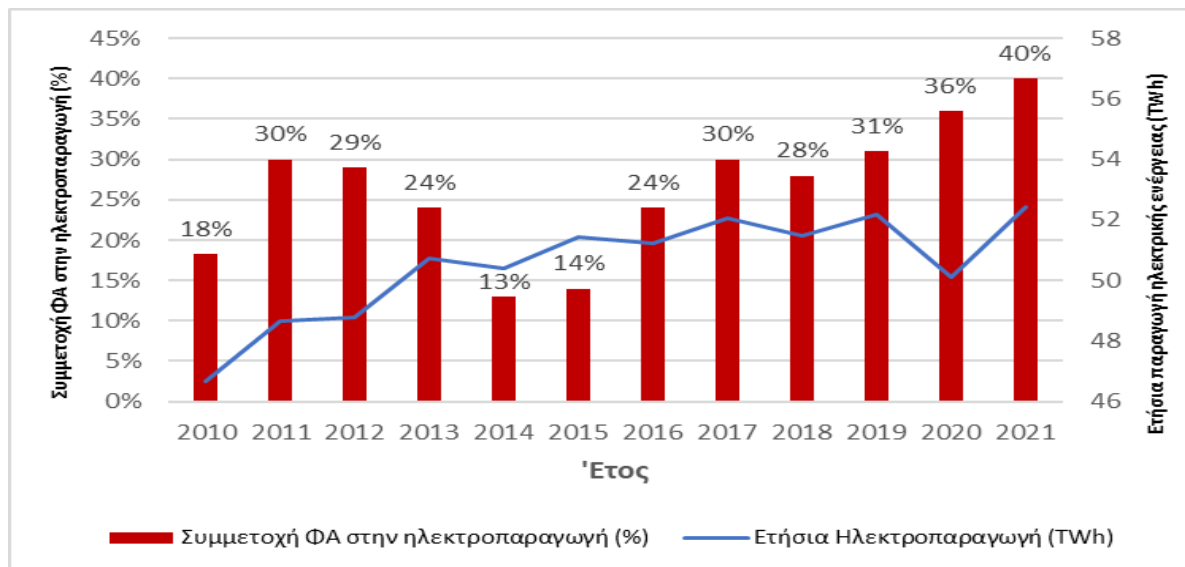
Γράφημα 14: Πηγές προέλευσης ΥΦΑ.

#### 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. Το ποσοστό συμμετοχής του ΦΑ στην ηλεκτροπαραγωγή κατά το έτος 2021 ανήλθε στο επίπεδο του 40%.

Στο **Γράφημα 15** παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού ΦΑ στην κεντρικά κατανομημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας από το 2010 έως και το 2021 και η αντίστοιχη συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (πηγή δεδομένων: ΑΔΜΗΕ-Μηνιαία Δελτία Ενέργειας ετών 2010 – 2021).



**Γράφημα 15:** Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανομημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας κατά τα έτη 2010 - 2021

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 κατανομημένο 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 κατανομημένη 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 τα επόμενα χρόνια, 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 CO<sub>2</sub>).

Ο **Πίνακας 41** παρουσιάζει το σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2021, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων ΦΑ (συνολική παραγωγική ικανότητα (MW<sub>e</sub>) και ως ποσοστό της συνολικής παραγωγικής ικανότητας) και των μονάδων συμπαραγωγής (συνολική παραγωγική ικανότητα (MW<sub>e</sub>) και ως ποσοστό της συνολικής παραγωγικής ικανότητας).

Αντίστοιχα, ο **Πίνακας 42** παρουσιάζει το σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας με βάση τον τύπο καυσίμου για το έτος 2021.



**Πίνακας 41:** Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2021

ΤΥΠΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (*)	Αγ. Δημήτριος I	300	4,0
	Αγ. Δημήτριος II	300	4,0
	Αγ. Δημήτριος III	310	4,1
	Αγ. Δημήτριος IV	310	4,1
	Αγ. Δημήτριος V	375	5,0
	Μεγαλόπολη III	300	4,0
	Μεγαλόπολη IV	300	4,0
	Μελίτη I	330	4,4
	<b>Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων</b>	<b>2525</b>	<b>33,6</b>
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ (ΣΚ)	Αλιβέρι V	426,9	5,7
	Κομοτηνή	484,6	6,45
	Λαύριο IV	560	7,45
	Λαύριο V	385,2	5,1
	Μεγαλόπολη V	500	6,7
	ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	5,4
	ΗΡΩΝ II	432	5,75
	Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6	5,8
	Θίσβης (Elpedison)	421,6	5,6
	Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5	5,9
	<b>Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΣΚ</b>	<b>4499,8</b>	<b>59,9</b>
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ (ΣΚ)	Ήρων (3 μονάδες)	148,5	2,0
	<b>Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΑΚ</b>	<b>148,5</b>	<b>2,0</b>
ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΕ Σ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘΥΑ	Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334	4,4
	<b>Σύνολο ισχύος μονάδων ΣΗΘΥΑ</b>	<b>334</b>	<b>4,4</b>
<b>Σύνολο ισχύος θερμοηλεκτρικών μονάδων</b>		<b>7507,3</b>	<b>100,0</b>

**Πίνακας 42:** Σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας για το έτος 2021

<b>ΤΥΠΟΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟ</b>	<b>ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)</b>	<b>% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ</b>
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	2525	14,0
ΣΥΝΟΛΟ ΜΟΝΑΔΩΝ ΦΑ ΚΑΙ ΣΗΘΥΑ	4982,3	27,65
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	3170,7	17,6
ΑΠΕ (*)	7341	40,75
<b><i>Σύνολο ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής</i></b>	<b><i>18019</i></b>	<b><i>100,0</i></b>

## 2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας

### 2.1 Εκτίμηση της Επικινδυνότητας από την ΕΕ

Τις τελευταίες δεκαετίες, η Ρωσία αποτελεί τον κύριο προμηθευτή ΦΑ της ΕΕ. Μόνο πέρυσι, η ΕΕ βασιζόταν στη Ρωσία για το 40% των προμηθειών της σε φυσικό αέριο. Οι προμήθειες ρωσικού ΦΑ άρχισαν να μειώνονται αισθητά, με τις ροές από τη Ρωσία μέσω της Λευκορωσίας να έχουν σταματήσει και να μειώνονται σταθερά οι ροές μέσω της Ουκρανίας. Σταμάτησε επίσης ο εφοδιασμός στις χώρες της Βαλτικής, στην Πολωνία, στη Βουλγαρία και στη Φινλανδία. Η προμήθεια προς τη Γερμανία, τη Δανία, την Ολλανδία και την Ιταλία έχει μειωθεί. Από τα μέσα Ιουνίου 2022, οι ροές μέσω του Nord Stream 1, της μεγαλύτερης οδού εισαγωγών ΦΑ προς την ΕΕ, έχουν μειωθεί κατά 60%. Οι συνολικές ροές από τη Ρωσία είναι σήμερα λιγότερες από το 30% του μέσου όρου της περιόδου 2016-2021 λόγω των προσπαθειών της ΕΕ για τη διαφοροποίηση του εφοδιασμού της από άλλες πηγές, ιδίως με LNG, και των ενεργειών της Gazprom για μείωση ή διακοπή των παραδόσεων σε ευρωπαϊούς πελάτες με αποτέλεσμα τη διατάραξη της οικονομικής δραστηριότητας και την αύξηση των τιμών.

Υπό το πρίσμα των ανωτέρω, λόγω της συνεχιζόμενης στρατιωτικής σύγκρουσης μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας και της αβεβαιότητας που έχει προκληθεί για τις ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη τον προσεχή χειμώνα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε πρόσφατα Σχέδιο ανακοίνωσης "*Communication: Save gas for a safe winter*" για την αντιμετώπιση περαιτέρω πιθανών διαταραχών – ακόμη και για πλήρη διακοπή – της προμήθειας ρωσικού φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο αυτό, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στα συμπεράσματά του, της 31ης Μαΐου και της 23ης Ιουνίου ζήτησε να ξεκινήσει επειγόντως προετοιμασία αντιμετώπισης των επιπτώσεων και ιδίως να καταστεί δυνατός ο στενότερος συντονισμός με – και μεταξύ – των κρατών μελών.

Το Σχέδιο ανακοίνωσης της ΕΕ εξετάζει την τρέχουσα κατάσταση και τα βήματα που έχουν ήδη γίνει σε επίπεδο Ευρώπης, καθορίζει τα εργαλεία που διαθέτει για μια συντονισμένη μείωση στη ζήτηση ΦΑ, καθώς και άλλα βήματα που πρέπει να δρομολογηθούν, έτσι ώστε σε περίπτωση περαιτέρω διαταραχών ή πλήρους διακοπής της παροχής ΦΑ από τη Ρωσία, η Ευρώπη να είναι έτοιμη να αντιμετωπίσει τις επιπτώσεις. Μεταξύ των μέτρων που προτείνονται να υιοθετηθούν από τα ΚΜ στα εθνικά Σχέδια Προληπτικής Δράσης και Σχέδια Έκτακτης Ανάγκης είναι τα εξής:

- **Εναλλαγή καυσίμου:**

- Σε βιομηχανίες και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (μέτρο αγοράς), συμπεριλαμβανομένης της μετάβασης σε βιομάζα, βιομεθάνιο, ηλιακή ενέργεια και σε άλλες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
- Η δυνατότητα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ΦΑ να λειτουργούν αδιάλειπτα για τουλάχιστον πέντε ημέρες με τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου (diesel)
- Αναβολή της παύσης λειτουργίας των πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής όπου είναι εφικτό ή μετάβαση στην πυρηνική ενέργεια όπου αυτό αποτελεί επιλογή
- Προσωρινή μετάβαση σε βαριά καύσιμα ή άνθρακα για να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία κρίσιμων ή στρατηγικών τομέων

- **Εργαλεία αγοράς**

- Δημοπρασίες ή διαγωνισμοί με τους οποίους τα κράτη μέλη παρέχουν κίνητρα για μείωση της κατανάλωσης από μεγάλους καταναλωτές (κυρίως βιομηχανίες)

- Συμβόλαια ανταλλαγής παραγωγής (contractual swaps of production) μεταξύ μεγάλων πελατών
- Συμβόλαια διακοπόμενου φορτίου για κατανάλωση ΦΑ, ως εθελοντικό μέτρο αγοράς
- **Θέρμανση και ψύξη**
  - Καμπάνιες πληροφόρησης καταναλωτών
  - Στοχευμένη υποχρέωση για μείωση της θέρμανσης και της ψύξης (π.χ. σε δημόσια κτίρια και υπηρεσίες)

## 2.2 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας

Οι Ομάδες Κινδύνου που περιγράφονται στο Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, αποτελούν τη βάση ενισχυμένης περιφερειακής συνεργασίας προκειμένου να αυξηθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού με ΦΑ, παρέχουν δε τη δυνατότητα για συμφωνίες κατάλληλων και αποτελεσματικών διασυνοριακών μέτρων όλων των ενδιαφερομένων κρατών μελών εντός των Ομάδων Κινδύνου ή εκτός των Ομάδων Κινδύνου κατά μήκος των διαδρόμων παροχής έκτακτης ανάγκης. Στα πλαίσια αυτά, εκπονούνται Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας για κάθε Ομάδα Κινδύνου κάθε τέσσερα (4) έτη, εκτός και αν ενδείκνυται συχνότερη επικαιροποίηση λόγω των περιστάσεων. Η Ελλάδα συμμετέχει στις ενεργές Ομάδες Κινδύνου της Ουκρανίας, της Αλγερίας, της Κασπίας και στη Διαβαλκανική

### 2.2.1 Ομάδα Κινδύνου Κασπία, Ουκρανία και Διαβαλκανική (σε εξέλιξη)

Λόγω της επιτακτικής ανάγκης για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και του κοινού κινδύνου Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, σε συνεργασία με το JRC συναποφάσισε με τις Ομάδες Κινδύνου Ουκρανία, Λευκορωσία, Λιβύη και Κασπία τη διενέργεια Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η οποία περιλαμβάνει όλα τα συμμετέχοντα ΚΜ στις εν λόγω Ομάδες Κινδύνου.

Στα πλαίσια της διενέργειας της ανωτέρω Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, έγινε εκτενής αναγνώριση και εκτίμηση όλων των σχετικών παραγόντων κινδύνου με περιφερειακό αντίκτυπο από το JRC και συγκεκριμένα εκτιμήθηκε ο κίνδυνος S-1 (Source-1), δηλαδή η ταυτόχρονη διακοπή τροφοδοσίας ΦΑ στα ανωτέρω ΚΜ από τη Ρωσία. Στόχος της μελέτης ήταν να διερευνήσει τις εναλλακτικές πηγές τροφοδότησης των ΚΜ κάτω από τη συνθήκη διακοπής τροφοδοσίας, αλλά και να εκτιμήσει τις συνέπειες για συγκεκριμένα σενάρια μείωσης κατανάλωσης τη χρονική περίοδο από 1 Οκτωβρίου 2022 έως 31 Δεκεμβρίου 2023. Εξετάστηκε μία (1) βασική περίπτωση (base case) (ζήτηση 2021) και έξι (6) πρόσθετα σενάρια (4 σενάρια με μείωση ΦΑ 5, 10, 15, και 20%, αντιστοίχως καθώς και 2 σενάρια με ανώτατο όριο πλήρωσης των αποθηκών ΦΑ 90% και 80% (EU UGSs)). Οι παραδοχές των σεναρίων συνοψίζονται στα παρακάτω:

- Διακοπή με εφαρμογή μηχανισμού συνεργασίας (cooperation mechanism) (20% της ζήτησης ανά χώρα)
- Ολοκλήρωση/αναβάθμιση υποδομών (PL-SK IP, GIPL, Baltic pipe, Διασυνδεδημένος Αγωγός (IGB), αύξηση της δυναμικότητας αποθήκευσης ΥΦΑ στην Ελλάδα, και επέκταση του PL LNG facility)
- Παροχή ρωσικού ΦΑ:
  - 385 mcm (μέχρι 17 Ιουνίου)
  - 135 mcm (18 Ιουνίου - 30 Σεπτεμβρίου 2022)

- 0 mcm (1 Οκτωβρίου 2022 - τέλη 2023)

Με βάση τα προκαταρκτικά αποτελέσματα της Μελέτης φάνηκε ότι οι βορειοανατολικές χώρες επηρεάζονται περισσότερο με τη Μη Εξυπηρετούμενη Ζήτηση ανά χώρα να μην ξεπερνά το 20% της αντίστοιχης εθνικής ζήτησης ΦΑ για όλες τις χώρες κυρίως λόγω της εφαρμογής του μηχανισμού επιμερισμού των βαρών (burden-sharing mechanism). Ειδικά για την Ελλάδα, για το βασικό σενάριο, το ποσοστό της Μη Εξυπηρετούμενης Ζήτησης προέκυψε ίσο με 11,7% και οι περικοπές ΦΑ για το χειμώνα 2022-2023 υπολογίστηκαν ίσες με 0,4 bcm. Αντίστοιχα στο σενάριο επίτευξης της μείωσης κατά 10% η μη εξυπηρετούμενη ζήτηση για την Ελλάδα είναι μηδενική.

### 2.2.2 Ομάδα Κινδύνου Αλγερία (σε εξέλιξη)

Η περιοχή που καταλαμβάνει αυτή η Ομάδα Κινδύνου, περιλαμβάνει 3 διασυνδέσεις όπου εισάγεται αέριο από την Αλγερία, 2 εκ των οποίων (Tarifa και Almeria) βρίσκονται στην Ισπανία και ένα στην Ιταλία (Mazara del Vallo) με συνολική δυναμικότητα εισαγωγής (τεχνική δυναμικότητα) 2,009 GWh/d.

Επιπροσθέτως στην περιοχή υπάρχουν 17 σταθμοί αεριοποίησης. Για το 2019, το ΥΦΑ που εισήλθε από αυτούς τους σταθμούς ανήλθε στις 97TWh και 31 TWh το 2020. Συνολικά οι εισαγωγές αερίου από την Αλγερία σε αυτή την Ομάδα Κινδύνου αφορούσαν το 17,1% των συνολικών εισαγωγών για το 2020 και το 17,4% για το 2021 αντίστοιχα. Στο πλαίσιο των εργασιών της Ομάδας Κινδύνου Αλγερία αναπτύχθηκαν 4 σενάρια κρίσης και συγκεκριμένα

1. Ολική Διακοπή τροφοδοσίας από Αλγερία,
2. Διαταραχή της τροφοδοσίας των αγωγών Mahreb<sup>15</sup>-Europe και MEDGAZ (υποθαλάσσιοι αγωγοί)
3. Διαταραχή τροφοδοσίας του αγωγού Transmed (υποθαλάσσιος αγωγός μεταξύ Τυνησίας και Ιταλίας)
4. Διακοπή λειτουργίας του μεγαλύτερου εργοστασίου υγροποίησης της Αλγερίας

Σε κανένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν δεν σημειώθηκε έλλειμμα φυσικού αερίου.

### 2.3 Εθνική Μελέτη Επικινδυνότητας

Η τελευταία Εθνική Μελέτη Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ εκπονήθηκε από τη ΡΑΕ, ως Αρμόδια Αρχή, τον Μάιο του 2020 και δεν έχει πραγματοποιηθεί πιο πρόσφατη επικαιροποίηση. Ωστόσο, λόγω της ανάγκης για ταχεία προσαρμογή των σχεδιασμών και την παράλληλη λήψη μέτρων πρόληψης, αντιμετώπισης και άμβλυνσης των επιπτώσεων που έχουν προκληθεί από τη συνεχιζόμενη κατάσταση μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας, η ΡΑΕ, στα πλαίσια του παρόντος Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, έκρινε σκόπιμη την επανεξέταση του Σεναρίου 16 το οποίο περιλαμβάνεται στη Μελέτη προσδιορισμού των εθνικών σεναρίων κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Χώρας, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941, και αφορά στην ολική διακοπή τροφοδοσίας από Ρωσία.

Η Μελέτη προσδιορισμού των εθνικών σεναρίων κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας εκπονήθηκε από τη ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της ως Αρμόδια Αρχή, σε στενή συνεργασία με

<sup>15</sup>Ο αγωγός αυτός δεν είναι σε λειτουργία από τον Νοέμβριο του 2021 εξαιτίας πολιτικών αναταραχών μεταξύ Αλγερίας και Μαρόκου.

τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) και τη συμβολή του Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΕΧΕ) και της Γενικής Διεύθυνσης Κυβερνοασφάλειας του Υπουργείου Ψηφιακής Διακυβέρνησης και ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2022. Στόχος της Μελέτης ήταν η διερεύνηση των συνθηκών εκείνων που δύνανται να διακινδυνεύσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με ηλεκτρική ενέργεια τα έτη 2021-2024 και τα αποτελέσματά της αποτελούν τη βάση για την εκπόνηση του Εθνικού Σχεδίου Ετοιμότητας αντιμετώπισης κινδύνων στον τομέα του ηλεκτρισμού κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941.

Η Μελέτη για τον προσδιορισμό των εθνικών σεναρίων κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας βασίστηκε στη μεθοδολογία του ENTSO-E «Methodology to Identify Regional Electricity Crisis Scenarios in accordance with Article 5 of the REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on risk preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC», η οποία αναπτύχθηκε σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/941 και εγκρίθηκε με την υπ' αρ. 07/2020 Απόφαση του ACER (DECISION No 07/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS - of 6 March 2020 on the methodology for identifying regional electricity crisis scenarios).

Στη βάση της ανωτέρω μεθοδολογίας αναλύθηκε το σύνολο των διαθέσιμων στοιχείων και πληροφοριών που συλλέχθηκαν για την αναγνώριση και ανάλυση των διακινδυνεύσεων που μπορούν να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με ηλεκτρική ενέργεια την υπό εξέταση χρονική περίοδο. Στο πλαίσιο αυτό, εξετάστηκαν και προσομοιώθηκαν συνολικά **16 σενάρια κρίσης** διάρκειας από μερικές ώρες έως 1 μήνα, αναλόγως το σενάριο, σε συνδυασμό με συγκεκριμένα προφίλ ζήτησης.

Για τη διαβάθμιση των επιπτώσεων των εξεταζόμενων σεναρίων στο σύστημα μεταφοράς λήφθηκε υπόψη η 5-βάθμια κλίμακα του Παραρτήματος Ι της εγκεκριμένης από τον ACER μεθοδολογίας του ENTSO-E, με τη χρήση δύο παραμέτρων, ήτοι της αναμενόμενης απώλειας φορτίου ("Expected Energy Not Served" – EENS) και της αναμενόμενης αξίας απώλειας φορτίου ("Loss of Load Expectation" – LOLE). Επιπλέον, για την κατηγοριοποίηση με βάση την πιθανότητα εμφάνισης ενός σεναρίου κρίσης λήφθηκε υπόψη η κλίμακα του Παραρτήματος Ι (Scenario rating scales) της ίδιας μεθοδολογίας.

Η αποτίμηση της επικινδυνότητας κάθε εξεταζόμενου σεναρίου πραγματοποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη την κλάση της επίπτωσής του σε συνδυασμό με την κλάση της πιθανότητας εμφάνισής του, οδηγώντας στην κατασκευή της μήτρας επικινδυνότητας (Risk Matrix) που απεικονίζεται στην Εικόνα 16.

Επιπτώσεις		Πιθανότητα εμφάνισης				
EENS%	LOLE	Πολύ πιθανό	Αρκετά Πιθανό	Πιθανό	Μάλλον απίθανο	Απίθανο
Καταστροφικές	Καταστροφικές			Σ15		
Καταστροφικές	Κρίσιμες					
Κρίσιμες	Καταστροφικές					
Καταστροφικές	Μεγάλες					
Μεγάλες	Καταστροφικές					
Καταστροφικές	Μικρές					
Μικρές	Καταστροφικές					
Καταστροφικές	Ασήμαντες					
Ασήμαντες	Καταστροφικές					
Κρίσιμες	Κρίσιμες	Σ16(α)	Σ6 Σ4	Σ14		
Κρίσιμες	Μεγάλες	Σ16(β)				
Μεγάλες	Κρίσιμες					
Κρίσιμες	Μικρές					
Μικρές	Κρίσιμες					
Κρίσιμες	Ασήμαντες					
Ασήμαντες	Κρίσιμες					
Μεγάλες	Μεγάλες			Σ9		
Μεγάλες	Μικρές			Σ10		
Μικρές	Μεγάλες		Σ1			
Μεγάλες	Ασήμαντες					
Ασήμαντες	Μεγάλες					
Μικρές	Μικρές		Σ12 Σ11			
Μικρές	Ασήμαντες					
Ασήμαντες	Μικρές					
Ασήμαντες	Ασήμαντες	Σ5	Σ2 Σ3	Σ13 Σ7 Σ8		

**Εικόνα 16:** Αποτίμηση της επικινδυνότητας των εθνικών σεναρίων κρίσης

Από την ανάλυση των εξεταζόμενων σεναρίων κρίσης και λαμβάνοντας υπόψη τη μήτρα επικινδυνότητας που κατασκευάστηκε για την αποτίμηση της επικινδυνότητάς τους, προέκυψε ότι τα σενάρια που σχετίζονται με την εμφάνιση Γεωπολιτικών κινδύνων, όπως είναι η Διακοπή τροφοδοσίας ΦΑ από Ρωσία τον επικείμενο χειμώνα 2022-2023 (Σ16α: χωρίς την Πτολεμαΐδα V και Σ16β: με την Πτολεμαΐδα V), αναμένεται να προκαλέσουν τις πιο δυσμενείς συνέπειες στην τροφοδοσία των καταναλωτών.

Στα πλαίσια του παρόντος Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, το ανωτέρω Σενάριο 16 (Σ16α και Σ16β) επικαιροποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες και τις εξής παραδοχές:

- **Διάρκεια σεναρίου:** 3 μήνες
- **Χρονική περίοδος:** 1/1/2023-31/3/2023
- **Διεθνείς ηλεκτρικές διασυνδέσεις:** διαθέσιμες
- **Μίγμα ΗΠ:**
  - **ΦΑ:** Σε συνεργασία με τον ΔΕΣΦΑ εκτιμήθηκε η ελάχιστη διαθέσιμη ποσότητα φα για ηλεκτροπαραγωγή, με βήμα ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη εξαγωγές ΦΑ προς Βουλγαρία στη μέγιστη τεχνικά δυναμικότητα, μηδενική ροή από Κήπους και Σιδηρόκαστρο και μεγιστοποίηση εισόδου από Αγία Τριάδα. έγιστες ημερήσιες ποσότητες ΦΑ για ΗΠ:
  - **Λιγνίτης:** διαθέσιμες όλες οι μονάδες
  - **Για τον υπολογισμό των επιπτώσεων από την ενδεχόμενη διακοπή τροφοδοσίας, θεωρήθηκαν διαθέσιμες οι μονάδες με καύσιμο οι οποίες διαθέτουν δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου**

Με βάση τα αποτελέσματα του επικαιροποιημένου Σεναρίου 16 που περιλαμβάνονται στον **Πίνακας 43** προκύπτει ότι οι επιπτώσεις εμφάνισής του στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας θα είναι από Μεγάλες έως Καταστροφικές. Στην τελευταία περίπτωση το έλλειμμα ΦΑ διαμορφώνεται μεταξύ 1,9 έως 4,2 TWhth.

**Πίνακας 43:** Ποιοτική εκτίμηση των επιπτώσεων εμφάνισης του Σεναρίου 16 στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Χώρας

Διασυνδέσεις (MWh)	Χωρίς Πτολεμαΐδα (Σ16α)	Με Πτολεμαΐδα (Σ16β)
0	ΚΡΙΣΙΜΕΣ	ΜΕΓΑΛΕΣ
12.000	ΚΑΤΑΣΤΡΟΦΙΚΕΣ	ΚΡΙΣΙΜΕΣ
24.000	ΚΑΤΑΣΤΡΟΦΙΚΕΣ	ΚΑΤΑΣΤΡΟΦΙΚΕΣ



### 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 ΙΙ 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 φορές 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. m<sup>3</sup>/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. m<sup>3</sup>/ημέρα), εκτός από την παραγωγή, το ΥΦΑ και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης που καλύπτονται από τα P<sub>m</sub>, S<sub>m</sub> και LNG<sub>m</sub>, 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. m<sup>3</sup>/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.

«**Sm**»: ως μέγιστη τεχνική ικανότητα απόληψης (εκφρασμένη σε εκατ. m<sup>3</sup>/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.

«**LNGm**»: ως μέγιστη τεχνική δυναμικότητα εγκατάστασης ΥΦΑ (εκφρασμένη σε εκατ. m<sup>3</sup>/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.

«**I<sub>m</sub>**»: νοείται η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου (εκατ. m<sup>3</sup>/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<sub>m</sub>**: Οι τεχνικές δυναμικότητες των Σημείων Εισόδου στο Σιδηρόκαστρο, τους Κήπους και τη Ν. Μεσήμβρια

**P<sub>m</sub>=0**: Μηδενική παραγωγή φυσικού αερίου

**S<sub>m</sub>=0**: Δεν υπάρχει υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου

**LNG<sub>m</sub>**: η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα

**I<sub>m</sub>**: η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου με την υψηλότερη ικανότητα παροχής (Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα) : **ίση με την LNG<sub>m</sub>**

**D<sub>max</sub>**: Η μέγιστη ημερήσια ζήτηση της Ελληνικής αγοράς.

Ο προσδιορισμός των τεχνικών δυναμικότητων των Σημείων Εισόδου γίνεται από τον Διαχειριστή<sup>16</sup>. 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 - Σιδηρόκαστρο) 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.

<sup>16</sup>Μέθοδος προσδιορισμού τεχνικών δυναμικότητων”.

Ο υπολογισμός της τεχνικής δυναμικότητας του Νότιου Σημείου Εισόδου (μέσω του μετρητικού σταθμού Αγ.Τριάδας) βασίζεται στη δυναμικότητα αεριοποίησης του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβουθούσας 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 2021-2022 φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 44:** Δεδομένα υπολογισμού N-1

	<b>2021-22</b> <i>εκ. Nm<sup>3</sup>/ημ.</i>
<b>ΕΡ<sub>ΣΙΔΗΡ.</sub></b>	10,5
<b>ΕΡ<sub>ΚΗΠ.</sub></b>	4,7
<b>ΕΡ<sub>Ν. ΜΕΣΗΜΒ.</sub></b>	
<b>Σύνολο (ΕΡ<sub>ΣΙΔΗΡ.</sub>, ΕΡ<sub>ΚΗΠ.</sub>, ΕΡ<sub>Ν. ΜΕΣΗΜΒ.</sub>)</b>	<b>15,1</b>
<b>I<sub>m</sub></b>	19,4
<b>P<sub>m</sub></b>	-
<b>S<sub>m</sub></b>	
<b>D<sub>max</sub></b>	27,07

Σημειώνεται ότι αναφορικά με τη μέγιστη ημερήσια ζήτηση (D<sub>max</sub>) 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 45:** Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 χωρίς εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς

	<b>2021-22</b>
<b>N-1 (%)</b>	55,78

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. Nm<sup>3</sup>/ημ.) από τους διακόψιμους και διακοπτόμενους καταναλωτές

(μέτρο αγοράς), ενώ από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου προκύπτει όφελος 8,6<sup>17</sup> (εκ. Nm<sup>3</sup>/ημ.)<sup>18</sup>. Έτσι, η εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς (**D<sub>eff</sub> = 1,1 εκ. Nm<sup>3</sup>/ημ**) και από την εναλλαγή καυσίμου σε μονάδες ΗΠ θεωρείται ότι οδηγεί σε εξοικονόμηση συνολικά **9,7 εκ. Nm<sup>3</sup>/ημ**.

Ακολουθώς, 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 46:** Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 μετά από εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης

	2021-22
<b>N-1 (%) με D<sub>eff</sub></b>	58,14
<b>N-1 (%) με D<sub>eff</sub> και dual fuel</b>	86,93

### 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.

<sup>17</sup> Προκύπτει για συνολική αποδιδόμενη ισχύ 1,8 GWe υπό τη θεώρηση λειτουργίας 1 ημέρας σε πλήρη φόρτιση.

<sup>18</sup> Για τον υπολογισμό του οφέλους από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου, ελήφθη υπόψη η διαθέσιμη αποδιδόμενη ισχύς που καταγράφηκε κατά διεξαγωγή της 1<sup>ης</sup> δοκιμής (μετά την υπογραφή της σύμβασης της παρ. 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011).

**Πίνακας 47:** Αποτελέσματα<sup>19</sup> του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τα έτη 2020 και 2021

	2020	2021
<b>Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου</b>		
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
<b>Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»</b>		
N-1 (%) (Im: Baumgaurten)	123,00	123,00
N-1 (%) (Im: Mazara de Vallo)	132,00	131,00
<b>Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»</b>		
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

Η Χώρα μας διαθέτει ένα σημείο διασύνδεσης με ικανότητα αμφίδρομης ροής με το σύστημα της Βουλγαρίας – Σημείο Διασύνδεσης Kulata-Σιδηρόκαστρο. Από την 1η Οκτωβρίου του 2021 η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Διασύνδεσης στη κατεύθυνση Βουλγαρία προς Ελλάδα (φυσική ροή) είναι 117.265.409 kWh/ημέρα, ενώ η τεχνική δυναμικότητα αντίστροφης ροής (από Ελλάδα προς Βουλγαρία) είναι 64.529.700 kWh/ημέρα. Η δυνατότητα φυσικής αντίστροφης ροής δόθηκε από την 1η Ιουνίου 2017, οπότε ετέθη σε εφαρμογή η δεύτερη έκδοση της Συμφωνίας Διασυνδεδεμένων Συστημάτων (Interconnection Agreement) μεταξύ των διαχειριστών ΔΕΣΦΑ και Bulgartransgaz. Δεσμοποιημένο τυποποιημένο προϊόν φυσικής αντίστροφης ροής διάρκειας προσφέρθηκε από τους δύο διαχειριστές για πρώτη φορά διαμέσου ετήσιων δημοπρασιών στο συγκεκριμένο σημείο διασύνδεσης τον Μάρτιο του 2017. Προϊόν διακοπτόμενης αντίστροφης ροής προσφέρεται επίσης προς δημοπράτηση σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 459/2017.

Στο σημείο διασύνδεσης του ΕΣΦΑ με τον αγωγό Trans Adriatic Pipeline (TAP) στη Νέα Μεσημβρία υπάρχει η δυνατότητα αμφίδρομης ροής φυσικού αερίου. Ωστόσο, η επίτευξη αντίστροφης ροής (κατεύθυνση από το ΕΣΦΑ προς τον TAP) απαιτεί την εγκατάσταση νέου σταθμού συμπίεσης στην περιοχή της Ν. Μεσημβρίας ο οποίος έχει περιληφθεί στο εγκεκριμένο Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 116/2021 «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030, ΦΕΚ Β' 1392/08.04.2021) και αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το καλοκαίρι του 2023.

Η Ελλάδα διαθέτει επίσης 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 αντίστροφης ροής παρά μόνο εικονικής.

<sup>19</sup> Ο δείκτης είναι υπό επικαιροποίηση ενόψει της επικαιροποίησης των Κοινών Μελετών Επικινδυνότητας των Ομάδων. Τα αποτελέσματα θα ενσωματωθούν στις επικαιροποιημένες Μελέτες.

Τέλος, στο τελευταίο τετράμηνο του 2022 αναμένεται να ξεκινήσει η εμπορική λειτουργία του αγωγού IGB, ο οποίος διασυνδέεται με το ΕΣΦΑ στο Σημείο Διασύνδεσης Κομοτηνή.

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

Σημειώνεται ότι οι αγωγοί TAP και IGB λειτουργούν υπό καθεστώς εξαιρέσης 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 Εξαιρέσης.

### 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.

## 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 48** 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 48:** Απολογιστικά στοιχεία κατανάλωσης Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2021  
(πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας)

Στοιχεία κατανάλωσης φυσικού αερίου 2021	mNcm	MWh	Ποσοστό επί της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης αερίου
<b>Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου 2021</b>			
<b>Ετήσια κατανάλωση αερίου 2021</b>	<b>6.451,516</b>	<b>70.445.214,445</b>	
<b>Κατανάλωση Προστατευόμενων Καταναλωτών 2021</b>			
<b>1. Οικιακοί καταναλωτές</b>	554.6650	6.056.477,218	8,6%
<b>2. Εμπορικοί και Βιομηχανικοί (ACQ &lt;10.000MWh)</b>	154.502	1,687,029,998	2,39%
<b>3. Βασικές κοινωνικές υποδομές (αναλύονται στις παρακάτω υποκατηγορίες)</b>	89.029	972.126,737	1,38%
Υποδομές Εκπαίδευσης	17,329	189.126,737	0,27%
Διοικητικές Υπηρεσίες	8.717	95.184,244	0,14%
Νοσοκομεία	51.063	557.567,964	0,79%
Αεροδρόμια	2.972	32.446,348	0,05%
Σταθμοί Πλήρωσης καύσιμου οχημάτων MM και αποκομιδής απορριμμάτων	8.949	97.711,588	0,14%
<b>Σύνολο (2+3)</b>	<b>243.531</b>	<b>2.659.156,735</b>	<b>3,77%</b>
<b>4. Τηλεθέρμανση (για οικιακούς ή επιχειρήσεις κατηγορίας 2 και 3)</b>	20.447	223.267,242	0,32%
<b>Σύνολο (2+3+4)</b>	<b>818.643</b>	<b>8.938.901,195</b>	<b>12,69%</b>

#### 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.

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

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



Στο σενάριο που εξετάστηκε οι συνθήκες έχουν διαφοροποιηθεί θεωρώντας ένα πιο επαυξημένο κανόνα για εφοδιασμό εφόσον εξετάζεται διακοπή τροφοδοσίας διάρκειας 3 μηνών, λόγω των ειδικών συνθηκών που έχουν διαμορφωθεί και αφορούν σε παρατεταμένη διακοπή τροφοδοσίας. Περαιτέρω, καθώς το σενάριο υπολογίζει την ελάχιστη διαθέσιμη ποσότητα για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής, δηλαδή την υπολειπόμενη ποσότητα μετά την ικανοποίηση της ζήτησης τόσο των Προστατευμένων όσο και των Βιομηχανικών Καταναλωτών, ο Κανόνας για τον Εφοδιασμό ικανοποιείται. Εξάλλου

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**.

#### 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 διακόπεται/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:** Εθνικό • 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 αντάλλαγμα 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 49:** Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου

<b>ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ</b>	<b>ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)</b>	<b>ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)</b>
Κομοτηνή	484,6	483
Λαύριο IV	560	530
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	355,53
Θίσβης (Elpedison)	421,6	288,42
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	137,67
<b>Σύνολο</b>	<b>2023,1</b>	<b>1794,62</b>

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 ΡΑΕ 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 ΡΑΕ 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 ΡΑΕ 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 ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

**Εκτιμώμενο κόστος:** Το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλλει ο ΔΕΣΦΑ στις ανωτέρω μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (**Πίνακας 49**) 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 καύσιμου 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 50**) 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 50** περιλαμβάνονται και οι μονάδες με δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου, υπό συγκεκριμένες συνθήκες (π.χ. περιορισμοί στη διάρκεια λειτουργίας με diesel).

**Πίνακας 50:** Σύνολο υπό συνθήκες «κρίσιμων» μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ

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 (EIp Edison)	408,4	√	355,53
ΗΡΩΝ II	432		
Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6		
Θίσβης (EIp Edison)	421,6	√	288,42
Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5		
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	√	137,67
Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334		

**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2022

ADG IV (Protergia) <sup>20</sup>	826		
----------------------------------	-----	--	--

---

<sup>20</sup> Η μονάδα βρίσκεται σε φάση δοκιμαστικής λειτουργίας.

## 5 Προληπτικά Μέτρα

Λαμβάνοντας υπόψη τα συμπεράσματα των Μελετών που έχουν διεξαχθεί το τελευταίο διάστημα σε περιφερειακό επίπεδο, τα αποτελέσματα του Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων Κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας και τα αποτελέσματα των εξειδικευμένων σεναρίων, επικαιροποίησης της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας όπως αυτά παρουσιάστηκαν συνοπτικά στο κεφάλαιο 2, 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 1:** Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου

**Στρατηγική 2:** Ενίσχυση διαθεσιμότητας φυσικού αερίου -αποθήκευση αερίου

**Στρατηγική 3:** Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση φυσικού αερίου κατά την κρίση

**Στρατηγική 4:** Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου

Σημειώνεται ότι έργα ανάπτυξης υποδομών (νέες πηγές προμήθειας και αποθήκευσης φυσικού αερίου) με ορίζοντα υλοποίησης από το 2023 και έπειτα παρουσιάζονται στο **Κεφάλαιο 7**.

### 5.1 Στρατηγική 1: Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών φα

#### 5.1.1 Δράση Δ1: Αύξηση δυναμικότητας αεριοποίησης Ρεβυθούσας

**Τύπος μέτρου:** υποδομής

**Κατάσταση:** Ολοκληρώθηκε 1 Ιουνίου 2022

**Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής:** 1 Ιουνίου 2022 και εφεξής

**Κόστος:** Το έργο «Επαύξηση της ηλεκτρικής εφεδρικής ισχύος στο τερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας», το οποίο περιλαμβάνονταν στο έργο της αναβάθμισης της Ρεβυθούσας, ολοκληρώθηκε επιτυχώς προσδίδοντας αύξηση της δυναμικότητας αεριοποίησης προς εμπορική χρήση (Sustained Maximum Send Out Rate – SMSR) από τα 1250 m<sup>3</sup> LNG/h στα 1400 m<sup>3</sup> LNG/h (αντιστοιχία σε MWh από 201.000MWh/d σε 225.000MWh/d), μειώνει αντίστοιχα τον εφεδρικό εξοπλισμό για την διαχείριση τυχόν προβλημάτων λειτουργίας από 400 m<sup>3</sup> LNG/h σε 250 m<sup>3</sup> LNG/h αντίστοιχα. Το κόστος έχει περιληφθεί στη Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση του ΕΣΦΑ και ανακτάται από τα τιμολόγιά του.

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Η συνεισφορά της συγκεκριμένης αναβάθμισης προσδίδει αύξηση της δυναμικότητας του συστήματος της τάξης των 24.000.000 kWh/ημέρα.

#### 5.1.2 Δράση Δ2: Προσθήκη πλωτής δεξαμενής LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας

**Τύπος μέτρου:** υποδομή

**Κατάσταση:** Ολοκληρώθηκε Ιούνιος 2022



**Περιγραφή:** Σύμφωνα με τα άρθρα 116 και 117 του Νόμου 4951 (ΦΕΚ Α 129/04.07.2022), η προσθήκη πλωτής δεξαμενής θα αυξήσει τη συνολική διαθέσιμη αποθηκευτική ικανότητα της Ρεβυθούσας από 225.000 m<sup>3</sup> σε άνω των 370.000 m<sup>3</sup>. Θα επιτρέπει την μεταφόρτωση Ship-to-Ship. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της πλωτής δεξαμενής παρουσιάζονται στον παρακάτω **Πίνακας 51**.

**Πίνακας 51:** Τεχνικά χαρακτηριστικά FSU (πηγή ΔΕΣΦΑ)

<b>FSU Vessel</b>	
Vessel Length Overall (LOA)	283.062 metres
Vessel Capacity	145,611.153 m <sup>3</sup> LNG
Vessel Loading Rate	5400m <sup>3</sup> LNG/h
Vessel Unloading Rate	12250 m <sup>3</sup> LNG/h

Σύμφωνα με τον ίδιο νόμο, μετά τη θέση του πλοίου ΥΦΑ σε λειτουργία ως πλωτή δεξαμενή της Εγκατάστασης ΥΦΑ και για το χρονικό διάστημα που η μίσθωση βρίσκεται σε ισχύ, το πλοίο ΥΦΑ λογίζεται ως αναπόσπαστο τμήμα της Εγκατάστασης Υ.Φ.Α. στη νήσο Ρεβυθούσα και υπόκειται στους όρους και τις προϋποθέσεις του Κώδικα Διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου του άρθρου 69 του ν. 4001/2011 και του Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου του άρθρου 88 του ν. 4001/2011.

**Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής:** Η πλωτή δεξαμενή βρίσκεται ήδη στο αγκυροβόλιο του κόλπου των Μεγάρων, η διάρκεια της μίσθωσής της θα είναι 365 ημέρες ενώ υπάρχει δυνατότητα παράτασης αυτής για διάστημα έως έξι μηνών κατόπιν έγκρισης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

**Κόστος:** Το κόστος της Δράσης αφορά στο κόστος ενοικίασης της πλωτής δεξαμενής μαζί με τον απαιτούμενο εξοπλισμό για φόρτωση εν πλω από πλοίο ΥΦΑ (Ship To Ship operation). Η εκτίμηση για το κόστος υποδομής είναι της τάξης των 20 εκ € (μη συμπεριλαμβανομένου ΦΠΑ) και περιλαμβάνει μόνο τη μίσθωση της πλωτής δεξαμενής .

**Ανάκτηση Κόστους:** Το κόστος μίσθωσης του πλοίου ΥΦΑ, σύμφωνα με τη παράγραφο 4 του άρθρου 116, εγκρίνεται από τη ΡΑΕ, κατόπιν τεκμηρίωσης από τον ΔΕΣΦΑ, ως προς τον εύλογο και ανταποδοτικό χαρακτήρα του κόστους, και ανακτάται από τον Διαχειριστή μέσω του ΤΑΕ.

Τα λοιπά κόστη διαχείρισης της πλωτής δεξαμενής, όπως λειτουργικά έξοδα (κόστος καυσίμου, κόστος ρυμουλκών, λιμενικά τέλη, κόστη πρακτορείας, κλπ) και εκτιμώμενες απώλειες λόγω των απαερίων ΥΦΑ (Boil Off Gas - BOG) δεν περιλαμβάνονται στο κόστος υποδομής και δεν αποζημιώνονται από το Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ) της παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, καθώς σχετίζονται με τη χρήση της υποδομής.

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Το μέτρο αυτό είναι ανταποδοτικό και αποσκοπεί στην ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια φυσικού αερίου, λόγω των εξελίξεων στην αγορά ενέργειας, μέσω της αύξησης του διαθέσιμου αποθηκευτικού χώρου της Εγκατάστασης ΥΦΑ.

Η αύξηση της αποθηκευτικής δυνατότητας ΥΦΑ της Εγκατάστασης ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα, θα έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση των ποσοτήτων ΥΦΑ που είναι δυνατόν να διαχειρίζεται η εν λόγω Εγκατάσταση κατά το διάστημα μίσθωσης της πλωτής δεξαμενής.

Η μίσθωση της πλωτής δεξαμενής θα συμβάλει στην αύξηση της προς εκφόρτωση Ποσότητας ΥΦΑ στην Εγκατάσταση ΥΦΑ,, ενισχύοντας τη διαφοροποίηση των πηγών φυσικού αερίου και αυξάνοντας την ευελιξία διαχείρισης του χαρτοφυλακίου των συμμετεχόντων στην Ελληνική και περιφερειακή αγορά Φυσικού Αερίου ή/και στη συμμετοχή νέων προμηθευτών. Επιπλέον, η αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας της Ρεβυθούσας ενισχύει την αγορά ΥΦΑ συμβάλλοντας στους στόχους της ΕΕ για την απεξάρτηση από το Ρωσικό φυσικό αέριο όπως αυτές εκφράζονται στο σχέδιο «RePower EU» ενισχύοντας την ασφάλεια εφοδιασμού.

Περαιτέρω, ιδίως σε συνδυασμό με τη Δράση Δ4, διασφαλίζεται η ύπαρξη ικανού αποθέματος στην Εγκατάσταση ΥΦΑ πριν την πραγματοποίηση Εκφόρτωσης Φορτίου ΥΦΑ, ώστε να είναι δυνατή η διαχείριση απρόβλεπτων περιστατικών, όπως η αργοπορημένη άφιξη πλοίου, χωρίς την ανάγκη λήψης μέτρων διαχείρισης κρίσης εφοδιασμού.

Τέλος, η δυνατότητα πλήρωσης της πλωτής δεξαμενής με την λειτουργία του Reloading θα βοηθήσει στην καλύτερη διαχείριση του αποθηκευτικού χώρου στις περιπτώσεις που απαιτείται απομείωση των αποθεμάτων στις τρεις υφιστάμενες δεξαμενές ώστε να εκφορτώσει το επόμενο πλοίο ΥΦΑ. Έτσι οι Χρήστες ΥΦΑ θα μπορούν να διαχειρίζονται καλύτερα τα αποθέματά τους χωρίς να αναγκάζονται να αεριοποιούν περισσότερες ποσότητες από αυτές που χρειάζονται.

## 5.2 Στρατηγική 2: Ενίσχυση διαθεσιμότητας φυσικού αερίου -αποθήκευση αερίου

5.2.1 **Δράση Δ3:** Θέσπιση υποχρέωσης διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους σε κατόχους άδειας προμήθειας σε τελικούς πελάτες, οι οποίοι εισήγαγαν φυσικό αέριο στο ΕΣΦΑ τα πέντε προηγούμενα έτη και είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ (εμπορική αποθήκευση)

**Τύπος μέτρου:** αγοράς

**Περιγραφή:** Οι Υπόχρεοι Προμηθευτές, είτε οι ίδιοι είτε μέσω τρίτου προμηθευτή φυσικού αερίου, θα δεσμεύσουν χώρο και θα αποθηκεύσουν ποσότητα φυσικού αερίου σε υπόγειες αποθήκες γειτονικών Κρατών-Μελών μέχρι την 1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2022. Η απόληψη και χρήση της αποθηκευμένης ποσότητας θα είναι διαθέσιμη στους Υπόχρεους και στην ελληνική αγορά κάτω από οποιοσδήποτε συνθήκες (ακόμα και αν δεν υλοποιηθεί το δυσμενές σενάριο διακοπής τροφοδοσίας φυσικού αερίου) κατά την περίοδο απόληψης φυσικού αερίου, η οποία λαμβάνει χώρο κατά τους μήνες Νοέμβριο 2022 – Μάρτιο 2023.

Οι Υπόχρεοι απομαστεύουν το φυσικό αέριο από την υπόγεια αποθήκη και το μεταφέρουν στην Ελλάδα με σταθερό ημερήσιο ρυθμό απόληψης. Το αέριο διατίθεται στην ελληνική αγορά στο Βάθρο Εμπορίας.

Οι Υπόχρεοι Προμηθευτές οι οποίοι παρουσιάζονται στον παρακάτω **Πίνακας 52** προσδιορίζονται από τα παρακάτω (σωρευτικά) κριτήρια:

- ✓ Είναι αδειούχοι Προμηθευτές
- ✓ Είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ

- ✓ Διέθεταν σύμβαση προμήθειας (βραχυχρόνια ή μακροχρόνια) με ανάντη Προμηθευτή για την εισαγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα την τελευταία 5ετία.

Προμηθευτές με μερίδια εισαγωγών μικρότερα ή ίσα του 1% απαλλάσσονται από την υποχρέωση.

Δεδομένης της διαθέσιμης αδιάλειπτης δυναμικότητας στα Σημεία Διασύνδεσης της χώρας με Κράτη-Μέλη, έγινε προκαταρκτική ανάλυση της δυνατότητας και του κόστους για την μεταφορά και αποθήκευση φυσικού αερίου σε αποθήκες της Ιταλίας.

Οι Υπόχρεοι αποθήκευσης, οι οποίοι θα αποθηκεύσουν φυσικό αέριο στην Ιταλία κατά την περίοδο απόληψης θα «εισάγουν» το φυσικό αέριο που έχουν αποθηκεύσει στο ΕΣΦΑ στο Σημείο Εισόδου (ΣΕ) Νέα Μεσημβρία, μέσω εικονικής ανάστροφης ροής από τον αγωγό TAP.

Η τεχνικά μέγιστη διαθέσιμη δυνατότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο ΣΕ Νέα Μεσημβρία προσδιορίζεται, για τις συγκεκριμένες συνθήκες (μη διακοπής ρωσικού αερίου), στις 7.522MWh/d λαμβάνοντας υπόψη και τα αποτελέσματα που σημειώθηκαν στην ετήσια δημοπρασία δέσμευσης δυναμικότητας που διεξήχθη από τον ΔΕΣΦΑ την 4<sup>η</sup> Ιουλίου 2022. Η συνολική ποσότητα αποθήκευσης προσδιορίζεται από το γινόμενο της διαθέσιμης (μη δεσμευμένης) ημερήσιας δυναμικότητας του ΣΕ Νέα Μεσημβρία επί τον αριθμό ημερών της ημερήσιας απόληψης (150d) και ισούται με 1,14TWh.

Το ύψος του αποθέματος που οφείλουν να τηρούν στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης γειτονικών Κ-Μ ορίζεται ίσο με το γινόμενο του μεριδίου των εισαγωγών τους στην Ελληνική αγορά όπως αυτό παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα, επί τη συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης στην Ιταλία (ποσότητα ίση με 1,14TWh).

**Πίνακας 52:** Υπόχρεοι Προμηθευτές και ποσότητες αποθέματος

Υπόχρεοι Προμηθευτές	2017	2018	2019	2020	2021	Σταθμισμένο ποσοστό /μερίδιο εισαγωγών τελευταίας 5ετίας	Υποχρέωση σε MWh
ΔΕΠΑ	76%	71%	41%	36%	52%	54,6%	622.440
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	4%	10%	36%	36%	23%	23,5%	267.900
ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ	19%	19%	11%	9%	6%	12,1%	137.940
ELPEDISON			6%	13%	7%	5,8%	66.120
ΗΡΩΝ			1%	2%	3%	1,4%	15.960
ΔΕΗ			4%	3%	5%	2,6%	29.640

**Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής:** Άμεσα - Μάρτιος 2023

**Σύστημα Παρακολούθησης:** Υπεύθυνος για την παρακολούθηση εφαρμογής του μέτρου, τον έλεγχο των απαιτούμενων δικαιολογητικών (για τη δέσμευση της απαιτούμενης δυναμικότητας και την διατήρηση αποθέματος σε υπόγειες αποθήκες γειτονικών Κρατών-Μελών) και την εν γένει τήρηση των υποχρεώσεων των Υπόχρεων Προμηθευτών φυσικού

αερίου είναι ο ΔΕΣΦΑ ως διαχειριστής του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού και αντισυμβαλλόμενος με τους Υπόχρεους Προμηθευτές για την καταβολή της προβλεπόμενης αποζημίωσης.

Ο ΔΕΣΦΑ υποχρεούται να ενημερώνει εγγράφως τη ΡΑΕ για τη μη συμμόρφωση των Υπόχρεων Προμηθευτών με την εκπλήρωση της υποχρέωσης πλήρωσης της αποθήκης με φυσικό αέριο μέχρι την 1η Νοεμβρίου 2022, καθώς και για οποιαδήποτε άλλη συνθήκη που επηρεάζει την εφαρμογή του μέτρου.

**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.

**Κόστος:** Τα πρόσθετα κόστη που προκύπτουν για τους Υπόχρεους Προμηθευτές, οι οποίοι θα αποθηκεύσουν φυσικό αέριο στην Ιταλία, περιγράφονται στη συνέχεια:

- i. Κόστος για την έγχυση αερίου στο Ιταλικό σύστημα  
Το κόστος αυτό διαφοροποιείται ανάλογα με τον τρόπο που ο προμηθευτής επιλέξει να εξασφαλίσει τις ποσότητες φυσικού αερίου στην Ιταλία.
  - a. Στην περίπτωση μεταφοράς του αερίου από την Ελλάδα στην Ιταλία, προκύπτει ότι το κόστος για την μεταφορά και έγχυση στο Ιταλικό σύστημα αερίου αγωγού είναι περίπου  $\approx 9,05\text{€/MWh}$ , σύμφωνα με την ισχύουσα τιμολογιακή πολιτική των 3 εμπλεκόμενων Διαχειριστών (**Πίνακας 53 Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.**).

**Πίνακας 53:** Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ελλάδα προς Ιταλία

Ταρίφες μεταφοράς προς την Ιταλία	Τύπος Δυναμικότητας	€/MWh	€/MWh (Σύνολο)
Έξοδος Νέα Μεσημβρία (ΔΕΣΦΑ)	Interruptible	1,34	9,05
Είσοδος Νέα Μεσημβρία (TAP)	Interruptible	2,06	
Έξοδος/Είσοδος Melendugno (TAP/SNAM)	Firm	5,650	

  - b. Σε περίπτωση που ο Υπόχρεος εκφορτώσει πλοίο LNG σε Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ της Ιταλίας (πχ εκτρέποντας πλοίο που προοριζόταν για τη Ρεβυθούσα), το κόστος για τη χρήση μονάδων αεριοποίησης LNG της Ιταλίας είναι  $\approx 1,15\text{€/MWh}$  (bundled χρέωση).
  - c. Σε περίπτωση που ο Υπόχρεος προμηθευτεί φυσικό αέριο από την αγορά της Ιταλίας (PSV ή διμερές συμβόλαιο): μηδενικό κόστος.
- ii. Κόστος για την χρήση των υπόγειων αποθηκών της Ιταλίας ( $\approx 2,5\text{€/MWh}$ )
- iii. Κόστος για την απόληψη αερίου από την αποθήκη και την είσοδό του στο ΣΕ Νέα Μεσημβρία ( $\approx 3,3\text{€/MWh}$ ).

Κατά την περίοδο απόληψης του φυσικού αερίου από την υπόγεια αποθήκη και εισαγωγή του στην Ελλάδα, το κόστος μεταφοράς ισούται με  $3,27\text{€/MWh}$ , σύμφωνα με τον επόμενο Πίνακα.

**Πίνακας 54:** Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ιταλία προς Ελλάδα

Ταρίφες μεταφοράς προς Ελλάδα	Τύπος Δυναμικότητας	€/MWh	€/MWh (Σύνολο)
Έξοδος Meledugno (SNAM)	Interruptible	1,51	3,27
Είσοδος Meledugno -Έξοδος Νέα Μεσημβρία (TAP)	Interruptible	0,35	
Είσοδος Νέα Μεσημβρία (ΔΕΣΦΑ)	Firm	1,42	

Για την υλοποίηση της υποχρέωσης οι Υπόχρεοι, είτε οι ίδιοι, είτε μέσω άλλου προμηθευτή φυσικού αερίου, θα πρέπει να προχωρήσουν **άμεσα και χωρίς καθυστέρηση** από την έγκριση του ΣΠΔ στην απαιτούμενη δέσμευση δυναμικότητας στην πλατφόρμα PRISMA, όπως φαίνεται στους παρακάτω πίνακες **55 & 56**.

**Πίνακας 55:** Δέσμευση δυναμικότητας αγωγών για την αποθήκευση φυσικού αερίου στην

Περίπτωση α	DESFA	-Exit Capacity at Nea Mesimvria (IP TAP-DESFA)
	TAP	-Entry Capacity at Nea Mesimvria (IP TAP-DESFA) -Exit Capacity at Melendugno (IP TAP-SNAM)
	SNAM	-Entry Capacity at Melendugno (IP TAP-SNAM) -Injection Capacity at UGS
Περίπτωση β	LNG Operator	-Bundled regasification/Entry to system capacity
	SNAM	-Injection Capacity at UGS
Περίπτωση γ	SNAM	-Injection Capacity at UGS

**Πίνακας 56:** Δέσμευση Δυναμικότητας για την απόληψη φυσικού αερίου από αποθήκες της Ιταλίας

SNAM	-Withdrawal Capacity at UGS-Exit Capacity at Melendugno (IP TAP-SNAM)
TAP	-Commercial reverse flow capacity in (route entry Melendugno--> Exit Nea Mesimvria)
DESFA	-Entry Capacity at Nea Mesimvria (IP TAP-DESFA)

Τυχόν επιπλέον κόστη που θα προκύψουν από τις παραπάνω ενέργειες δέσμευσης δυναμικότητας ως αποτέλεσμα των διαγωνιστικών διαδικασιών θα αποζημιώνονται επίσης μέσω του ΤΑΕ.

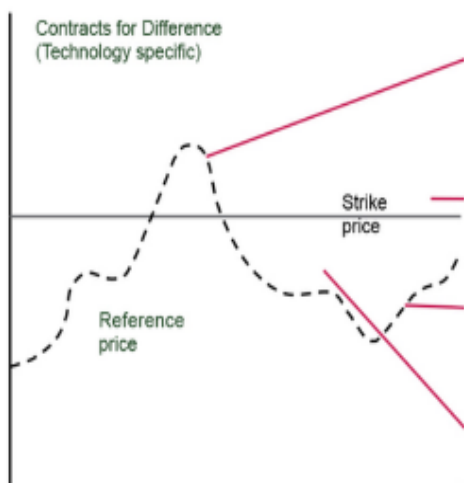
- iv. Το κόστος προμήθειας του φυσικού αερίου
- v. Το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων φυσικού αερίου για χρονική διάρκεια από την ημερομηνία προμήθειάς του μέχρι την ημερομηνία έγχυσης του στο ΕΣΜΦΑ (Μέγιστη διάρκεια 7 μήνες).

**Ανάκτηση κόστους :** Τα κόστη i, ii, iii και ν, καθώς και τυχόν πρόσθετα κόστη που θα προκύψουν ως αποτέλεσμα των διαγωνιστικών διαδικασιών για δέσμευση δυναμικότητας αποζημιώνονται μέσω του ΤΑΕ, καθώς είναι κόστη τα οποία προκύπτουν λόγω της υποχρέωσης διατήρησης αποθέματος στις υποδομές αποθήκευσης της Ιταλίας.

Το εκτιμώμενο κόστος για το παραπάνω μεταφορικό κόστος και κόστος αποθήκευσης κυμαίνεται μεταξύ 8 - 17 εκ. €.

Το κόστος προμήθειας αερίου δεν αποζημιώνεται καθώς θα χρησιμοποιηθεί από τους Υπόχρεους για την κάλυψη των πελατών τους κατά την περίοδο του χειμώνα. Ωστόσο λόγω της πρώιμης προμήθειας φυσικού αερίου και τα κόστη που δημιουργούνται εξαιτίας αυτής, καθώς και για την ασφαλέστερη θέση των υπόχρεων, δημιουργείται ένα Συμβόλαιο Διαφορών (Contract for Differences, CfD), αφενός για την κάλυψη των Υπόχρεων Προμηθευτών σε περίπτωση που η εμπορική τιμή του αερίου κατά την απόληψη (Βάθρο Εμπορίας) σε σχέση με την τιμή προμήθειας κατά την περίοδο έγχυσης είναι μικρότερη, αλλά και για την προστασία των καταναλωτών από τυχόν ιδιαίτερα υψηλές τιμές κατά την περίοδο απόληψης, εφόσον οι Υπόχρεοι Προμηθευτές επιστρέφουν την διαφορά (pay-back obligation) από την τιμή strike price και την τρέχουσα εμπορική τιμή κατά την στιγμή της απόληψης στο ΤΑΕ. Στην τιμή strike price, περιλαμβάνεται και το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων φυσικού αερίου για χρονική διάρκεια (max) 7 μηνών, το ύψος του οποίου προσδιορίζεται από τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ για το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου.

Η σύναψη CfD είναι στη διακριτική ευχέρεια κάθε Υπόχρεου.



Reference price: Τιμή αναφοράς (εμπορική τιμή- Βάθρο εμπορίας φυσικού αερίου), δηλαδή η τιμή στην οποία αυτό διατέθηκε στο Βάθρο Εμπορίας ή, σε περίπτωση που δεν διατέθηκε, η Τιμή Κλεισίματος του Βάθρου Εμπορίας εκείνης της ημέρας.

Strike Price: Τιμή κατά την προμήθεια και έγχυση φυσικού αερίου στην υπόγεια αποθήκη προσαυξημένη κατά το ποσοστό για την κάλυψη του χρηματοοικονομικού κόστους διατήρησης αποθεμάτων για τους μήνες από την ημερομηνία προμήθειας -έγχυσης μέχρι την ημερομηνία απόληψης και χρήσης, η οποία προσδιορίζεται από τη ΡΑΕ κατόπιν εισήγησης του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (EXE) που υποβάλλεται το αργότερο έως τις 15 Σεπτεμβρίου 2022.

**Γράφημα 17:** Συμβόλαιο Διαφορών

Pay back Obligation: Σε περίπτωση που η εμπορική τιμή (reference price) κατά την απόληψη και χρήση του φυσικού αερίου είναι μεγαλύτερη από το Strike Price, οι Υπόχρεοι Προμηθευτές θα πρέπει να επιστρέψουν τη διαφορά στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ). Αν ωστόσο τη τιμή εμπορική τιμή κατά την απόληψη και χρήση του αποθηκευμένου αερίου (reference price) είναι χαμηλότερη από το Strike Price, οι Υπόχρεοι Προμηθευτές αποζημιώνονται από το ΤΑΕ.

Για τα ανωτέρω, οι Υπόχρεοι Προμηθευτές συνάπτουν υποχρεωτικά σύμβαση με τον Διαχειριστή ο οποίος διαχειρίζεται το Λογαριασμό ασφάλειας εφοδιασμού. Για την αποζημίωση

του κάθε προμηθευτή, θα πρέπει να τεκμηριωθεί η δέσμευση της απαιτούμενης δυναμικότητας και τα συνεπακόλουθα κόστη, το κόστος προμήθειας, η πλήρωση της αποθήκης καθώς η εμπορική τιμή του φα κατά την έγχυσή του στο ΕΣΜΦΑ (ημερομηνία έγχυσης).

**Εναλλακτική πρόταση:** Σε περίπτωση που Υπόχρεος Προμηθευτής επιλέξει να αποθηκεύσει αέριο σε αποθήκη γειτονικού Κράτους – Μέλους και εφόσον διασφαλίσει αδιάλειπτη δυναμικότητα για την ημερήσια εισαγωγή του στην Ελλάδα, θα αποζημιωθεί για τα αντίστοιχα με τα κόστη i, ii, και iii που θα προκύψουν, εφόσον αυτά δεν υπερβαίνουν τα αντίστοιχα κόστη που αναφέρονται ανωτέρω για την Ιταλία, εκτός εάν αποδείξει την μη δυνατότητα αποθήκευσης αερίου στην Ιταλία, οπότε θα αποζημιωθεί με το επιπλέον κόστος.

**Απαιτούμενες ενέργειες:** Συμφωνία Κ-Μ με Ιταλία για burden sharing mechanism, πρότυπη σύμβαση και CfD με ΔΕΣΦΑ για την αποζημίωση των Υπόχρεων, εισήγηση για το strike price από το ΕΧΕ και σχετική απόφαση από τη ΡΑΕ.

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Η συνεισφορά της συγκεκριμένης δράσης προσδίδει κατά μέγιστο 7.522 MWh/d κατά τους μήνες απόληψης (Νοέμβριος 2022 -Μάρτιος 2023).

5.2.2 **Δράση Δ4: Διατήρηση αποθέματος ασφαλείας φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου**

**Τύπος μέτρου:** Διοικητικό

**Περιγραφή:** Κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο, ο οποίο έχει επιλέξει ως προς τον ειδικό όρο 6<sup>21</sup> της άδειας παραγωγής του την επιλογή (Β) βαρύνεται με τις εξής υποχρεώσεις:

<sup>21</sup> 6. Για τη διασφάλιση της απρόσκοπτης λειτουργίας της Μονάδας σε περίπτωση μη προγραμματισμένης διακοπής της παροχής του φυσικού αερίου, και ιδίως σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης σύμφωνα με τα προβλεπόμενα κατά τις διατάξεις του άρθρου 14 ν. 3428/2005 και του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος Φυσικού Αερίου, ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής οφείλει να λαμβάνει όλα τα αναγκαία μέτρα ώστε να διασφαλίζεται η αδιάλειπτη λειτουργία της Μονάδας, για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο. Για την τήρηση της υποχρέωσης αυτής, ο κάτοχος της Άδειας οφείλει να επιλέξει μία από τις ακόλουθες μεθόδους και να γνωστοποιήσει την επιλογή του αυτή εγγράφως στη ΡΑΕ και στο Υπουργείο Ανάπτυξης, εντός προθεσμίας οκτώ (8) μηνών από την έκδοση της απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης για τον καθορισμό όρων και προϋποθέσεων της Άδειας Παραγωγής

**Α. Δυνατότητα καύσης εναλλακτικού καυσίμου και διατήρηση του σχετικού αποθέματος ντίζελ.**

α. Η Μονάδα θα πρέπει να είναι διαθέσιμη να λειτουργήσει απρόσκοπτα με πετρέλαιο ντίζελ εντός ολίγων ωρών από τη λήψη σχετικής ειδοποίησης διακοπής της παροχής καυσίμου από τον Διαχειριστή του Συστήματος Φυσικού Αερίου.

β. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής θα πρέπει να εξασφαλίσει την ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας της μονάδας με πετρέλαιο ντίζελ για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο. Αυτή η απαίτηση δύναται να ικανοποιηθεί με τη διατήρηση του απαραίτητου ύψους αποθεμάτων στις δεξαμενές τροφοδοσίας του σταθμού σε συνδυασμό με σύμβαση με εταιρεία προμήθειας υγρών καυσίμων μέσω της οποίας θα εξασφαλίζεται η έγκαιρη και ταχεία αναπλήρωση αυτών. Σε κάθε περίπτωση το απόθεμα πετρελαίου ντίζελ το οποίο θα είναι οποτεδήποτε διαθέσιμο στο χώρο του σταθμού θα πρέπει να είναι επαρκές για αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού για τουλάχιστον 24 ώρες σε πλήρες φορτίο.

γ. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής υποχρεούται να υποβάλει στη ΡΑΕ, περιοδικά κάθε δύο έτη ή κατόπιν σχετικού αιτήματος, αναφορά σχετικά με το πρόγραμμα συντηρήσεων και δοκιμών του εν λόγω εξοπλισμού σύμφωνα με τα οριζόμενα από τους κατασκευαστές, καθώς και βεβαιώσεις διατήρησης

- Διατήρηση επαρκούς αποθέματος φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης για αδιάλειπτη λειτουργία της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο.
- Μέριμνα κατά τον σχεδιασμό της μονάδας για την εγκατάσταση των απαιτούμενων συστημάτων τροφοδοσίας υγρού καυσίμου και δεξαμενών αποθήκευσης πετρελαίου ντίζελ, με χωρητικότητα επαρκή για την αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού για τουλάχιστον 24 ώρες σε πλήρες φορτίο.

Σύμφωνα με το ανωτέρω πλαίσιο οι Κάτοχοι Άδειας Παραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο που έχουν επιλέξει την επιλογή Β ως προς το ειδικό όρο 6 της άδειας παραγωγής τους και διαθέτουν άδεια εμπορικής λειτουργίας, πρέπει είτε οι ίδιοι είτε μέσω προμηθευτή φυσικού αερίου, να προχωρήσουν σε όλες τις απαραίτητες διαδικασίες για την διατήρηση αποθέματος φυσικού αερίου στην εγκατάσταση ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα και συγκεκριμένα στην αποθήκευσή του πριν την 1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2022.

Ελλείπει υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου στη χώρα και δεδομένης της Δράσης Δ2 με την οποία υπάρχει διαθέσιμη πλωτή δεξαμενή ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα, κρίνεται οικονομικότερο και πιο άμεσα διαθέσιμο οι Η/Π να χρησιμοποιήσουν αυτή την υποδομή για τη διατήρηση αποθέματος κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Κατ' αναλογία με την υποχρέωση που έχει τεθεί για τους Η/Π με εναλλακτικό καύσιμο (Δράση Δ5), το απόθεμα για κάθε Υπόχρεο ηλεκτροπαραγωγό (Η/Π) προσδιορίζεται στον παρακάτω πίνακα λαμβάνοντας υπόψη 16 ώρες λειτουργίας σε πλήρες φορτίο για 5 μέρες.

Το ύψος του αποθέματος Ασφαλείας καθώς και οι Υπόχρεοι ΗΠ προσδιορίζονται στον παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 57:** Υπόχρεοι ΗΠ διατήρησης αποθέματος ΦΑ και ύψους αποθέματος

Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	Καθαρή Ισχύς (MW)	Απόθεμα Ασφαλείας (MWh <sub>th</sub> )
Αλιβέρι V	417,0	63.942
Λαύριο V	378,0	60.028

ικανού αποθέματος - επαρκές για λειτουργία τουλάχιστον 24 ωρών - σύμφωνα με τα παραπάνω. Εφόσον στις δεξαμενές τροφοδοσίας του σταθμού διατηρείται απόθεμα ικανό για λειτουργία του σταθμού για χρονικό διάστημα μικρότερο των πέντε (5) ημερών, ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής υποχρεούται περαιτέρω να υποβάλει αντίγραφο της σύμβασής του με την εταιρεία προμήθειας υγρών καυσίμων που αναλαμβάνει την αναπλήρωση των αποθεμάτων ντίζελ του σταθμού καθώς και το σχετικό σχέδιο υποστήριξης της εφοδιαστικής αλυσίδας.

#### Β. Διατήρηση αποθέματος φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης.

α. Ο κάτοχος της Άδειας, είτε ο ίδιος, είτε μέσω του προμηθευτή φυσικού αερίου, οφείλει να διατηρεί σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 3428/2005, ποσότητα φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης, καταβάλλοντας στο Διαχειριστή του Συστήματος Φυσικού Αερίου τίμημα, που ορίζεται στο εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο χρήσης του συστήματος φυσικού αερίου, για την μακροχρόνια κατάληψη αποθηκευτικού χώρου σε εγκατάσταση αποθήκευσης φυσικού αερίου. Η ποσότητα αυτή πρέπει να είναι επαρκής για την αδιάλειπτη λειτουργία της μονάδας για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο.

β. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής οφείλει, κατά τον λεπτομερή σχεδιασμό της Μονάδας να προνοήσει ώστε να είναι δυνατή, εφόσον απαιτηθεί μελλοντικά, η εγκατάσταση τόσο των απαιτούμενων συστημάτων τροφοδοσίας υγρού καυσίμου όσο και δεξαμενών αποθήκευσης πετρελαίου ντίζελ, με χωρητικότητα επαρκή για την αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού για τουλάχιστον 24 ώρες σε πλήρες φορτίο.»



Μεγαλόπολη V	500,0	78.502
Ήρων II	422,1	65.028
Κόρινθος POWER, Αγ. Θεόδωροι	433,5	66.784
PROTERGIA Αγ. Νικόλαος	432,7	66.383
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	334,0	54.432
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ*	826,0	115.089
<b>Σύνολο</b>	<b>2917,3</b>	<b>570.190</b>

\*Ίσχυει εφόσον αποκτήσει Άδεια Εμπορικής Λειτουργίας και κατά τη διάρκεια της εμπορικής λειτουργίας του

**Περιγραφή διαδικασίας:** Αμέσως μετά την έγκριση του ΣΠΔ, ανακοινώνεται από τον ΔΕΣΦΑ η διαθεσιμότητα χώρου για εποχική (1 Νοεμβρίου – 31 Μαρτίου) αποθήκευση του Αποθέματος Ασφαλείας κατά την εν λόγω χρονική περίοδο, καθώς και οι διαθέσιμες χρονοθυρίδες για την εκφόρτωση αυτών των ποσοτήτων ΥΦΑ. Η ανακοίνωση του διαθέσιμου χώρου από τον ΔΕΣΦΑ γίνεται διακριτά (με και χωρίς το απόθεμα ασφαλείας) καθ' όλη τη διάρκεια κάθε έτους. Θεωρείται δεδομένο ότι υφίσταται ο απαραίτητος διαθέσιμος αποθηκευτικός χώρος στη Ρεβυθούσα, καθώς το FSU δεν έχει προς το παρόν αξιοποιηθεί, ούτε έχουν διατεθεί ή προγραμματιστεί έως σήμερα χρονοθυρίδες για την πλήρωσή του.

#### Διαχειριστές του Αποθέματος Ασφαλείας

Οι Διαχειριστές του Αποθέματος Ασφαλείας είναι οι Ηλεκτροπαραγωγοί (ΗΠ) που έχουν την υποχρέωση διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ, εφόσον είναι αυτοπρομηθευόμενοι, ή Προμηθευτές (Π) τους.

Κάθε ΗΠ που έχει την υποχρέωση διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ δηλώνει στον ΔΕΣΦΑ το αργότερο μέχρι την 1η Οκτωβρίου 2022 τον Προμηθευτή του (ή τον εαυτό του εάν είναι αυτοπρομηθευόμενος) (Δήλωση Προμηθευτή Αποθέματος Ασφαλείας).

Ο χώρος αποθέματος ασφαλείας διατίθεται στους υπόχρεους ΗΠ (εφόσον είναι αυτοπρομηθευόμενοι) ή τους Προμηθευτές τους, που είναι απαραίτητως Χρήστες ΥΦΑ.

Ο αυτοπρομηθευόμενος ΗΠ ή ο Προμηθευτής του είναι υπεύθυνος για:

- τη διαχείριση του αποθέματος του ΗΠ,
- τη δέσμευση δυναμικότητας αεριοποίησης κατά τα οριζόμενα στις οικίες διατάξεις του Κώδικα ΕΣΦΑ,
- την τήρηση του αποθέματος κατά τη διάρκεια των 5 μηνών, καθώς και
- την αναπλήρωση του αποθέματος όχι αργότερα από 14 ημέρες οποτεδήποτε καταναλωθεί κατά τη διάρκεια της 5μηνιαίας περιόδου (και κατά τη διάρκεια κρίσης επιπέδου 2) και εφόσον δεν συντρέχουν λόγοι ανωτέρας βίας. Η προθεσμία των 14 ημερών εκκινεί μετά την απομείωση του ύψους του αποθέματος στο ήμισυ του αρχικού.

Μετά την πάροδο του διαστήματος υποχρεωτικής τήρησης αποθέματος (5 μήνες), ο αυτοπρομηθευόμενος Η/Π ή ο Προμηθευτής του επιλέγει πώς θα διαχειριστεί το απόθεμά του. Εφόσον παρέλθει το διάστημα υποχρεωτικής τήρησης αποθέματος, η μέγιστη περίοδος αποθήκευσης ορίζεται με βάση τις οικίες διατάξεις του Κώδικα ΕΣΦΑ για όλα τα Φορτία ΥΦΑ.

Για την παροχή εκ μέρους του ΔΕΣΦΑ της Βασικής Υπηρεσίας για το απόθεμα ασφαλείας ΥΦΑ απαιτείται η υποβολή Αίτησης Χρήσης Εγκατάστασης ΥΦΑ από τον αυτοπρομηθευόμενο ΗΠ ή τον Προμηθευτή του, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις οικίες διατάξεις του Κώδικα ΕΣΦΑ για όλα τα Φορτία ΥΦΑ.

Κοινή δήλωση Προμηθευτή Ηλεκτροπαραγωγού (Π) και Ηλεκτροπαραγωγού (ΗΠ)

Απαιτείται – το αργότερο έως τις 20 Οκτωβρίου 2022 – υποβολή Κοινής Δήλωσης στην ΡΑΕ και στον ΔΕΣΦΑ μεταξύ του Προμηθευτή Π και του ΗΠ, όπου θα αναγράφεται ρητά:

- Η ποσότητα αποθέματος ασφαλείας που θα αποθηκευτεί στις εγκαταστάσεις της Ρεβυθούσας την εν λόγω χρονική περίοδο.
- Ότι ο Π έχει εξασφαλίσει για λογαριασμό του ΗΠ την απαιτούμενη ποσότητα σύμφωνα με τον όρο αδειας του ΗΠ.
- Ότι ο Π θα διαθέσει στον ΗΠ την απαιτούμενη ποσότητα σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 2 στο σημείο εισόδου Αγία Τριάδα.
- Ότι σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 2, ο Π θα χρησιμοποιήσει κατά προτεραιότητα από το απόθεμα ασφαλείας του ΗΠ και όχι από το υφιστάμενο τυχόν εμπορικό του απόθεμα για την τροφοδότησή του.

Σε περίπτωση αυτοπρομηθευόμενου ΗΠ, η δήλωση υποβάλλεται από τον ίδιο τον ΗΠ.

Διαχείριση του Αποθέματος Ασφαλείας σε Κανονικές Συνθήκες

Κατά τη διάρκεια της 5μηνιας διατήρησης του αποθέματος και ενώ το σύστημα φυσικού αερίου λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες, εφόσον απαιτείται, υπάρχει δυνατότητα αεριοποίησης μέρους ή του συνόλου του αποθέματος ασφαλείας, έτσι ώστε να δημιουργηθεί επαρκής αποθηκευτικός χώρος για επερχόμενο νέο φορτίο ενός Χρήστη ΥΦΑ. Πιο συγκεκριμένα,

- α. Ο αιτών Χρήστης ΥΦΑ, που επιθυμεί να φέρει νέο φορτίο ΥΦΑ, δύναται να προβεί σε αεριοποίηση μέρους ή συνόλου του αποθέματος ασφαλείας, και στο ελάχιστο απαιτούμενο για την άφιξη του φορτίου του.
- β. Σε περίπτωση πρόωρης αεριοποίησης του αποθέματος ασφαλείας για τη δημιουργία επαρκούς αποθηκευτικού χώρου, αυτό πρέπει να αντικατασταθεί άμεσα στο σύνολό του από μέρος του φορτίου του Χρήστη ΥΦΑ με την έλευση του πλοίου.
- γ. Για να γίνει χρήση της ανωτέρω δυνατότητας, ο αιτών Χρήστης ΥΦΑ πρέπει να τεκμηριώσει στον Διαχειριστή κατά την Αίτηση Αεριοποίησης του αποθέματος ασφαλείας ότι i) η έλευση του πλοίου του είναι σαφώς εξασφαλισμένη παρέχοντας στον Διαχειριστή εχέγγυα ότι το πλοίο του βρίσκεται εν πλω και καθ' οδόν, ii) η ποσότητα του αποθέματος ασφαλείας προς αεριοποίηση είναι η ελάχιστη απαιτούμενη, και iii) ο χρόνος αναπλήρωσης του αποθέματος είναι ο ελάχιστος, και σε κάθε περίπτωση, όχι μεγαλύτερος των 5 ημερών.

Μετά την έγγραφη συναίνεση του Διαχειριστή για τα ανωτέρω σημεία α έως γ, η αεριοποίηση του αποθέματος ασφαλείας θα γίνεται κατά προτεραιότητα της αεριοποίησης εμπορικού αποθέματος στη δεξαμενή, ώστε να δημιουργηθεί επαρκής αποθηκευτικός χώρος για το επερχόμενο φορτίο του Χρήστη ΥΦΑ.

Σε περίπτωση που διαπιστωθεί αδυναμία αναπλήρωσης του φορτίου που αεριοποιήθηκε για λογαριασμό του Χρήστη ή καθυστέρηση πέραν του χρονικού ορίου των 5 ημερών, ο Χρήστης υπόκειται σε κυρώσεις.

Διαχείριση του Αποθέματος Ασφαλείας σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 2

Για την κήρυξη του ΕΣΦΑ σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 2 από τον Διαχειριστή λαμβάνονται υπόψη οι συνθήκες που ορίζονται στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης και το απόθεμα ασφαλείας δεν προσυπολογίζεται ως διαθέσιμο.

Σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 2, οι ΗΠ με υποχρέωση εφεδρικού καυσίμου ΥΦΑ υποβάλλουν την προσφορά τους για παραγωγή με φυσικό αέριο γνωρίζοντας ότι αυτό μπορεί να προέλθει από το απόθεμα ασφαλείας τους και έως την εναπομείνασα ποσότητα του αποθέματος αυτού.

Ο αυτοπρομηθευόμενος ΗΠ ή ο Προμηθευτής του υποβάλλει στον ΔΕΣΦΑ Αίτημα Βραχυχρόνιας Δέσμευσης Δυναμικότητας Αεριοποίησης, εάν και όσο απαιτείται, ώστε να ικανοποιηθεί η ποσότητα αποθέματος που επιθυμεί ο ΗΠ να αεριοποιηθεί για λογαριασμό του την επόμενη ημέρα, έως την διαθέσιμη σε αυτόν ποσότητα αποθέματος, και την οποία ποσότητα έχει δηλώσει στον ΔΕΣΦΑ ο ίδιος (εάν αυτοπρομηθεύεται) ή μέσω του Προμηθευτή του, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα ΕΣΦΑ.

#### Διαχείριση του Αποθέματος Ασφαλείας σε Κατάσταση Κρίσης Επιπέδου 3

Σε περίπτωση που ο ΔΕΣΦΑ κηρύξει απευθείας το σύστημα σε Κατάσταση Επιπέδου 3 - Έκτακτης Ανάγκης, ισχύουν οι ισχύουσες διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

**Σύστημα Παρακολούθησης:** Υπεύθυνος για την παρακολούθηση εφαρμογής του μέτρου, και την εν γένει τήρηση των υποχρεώσεων των ΗΠ είναι ο ΔΕΣΦΑ ως διαχειριστής του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού και αντισυμβαλλόμενος με τον ΗΠ για την καταβολή της προβλεπόμενης αποζημίωσης.

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.

Περαιτέρω, ο ΔΕΣΦΑ έχει την υποχρέωση να προβαίνει σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες για την ελαχιστοποίηση των απωλειών των αποθεμάτων ασφαλείας ΥΦΑ (ιδίως λόγω boil-off).

**Αποδέκτες:** Κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο οι οποίοι έχουν επιλέξει να πληρούν τον ειδικό όρο διασφάλισης αδιάλειπτης λειτουργίας μέσω διατήρησης αποθέματος ΦΑ, διαθέτουν άδεια εμπορικής λειτουργίας και είναι ενταγμένοι στο Μητρώο Μονάδων ΑΔΜΗΕ κατά την περίοδο εφαρμογής

**Περίοδος εφαρμογής:** Χειμώνας 2022-2023.

**Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής:** Η πλήρωση της Ρεβυθούσας με το απόθεμα ασφαλείας θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί τη 1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2022 ή την ημερομηνία έναρξη της εμπορικής λειτουργίας νέας Μονάδας ΗΠ.

**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 της έχουν χορηγηθεί.

**Εκτιμώμενο κόστος:** Αποζημιώνεται το κόστος για τη χρήση της εγκατάστασης, το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων.

Το κόστος προμήθειας φυσικού αερίου 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.

**Εναλλακτική πρόταση:** Σε περίπτωση που ο Η/Π προτείνει ισοδύναμη λύση αποθήκευσης (εναλλακτική της δεξαμενής της Ρεβυθούσας) και γίνει αποδεκτή από τη ΡΑΕ, τότε ο Η/Π θα

αποζημιωθεί κατόπιν τεκμηρίωσης του κόστους, για ποσό που κατά μέγιστο 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.

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Η Δράση αναμένεται να ενισχύσει τη διαθεσιμότητα ΦΑ σε περίπτωση διακοπής τροφοδοσίας ρωσικού αερίου κατά μέγιστο 570.000MWh.

### 5.3 Στρατηγική 3: Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση

#### 5.3.1 Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου

Όπως αναφέρεται στο κεφάλαιο 4.2.1.3, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ με δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα και σύμφωνα με τους όρους της άδειας τους αλλά και το ισχύον θεσμικό και κανονιστικό πλαίσιο διατηρούν αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου. Για την αποζημίωση του κόστους διατήρησης αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου και τη διατήρηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο υπογράφουν με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ υποχρεωτικώς σύμβαση, έναντι ανταλλάγματος. Το ανταλλαγμα καλύπτει το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου, καθώς και τη διάφορα κόστους πετρελαίου και ΦΑ για τη διενέργεια δοκιμών, σύμφωνα με τις αποφάσεις ΡΑΕ 344/2014, και 1211/2018.

Για την ενίσχυση της διαθεσιμότητας εναλλακτικού καυσίμου κατά την κρίση, οι ΗΠ με υποχρέωση διατήρησης αποθεμάτων diesel υποχρεούνται στην αύξηση του αποθέματός τους, από 5 ημέρες σε 20 ημέρες ή μέχρι την μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα της υφιστάμενης δεξαμενής, αν αυτή είναι μικρότερη.

**Χρονικός Ορίζοντας Εφαρμογής:** Η καταληκτική ημερομηνία πλήρωσης των δεξαμενών είναι η 1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2022.

**Αποδέκτες:** Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, των οποίων οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχουν δυνατότητα λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 58:** 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
Λαύριο IV	560	530
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	355,53
Θίσβης (Elpedison)	421,6	288,42
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	137,67

<b>Σύνολο</b>	<b>2023,1</b>	<b>1794,62</b>
---------------	---------------	----------------

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 ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018, όπως εκάστοτε ισχύει, προσαυξημένο κατά ποσότητα που προσδιορίζεται από την χωρητικότητα της δεξαμενής κατόπιν επιτόπου ελέγχου του Διαχειριστή ΕΣΦΑ. Για την παρακολούθηση της εφαρμογής της Δράσης αλλά και για την αποζημίωση του κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης των αποθεμάτων θα πρέπει να τροποποιηθεί καταλλήλως η Σύμβαση που υπογράφεται μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ και του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (έγκριση πρότυπης Σύμβασης, απόφαση ΡΑΕ 628/2016, ΦΕΚ Β' 4395/30.12.2016).

**Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης:** 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 απορρευσών από τη Σύμβαση (Απόφαση ΡΑΕ 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 ΡΑΕ υπ' αριθ. 344/2014, όπως αυτή τροποποιήθηκε με την απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθ. 1211/2018.

**Εκτιμώμενο κόστος:** Το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλλει ο ΔΕΣΦΑ στις ανωτέρω μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (**Πίνακας 58**) για την υλοποίηση της συγκεκριμένης δράσης Δ5, πέραν των όσων ορίζονται στην απόφαση 1211/2018 και στη σύμβαση 628/2016, αφορά μόνο στο κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης της πρόσθετης ποσότητας πετρελαίου και προϋπολογίζεται ενδεικτικά σε 6,15 εκ. € ετησίως (με υπόθεση 1443 €/m<sup>3</sup> diesel).

**Μηχανισμός ανάκτησης κόστους:** Η ανάκτηση του ως άνω κόστους πραγματοποιείται μέσω του ΤΑΕ και σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης ηλεκτροπαραγωγού με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ 628/2016).

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Η αύξηση του αποθέματος diesel διευκολύνει την τροφοδοσία των μονάδων και συνεπώς απρόσκοπτη λειτουργία τους με εναλλακτικό καύσιμο κατά την περίοδο κρίσης φα. Η ισοδύναμη συνολική ποσότητα του αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου αντιστοιχεί σε περίπου 0.9 TWh φυσικού αερίου.

5.3.2 **Δράση Δ6:** Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού

αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του.

Σύμφωνα με το εγκεκριμένο<sup>22</sup> Σχέδιο Ετοιμότητας Αντιμετώπισης Κινδύνων για τον Ηλεκτρισμό, προβλέπεται μηχανισμός αποζημίωσης των μονάδων αυτών κατά την λειτουργία τους. Ο συγκεκριμένος μηχανισμός αφορά την αποζημίωση των μονάδων για την λειτουργία τους με εναλλακτικό καύσιμο (diesel), κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ και συγκεκριμένα κατάσταση συναγερμού 3 του ΕΣΦΑ «Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης για το Φ.Α (ΦΕΚ Β' 2501/25.06.2019)».

Στο πλαίσιο αυτού του μηχανισμού, θεωρείται επιβεβλημένη η ελαχιστοποίηση χρήσης φυσικού αερίου και η όσο το δυνατόν ορθότερη διαχείριση της διαθέσιμης ποσότητας φυσικού αερίου στη χώρα για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής. Συνεπώς, εισάγεται μηχανισμός, που θα μεγιστοποιεί τη χρήση των μονάδων εναλλακτικού καυσίμου.

Το αποτέλεσμα της ενεργοποίησης αυτής της Δράσης καθιστά τις μονάδες με εναλλακτικό καύσιμο καταναλωτές φυσικού αερίου με προτεραιότητα στην διακοπή και ως εκ τούτου **κρίνεται σκόπιμη η κοινή αντιμετώπιση - αποκλειστικά ως προς την καταβολή του ΤΑΕ - με τους Διακόψιμους Καταναλωτές (Μηδενικό Τέλος).**

#### 5.3.3 Δράση Δ7: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ

Οι Διαχειριστές των Δικτύων Διανομής θα πρέπει να ετοιμάσουν και να υποβάλουν προς την Αρχή σχέδιο ενημέρωσης για την ευαισθητοποίηση των καταναλωτών και τη συνετή χρήση φα από τους τελικούς καταναλωτές κατά τη διάρκεια κρίσης φα. Στα σχέδιά τους τα οποία θα πρέπει να κοινοποιηθούν στη ΡΑΕ το αργότερο μέχρι την 30η Σεπτεμβρίου 2022 θα περιλαμβάνονται:

- Διαδικασία γνωστοποίησης και ενημέρωσης των πελατών
- Το προτεινόμενο κείμενο για την ενημέρωση της κατάστασης και την Σχεδιαζόμενη Δράση Δ7
- Τις οδηγίες για τη μείωση/περιορισμό της κατανάλωσης φα ανά κατηγορία καταναλωτή (δημόσια κτίρια, κτίρια γραφείων, οικιακούς/εμπορικούς/βιομηχανικούς καταναλωτές) και ανά χρήση φα. Οι οδηγίες αυτές θα πρέπει να είναι συγκεκριμένες και να συνοδεύονται από λειτουργικά παραδείγματα. Περαιτέρω θα περιλαμβάνου εκτίμηση του ποσοστού αναμενόμενης μείωσης της ζήτησης.
- Την διαδικασία με την οποία πρόκειται να ενημερωθούν οι Χρήστες σε περίπτωση αναγκαιότητας περικοπής φορτίων (χρόνος ενημέρωσης πριν τη περικοπή, διάρκεια περικοπής κλπ)

Το σχέδιο ενημέρωσης ενεργοποιείται δύο εβδομάδες μετά την υποβολή του εκτός εκτός εάν υποβληθούν αντιρρήσεις από τη ΡΑΕ.

<sup>22</sup> Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/941, ά.10 παράγραφος 4 το Προσχέδιο τίθεται σε διαβούλευση στις ΑΑ των άμεσα συνδεδεόμενων ΚΜ και την ομάδα συντονισμού για τον ηλεκτρισμό (Electricity Coordination Group)

#### 5.3.4 **Δράση Δ8:** Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες.

Η βασική αρχή για τον μέχρι τώρα σχεδιασμό του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης αλλά και τη διαμόρφωση της σειράς διακοπής (merit order for curtailment) είναι κατ' ελάχιστον η εξασφάλιση της τροφοδοσίας των Προστατευόμενων Καταναλωτών σύμφωνα με τα κριτήρια διακινδύνευσης που έχει θεσπίσει ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938 (Κανόνας Εφοδιασμού ά.6) αλλά και τα πρόσθετα κριτήρια που έχει θεσπίσει κάθε ΚΜ και ιδίως ως προς τις Κρίσιμες Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με φυσικό αέριο, σε συμφωνία με το ά.11.7 του ίδιου Κανονισμού:

*«Σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης και για βάσιμους λόγους, κατόπιν αιτήματος του σχετικού διαχειριστή συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ή φυσικού αερίου, κράτος μέλος δύναται να αποφασίσει να δώσει προτεραιότητα στην παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες κρίσιμες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με φυσικό αέριο, έναντι του εφοδιασμού με φυσικό αέριο ορισμένων κατηγοριών προστατευόμενων πελατών, εάν η έλλειψη εφοδιασμού με φυσικό αέριο αυτών των κρίσιμων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με φυσικό αέριο: α) θα μπορούσε να επιφέρει σοβαρή ζημία στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας· ή β) θα παρεμπόδιζε την παραγωγή ή/και τη μεταφορά φυσικού αερίου. Τα κράτη μέλη βασίζονται κάθε τέτοιο μέτρο στην εκτίμηση επικινδυνότητας.»*

Ωστόσο, η ανάλυση των επιπτώσεων που έχουν διεξαχθεί σε ευρωπαϊκό επίπεδο τους τελευταίους μήνες στο πλαίσιο της συμμετοχής της ΡΑΕ στην Ομάδα Συντονισμού για το Αέριο (Gas Coordination Group) ανέδειξε ότι μία απότομη περικοπή τροφοδοσίας φα για όλη την Ευρώπη, σε ορισμένους κλάδους της Βιομηχανίας, θα μπορούσε να έχει βαρυσήμαντες επιπτώσεις στο ΚΜ αλλά και στην Ευρωπαϊκή Ένωση από κοινωνική, οικονομική άποψη καθώς επίσης να δημιουργήσει σημαντικό διασυννοριακό αντίκτυπο στις βασικές αλυσίδες εφοδιασμού.

Για το σκοπό αυτό κρίνεται σκόπιμη η δυνατότητα προτεραιοποίησης του εφοδιασμού με φυσικό αέριο ορισμένων «Σημαντικών»<sup>23</sup> βιομηχανικών καταναλωτών έναντι λοιπών Μη Προστατευόμενων Καταναλωτών βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων καθώς και η πρόβλεψη για συγκεκριμένη διαδικασία διακοπής τροφοδοσίας με σταδιακή μείωση της παροχής για την ασφαλέστερη για τη βιομηχανία διακοπή ως έσχατο μέτρο.

Τα κριτήρια για την υπαγωγή της Βιομηχανικής Μονάδας στην κατηγορία των «Σημαντικών» Βιομηχανιών παρουσιάζονται παρακάτω. Τα παρακάτω κριτήρια (σωρευτικά ) θα πρέπει να ληφθούν υπόψιν για την προτεραιοποίηση μεταξύ των μη Προστατευόμενων Καταναλωτών σε περίπτωση σοβαρών διαταραχών:

#### **Κριτήρια μείωσης ζήτησης πριν ή σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης**

- 1) **Κρισιμότητα βάσει κοινωνικής συνεισφοράς** (societal criticality). Στο βαθμό που συγκεκριμένοι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες, και η αλυσίδα αξίας τους (value chain), παρέχουν αγαθά ή/και υπηρεσίες τα οποία αξιολογούνται κρίσιμα και στρατηγικής σημασίας για την ομαλή λειτουργία της κοινωνίας. Τέτοιοι τομείς μπορεί να περιλαμβάνουν ενδεικτικά και όχι περιοριστικά τους τομείς της υγείας, της ασφάλειας και του περιβάλλοντος, την προστασία και την άμυνα.

<sup>23</sup> Essential

- 2) **Διασυνοριακές εφοδιαστικές αλυσίδες (cross border supply chain)** – στο βαθμό στον οποίο διάφοροι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες είναι μέρη διασυνοριακών εφοδιαστικών αλυσίδων, προσφέροντας αγαθά και υπηρεσίες κρίσιμες για την ομαλή τροφοδοσία κοινωνικών υπηρεσιών όχι μόνο σε εθνικό αλλά και ευρωπαϊκό επίπεδο. Ανάλογα με το επίπεδο της βιομηχανίας και των διασυνδέσεων σε μία ενιαία αγορά, οι διαταραχές σε συγκεκριμένους (προηγούμενους) τομείς ενδέχεται να μην θεωρούνται κρίσιμοι σε ένα κράτος μέλος αλλά μπορεί να επηρεάσουν σε μεγάλο βαθμό κρίσιμους τομείς σε άλλα κράτη μέλη. Επομένως, κρίνεται σκόπιμο να λαμβάνονται πάντα υπόψη οι επιπτώσεις που μπορεί να έχει μια μειωμένη οικονομική δραστηριότητα σε έναν τομέα σε παγκόσμιο ή ευρωπαϊκό επίπεδο και όχι μεμονωμένα. Για παράδειγμα, η βιομηχανία ιατρικού εξοπλισμού και φαρμακευτικών προϊόντων, η χημική βιομηχανία (π.χ. προϊόντα που χρησιμοποιούνται σε τρόφιμα και σε τομείς της υγείας), η κλωστούφαντουργική βιομηχανία (για σκοπούς υγειονομικής περίθαλψης και άμυνας), αποτελούν μέρος αλυσίδων αξίας οι οποίες είναι κρίσιμες για σημαντικούς τομείς ή τομείς στρατηγικής σημασίας. Ένας άλλος παράγοντας που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη είναι εάν μια εταιρεία έχει το μονοπώλιο στην Ευρώπη ή παγκοσμίως ή κυριαρχικό ρόλο στην αγορά σε μια κρίσιμη αλυσίδα αξίας. Εάν η μείωση της παροχής ΦΑ σε μία εγκατάσταση εμποδίσει την παραγωγή ενός βασικού προϊόντος σε ολόκληρη την ΕΕ ή ευρύτερα, αυτό θα πρέπει να ληφθεί υπόψη.

Παράμετροι διασυνοριακής εφοδιαστικής αλυσίδας που πρέπει να ληφθούν υπόψη:

- Επακόλουθες επιπτώσεις της μείωσης του αερίου ανάντη και της πολυπλοκότητας της αλυσίδας αξίας
  - Το μέγεθος μιας εταιρείας στην ευρύτερη αγορά
  - Προσέγγιση βασισμένη στην παραγωγή για τον εντοπισμό βασικών προϊόντων
- 3) **Δυνατότητα υποκατάστασης και μείωσης** – στο βαθμό στον οποίο διάφοροι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες έχουν την δυνατότητα να υποκαταστήσουν φυσικό αέριο με άλλα καύσιμα, ενεργειακές πηγές ή πρώτες ύλες, για να βελτιώσουν την απόδοση στη χρήση φυσικού αερίου και εθελοντικά να μειώσουν την κατανάλωσή τους ή να επιλέξουν την υποκατάσταση εξαρτημάτων/πρώτων υλών κατά μήκος της εφοδιαστικής αλυσίδας.
- 4) **Ζημιές σε εγκαταστάσεις** – στο βαθμό στον οποίο το φυσικό αέριο είναι απαραίτητο για ένα συγκεκριμένο τομέα/εγκατάσταση για τη συνέχιση της παραγωγής, καθώς και για την εξασφάλιση ότι η εγκατάσταση δεν θα υποστεί μη αναστρέψιμες και μη επισκευάσιμες ζημιές. Λαμβάνονται υπόψη οι μακροχρόνιες επιπτώσεις μιας αποσύνδεσης, για παράδειγμα πιθανές ζημιές σε βιομηχανικά εργαλεία και ο χρόνος επισκευής/ αποκατάστασης των μηχανημάτων-εγκαταστάσεων. Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί στους τομείς, οι οποίοι πρέπει να λειτουργούν συνεχώς και όπου απότομη διακοπή της τροφοδοσίας με φυσικό αέριο μπορεί να προκαλέσει ζημιά στις εγκαταστάσεις (π.χ. βιολογικά φάρμακα και άλλα μέρη της βιομηχανίας υγείας, κάποια μέρη μηχανολογίας, βιομηχανία υφασμάτων και συγκεκριμένα στον υποτομέα φινιρίσματος, φαρμακοβιομηχανία, τους περισσότερους τομείς χημικών διεργασιών, λιπάσματα, γυαλί, χάλυβα, αλουμίνιο, διυλιστήρια, ασβέστη, τομείς κεραμικών). Αρκετές βιομηχανίες, ενεργοβόρες και μη,



απαιτούν μια ελάχιστη ποσότητα φυσικού αερίου για αδιάλειπτη παραγωγή, καθώς εάν η παραγωγή σταματήσει, δεν μπορεί να επανεκκινήσει χωρίς σημαντικές καθυστερήσεις, ρυθμιστική έγκριση και κόστος. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η ελάχιστη ποσότητα κατανάλωσης φυσικού αερίου θα πρέπει να καθοριστεί και να προσδιοριστεί ως κρίσιμη και να δοθεί προτεραιότητα αντίστοιχα, ανάλογα με την επίδοση αυτών των βιομηχανιών σε σχέση με τα άλλα κριτήρια.

#### Πιθανές ζημιές στις εγκαταστάσεις

- Να ληφθούν υπόψη μακροχρόνιες επιπτώσεις μιας αποσύνδεσης ή μείωσης πάνω στα βιομηχανικά εργαλεία
- Ιδιαίτερη προσοχή να δοθεί στους τομείς με διαδικασίες αδιάλειπτης λειτουργίας

- 5) **Οικονομικές πτυχές:** Για την προτεραιοποίηση στην τροφοδοσία των βιομηχανιών που δεν υπάγονται στις ανωτέρω κατηγορίες, κρίνεται σκόπιμη η συνεκτίμηση του οικονομικού αντίκτυπου της Βιομηχανίας σε σχέση με την Προστιθέμενη Αξία και την εργασία σε σχέση με την κατανάλωση αερίου.

Σύμφωνα με τα ανωτέρω προτείνεται η δημιουργία Καταλόγου «Σημαντικών» Βιομηχανιών» τον οποίο διατηρεί η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Για την ένταξη σε αυτόν τον κατάλογο, η Βιομηχανία ή ο Προμηθευτής που την εκπροσωπεί υποβάλλει<sup>24</sup> μέχρι την 20<sup>η</sup> Σεπτεμβρίου 2022:

- αναλυτική τεκμηρίωση για την πλήρωση των ως άνω κριτηρίων (μέρος ή για το σύνολο αυτών), μελέτη επιπτώσεων από την ενδεχόμενη διακοπή, στοιχεία που να αποδεικνύουν τη μη δυνατότητα χρήσης εναλλακτικού καυσίμου ή πρώτης ύλης καθώς και
- προτεινόμενο σχέδιο διακοπής τροφοδοσίας, το οποίο θα περιλαμβάνει αναλυτικά τις διαδικασίες για την συντονισμένη διακοπή (μερική ή ολική) τροφοδοσίας φυσικού αερίου για την ασφάλεια της Μονάδας του και του προσωπικού της.

Τα παραπάνω κοινοποιούνται στο ΥΠΕΝ.

Η ενεργοποίηση της επιβεβλημένης διακοπής τροφοδοσίας σε καταναλωτές φα γίνεται όταν έχουν εξαντληθεί τα λοιπά μέτρα -αγοράς ή διοικητικά- για την παροχή τροφοδοσίας στους Προστατευόμενους Καταναλωτές. Αν απαιτηθεί η διακοπή τροφοδοσίας για σκοπούς παροχής αλληλεγγύης, η μεθοδολογία αποζημίωσης των Βιομηχανικών και Εμπορικών Καταναλωτών περιγράφεται στο Παράρτημα 1.

#### 5.3.5 Δράση Δ9: Ανάπτυξη εξειδικευμένου προϊόντος της αγοράς εξισορρόπησης για την εθελοντική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας

Λαμβάνοντας υπόψη την πολιτική της ΕΕ και συγκεκριμένα τις δράσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στην Ανακοίνωση "Save gas for a Safe Winter" προκρίνεται η διερεύνηση από ΕΧΕ και ΔΕΣΦΑ της πιθανότητας δημιουργίας ενός προϊόντος φυσικού αερίου στο Βάθρο Εμπορίας το οποίο θα μπορούσε να αξιοποιηθεί για την έγκαιρη εύρεση ποσοτήτων φα με την

<sup>24</sup> Σημειώνεται ότι η δήλωση αφορά συγκεκριμένη βιομηχανία/μετρητή εκπροσώπησης. Εξαιρούνται οι βιομηχανίες με ετήσια συμβολαιοποιημένη κατανάλωση μικρότερη από 10.000 MWh, οι οποίες περιλαμβάνονται στους Προστατευόμενους καταναλωτές (βλ. ενότητα 4.1).

εθελοντική μείωση κατανάλωσης φα. Ο Διαχειριστής και το ΕΧΕ έως την 30<sup>η</sup> Σεπτεμβρίου 2022 υποβάλλουν στη ΡΑΕ τα αποτελέσματα της διερεύνησης και τυχόν πρότασή τους για την εισαγωγή νέου προϊόντος φυσικού αερίου (διάρκεια, μέθοδος διαπραγμάτευσης) στο Βάθρο Εμπορίας, προκειμένου να εγκριθεί από τη ΡΑΕ σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο Κανονισμό Βάθρου Εμπορίας Φυσικού Αερίου.

#### 5.4 Στρατηγική 4: Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου

##### 5.4.1 Δράση Δ10: Αναπροσαρμογή του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού (ΤΑΕ)

Κατά τα οριζόμενα στη διάταξη της παραγράφου 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, όπως επίσης και για τη χρηματοδότηση των μέτρων του σχεδίου προληπτικής δράσης, ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ εισπράττει, από όλους τους Χρήστες, Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ) ανά μονάδα ποσότητας φυσικού αερίου που οι τελευταίοι παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες Φυσικού Αερίου.

Το ύψος του μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού που καταβάλλεται από κάθε κατηγορία Πελατών Φυσικού Αερίου, το επιτρεπόμενο ανώτατο όριο του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς και οι αναγκαίοι όροι και προϋποθέσεις για τη χρηματοδότηση των μέτρων του σχεδίου προληπτικής δράσης, καθορίζονται με απόφαση της ΡΑΕ.

Εξάλλου σύμφωνα με την Απόφαση ΡΑΕ 1211/2018, για τον καθορισμό του μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού ορίστηκε αλγόριθμος ετήσιας αναπροσαρμογής του τέλους που ελέγχει αυτόματα το ύψος του τέλους συναρτήσει του ύψους του Λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, διατηρώντας έτσι το ύψος του λογαριασμού κάτω από το ανώτατο όριο. Ο έλεγχος αυτός μπορεί να επιτευχθεί μέσω συντελεστή αναπροσαρμογής του τέλους,  $C$ , ο οποίος υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$C=1-(TYΛ/ΕΚ) \quad (1)$$

όπου ΤΥΛ είναι το τρέχον ύψος λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού σε εκ. € και ΕΚ είναι το ετήσιο κόστος που απαιτείται για τη χρηματοδότηση των εγκεκριμένων δράσεων. Ο συντελεστής  $C$  λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 και αναπροσαρμόζεται ετησίως από τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, ώστε το ύψος του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού να μην υπερβεί το ανώτατο όριο που καθορίζεται σε απόφαση ΡΑΕ.

Για κάθε επόμενο έτος εφαρμογής ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ ανακοινώνει έως τις 30 Απριλίου κάθε έτους την ισχύουσα τιμή του  $C$  για τους επόμενους 12 μήνες. Σε ενδεχόμενο αρνητικό αποτέλεσμα του τύπου (1), ο συντελεστής  $C$  ορίζεται ίσος με μηδέν.

Με βάση την απόφαση ΡΑΕ 1211/2018, το μοναδιαίο τέλος ασφάλειας εφοδιασμού που κατέβαλαν οι Χρήστες για κάθε κατηγορία κατανάλωσης φυσικού αερίου έχει οριστεί ως εξής:

- 0 €/ MWh, για την κατανάλωση φυσικού αερίου από διακόψιμους καταναλωτές φυσικού αερίου,
- $C \times 0,16$  €/MWh, για την κατανάλωση φυσικού αερίου αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας,
- $C \times 0,18$  €/MWh, για όλες τις υπόλοιπες καταναλώσεις φυσικού αερίου και
- $C \times 0,48$  €/MWh, για την κατανάλωση φυσικού αερίου από Προστατευόμενους καταναλωτές.

Προτείνεται η αναπροσαρμογή του τέλους για όλες τις κατηγορίες Πελατών φυσικού αερίου, με εξαίρεση του Διακόψιμους Καταναλωτές και τους Ηλεκτροπαραγωγούς με εναλλακτικό καύσιμο (Δράση Δ6), για τους οποίους το μοναδιαίο τέλος ασφάλειας εφοδιασμού θα είναι μηδενικό.

**Τύπος μέτρου:** ρυθμιστικό

**Περιγραφή:** Αναπροσαρμογή του ΤΑΕ για όλες τις κατηγορίες καταναλωτών εκτός από τους Διακόψιμους Καταναλωτές και τους Ηλεκτροπαραγωγούς με εναλλακτικό καύσιμο.

**Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής:** Από την έγκριση του ΣΠΔ και εξής

**Απαραίτητες ενέργειες:** Τροποποίηση της απόφαση ΡΑΕ 1211/2018.

**Κόστος:** Δεν υφίσταται.

#### 5.4.2 Δράση Δ11: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

**Περιγραφή:** Για την πλήρη αξιοποίηση κάθε δυνατότητα πρόσθετης εισαγωγής φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου κατά τη διάρκεια Κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 2 ή 3, ο μέγιστος χρόνος χρησιμοποίησης του αποθηκευτικού χώρου στην Ρεβυθούσα μειώνεται σε 6 ημέρες. Οι Χρήστες ΥΦΑ οι οποίοι είχαν ήδη δεσμεύσει χρονοθυρίδα, διατηρούν τη θέση τους στον Ετήσιο Προγραμματισμό ωστόσο με μειωμένο χρόνο μέχρι την αεριοποίηση της ποσότητας ΥΦΑ. Οι χρονοθυρίδες που θα δημιουργηθούν υπό αυτές τις συνθήκες θα προσδιοριστούν και θα διατεθούν αμελλητί από το Διαχειριστή.

**Τύπος μέτρου:** διοικητικό- ρυθμιστικό

**Κόστος:** Δεν υφίσταται.

**Αναμενόμενη συνεισφορά:** Η συνεισφορά της συγκεκριμένης δράσης αυξάνει τη δυνατότητα χρήσης των υφιστάμενων υποδομών και τη διαθεσιμότητα των ΣΕ.

## 6 Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις

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

Η ΡΑΕ, σε συνεργασία με το ΕΜΠ, ανέπτυξε τις ελάχιστες Προδιαγραφές και Κατευθυντήριες Οδηγίες για το Σχεδιασμό, την Εγκατάσταση και την Παρακολούθηση Συστημάτων Διαχείρισης Επιχειρησιακής Συνέχειας (ΣΔΕΣ) σε φορείς με ιδιάζοντα ρόλο στην ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο, όπως είναι οι Διαχειριστές ΦΑ και ηλεκτρισμού και οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να διασφαλιστεί η καταλληλότητα τους για την αντιμετώπιση αποδιοργανωτικών συμβάντων, την αναταξιμότητα και την επαναφορά σε κανονική λειτουργία. Οι Προδιαγραφές αυτές θα στηρίζονται σε διεθνώς αναγνωρισμένες καλές πρακτικές και πρότυπα (π.χ. ISO ΕΛΟΤ 22301), κατάλληλα προσαρμοσμένες στα δεδομένα των υπό εξέταση φορέων αλλά και τις απαιτήσεις που αφορούν στην ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο.

Η υιοθέτηση των Προδιαγραφών και η συνεπαγόμενη - σε κάποιο βαθμό - ομοιομορφία των Συστημάτων ως προς το περιεχόμενό τους, αναμένεται να διευκολύνει αφενός την εποπτεία τους από την ΡΑΕ και αφετέρου την εξυπηρέτηση του απώτερου σκοπού της αδιάλειπτης επιχειρησιακής λειτουργίας των υποδομών ζωτικής σημασίας στον τομέα της ενέργειας.

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

Οι ανωτέρω Προδιαγραφές και Κατευθυντήριες Οδηγίες που θα περιλαμβάνουν τις προτεινόμενες διαδικασίες, τυποποιημένα έγγραφα και ερωτηματολόγιο για την αξιολόγηση της ωριμότητας ΣΔΕΣ από τον ίδιο το φορέα, θα κοινοποιηθούν στους υπόχρεους Διαχειριστές και Παραγωγούς οι οποίοι θα υποχρεούνται για:

- Την ανάπτυξη ΣΔΕΣ που θα ικανοποιεί τις Προδιαγραφές που θεσπίζονται
- Την τακτική γραπτή ενημέρωση της ΡΑΕ σχετικά με την ικανότητα κάθε 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, 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 εμπλεκόμενων 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 άδειας 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 μετακυλιέται 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 δυνάμεις 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 (4<sup>ο</sup>) και (5<sup>ο</sup>) κατάλογο Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List, Κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμός (ΕΕ) 2020/389 της Επιτροπής της 31<sup>ης</sup> 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 2022 και έπειτα).

### 7.1 Διασυνδετήριο Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Περιγραφή	<p>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).</p> <p>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.</p>
Μήκος / Διάμετρος	182 Km / 32"
Δυναμικότητα	Μέχρι 3bcm/έτος και 5bcm/έτος (2 <sup>η</sup> φάση) από Ελλάδα προς Βουλγαρία. Στην 2 <sup>η</sup> φάση θα είναι εφικτή και η φυσική αντίστροφη ροή, εφόσον κατασκευαστεί συμπιεστής στην κατεύθυνση Ελλάδα-Βουλγαρία.
Χάρτης	 <p>Source: ICGB</p>
Έχει ενταχθεί σε	Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4 <sup>η</sup> Λίστα), Έργο προτεραιότητας στο CESEC


**ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ**

ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2022

Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2022: Ολοκλήρωση της φάσης κατασκευής, προετοιμασία εμπορικής λειτουργίας με το πέρας των διαδικασιών τεχνικής δοκιμής και πλήρωσης με φυσικό αέριο.
Φάση Υλοποίησης	<ul style="list-style-type: none"><li>- 12/2015 FID (Final Investment Decision);</li><li>- Η κατασκευή ξεκίνησε το τρίτο τετράμηνο του έτους 2019</li><li>- Ιούλιος 2022 Ολοκλήρωση κατασκευής και έναρξη τεχνικών δοκιμών</li><li>- Οκτώβριος 2022 Έναρξη εμπορικής λειτουργίας (Σύμφωνα με την ICGB EAD)</li></ul>

## 7.2 Σταθμός Συμπίεσης στην Κομοτηνή


Περιγραφή	<p>Στόχος του έργου είναι η αύξηση της πίεσης στον ανατολικό κλάδο του ΕΣΦΑ ώστε να αυξηθεί η τρέχουσα τεχνική δυναμικότητα των 4,3 εκατ. Nm<sup>3</sup>/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. Nm<sup>3</sup>/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.</p> <p>Στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ για τη περίοδο 2022-2031 εγκρίθηκε ως καταλληλότερη θέση εγκατάστασης του σταθμού συμπίεσης η περιοχή της Κομοτηνής αντί αυτής των Κήπων, λαμβάνοντας υπόψη τις πρόσφατες μεταβολές στην Ελληνική αγορά φυσικού αερίου όπως:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Οι απαιτήσεις του Αγωγού IGB για ελάχιστη πίεση παράδοσης 60 barg, με προοπτική να αυξηθεί αυτή στα 70 barg στη δεύτερη φάση ανάπτυξης του αγωγού.</li> <li>2. Οι αυξημένες ανάγκες δυναμικότητας στο νέο σημείο εισόδου του ΤΑΡ.</li> <li>3. Το χαμηλό εμπορικό ενδιαφέρον και οι κατά πολύ μειωμένες ποσότητες εισαγωγής φυσικού αερίου στο σημείο εισόδου Κήποι.</li> <li>4. Το νέο σημείο εισόδου Αλεξανδρούπολη.</li> </ol>
Δυναμικότητα	<p>Η δυναμικότητα του συμπίεστη προκαταρκτικά εκτιμάται σε 12,5 MW ISO με δυνατότητα για επέκταση μέχρι τα 17 MW.</p>
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	<p>Εγκεκριμένο ΠΑ 2022-2031 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος Ε.Ε., 5<sup>η</sup> Λίστα, 2021</p>
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	<p>Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Ιαν-24</p>
Φάση Υλοποίησης	<p>Υπό ωρίμανση</p>

## 7.3 Σταθμός Συμπίεσης στην Αμπελιά

Περιγραφή	<p>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</p>
-----------	---

	αγωγού TAP και τη διασύνδεση του με το ΕΣΜΦΑ στη Νέα Μεσημβρία
Δυναμικότητα	2 μονάδες συμπίεσης συν εφεδρική μονάδα με ισχύ (2+1)x10 MW
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	Σχέδιο ΠΑ 2022-2031 Πιθανή επιχορήγηση από ΕΣΠΑ 2014-2020
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας: Οκτ-23 Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Δεκ-23
Φάση Υλοποίησης	Υπό Κατασκευή


7.4 Υπόγεια Αποθήκη Καβάλας

<p>Περιγραφή</p>	<p>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 συμβάλει καθοριστικά στη μείωση του ενεργειακού κόστους και στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος (εξισορρόπηση φορτίου, gas hub)</p>
<p>Δυναμικότητα</p>	<p>Η χωρητικότητα της υπόγειας αποθήκης (UGS) εκτιμάται περίπου στο 1 bcm. Ο ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος (Annual Volume throughput) εκτιμάται σε 360<sup>25</sup> εκατ. Nm<sup>3</sup> ή σε 720 εκατ. Nm<sup>3</sup>, 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. Nm<sup>3</sup>/ημέρα. Η μέγιστη ημερήσια δυναμικότητα εισπίεσης της Υπόγειας Αποθήκης με ΦΑ, εκτιμάται σε 5 εκατ. Nm<sup>3</sup>/ημέρα .</p>
<p>Χάρτης</p>	 <p>Πηγή: Energean Oil &amp; Gas</p>
<p>Έχει ενταχθεί σε</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4<sup>η</sup> Λίστα)</li> <li>- Ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο σχέδιο του Δεκαετούς ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2022-2031</li> </ul>
<p>Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα</p>	<p>2023</p>

<sup>25</sup> Δύναται να διαφοροποιηθεί (αντιστοίχως και οι ρυθμοί εισπίεσης / απόληψης). Εξαρτάται από την επένδυση.

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.
-----------------	---


### 7.5 ΥΦΑ Βορείου Ελλάδας – ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης

Περιγραφή	Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ (FSRU) χωρητικότητας 153.500 m <sup>3</sup> 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	 <p>The map shows the proposed gas pipeline route starting from the border with North Macedonia near Kavala, passing through the cities of Kavala, Alexandroupolis, and Kipi, and ending at the Alexandroupolis LNG terminal. The route is marked with a dashed line and includes labels for various cities and regions in Greece and North Macedonia. The Aegean Sea and Gulf of Saros are also labeled.</p>
Έχει ενταχθεί σε	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 10-ετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ENTSO-G (TYNDP 2020) και υπό αξιολόγηση στο ENTSO-G, TYNDP 2022)</li> <li>- Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4<sup>η</sup> Λίστα, 2013-2021),</li> <li>- Έργο προτεραιότητας του CESEC υπό προϋποθέσεις (28.09.2017).</li> </ul>
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2023
Φάση Υλοποίησης:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας μέχρι το στάδιο άδειας Εγκατάστασης.</li> <li>- Ολοκλήρωση μελέτης Βασικού Σχεδιασμού (FEED).</li> </ul>

## 7.6 ΥΦΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ – ΑΣΦΑ ΔΙΩΡΥΓΑ GAS

Περιγραφή	<p>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 m<sup>3</sup> 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Unit) [FSRU].</li> <li>▪ Τέσσερις δεξαμενές αποθήκευσης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αποθήκευσης 130.000-180.000 m<sup>3</sup>.</li> <li>▪ Μονάδα αεριοποίησης δυναμικότητας 300-500 m<sup>3</sup> ΥΦΑ /ώρα.</li> <li>▪ Αγωγούς σύνδεσης ΦΑ για τη διοχέτευση του καυσίμου στο ΕΣΦΑ μέσω νέου μετρητικού σταθμού.</li> </ul> <p>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.</p>
Μήκος	2,15 km
Δυναμικότητα	1,6-2.6 bcm/έτος, δυνατότητα επαύξησης στα 4 bcm/έτος
Έχει ενταχθεί σε	ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο εγκεκριμένο δεκαετές ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2021-2030
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2023 (Commissioning)
Φάση Υλοποίησης	Αίτηση Δέσμευσης Δυναμικότητας προς ΔΕΣΦΑ

## 7.7 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	 <p style="text-align: center;"><i>source of map: DEPA SA</i></p>
Έχει ενταχθεί σε	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (4<sup>η</sup> Λίστα)</li> <li>- Ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο σχέδιο του Δεκαετούς ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2022-2031</li> </ul>
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 (<https://www.rae.gr/diavoulefseis/43327>) 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 23/08/2022) που ετέθη από τη ΡΑΕ προς τις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών – Μελών στις οποίες απεστάλη το προσχέδιο προληπτικής δράσης, μόνο η Αρμόδια Αρχή της Ρουμανίας απέστειλε σχόλια (I-334369).

Η διαβούλευση διήρκησε από τις 22.07.2022 έως και την 01.08.2022 (<https://www.rae.gr/diavoulefseis/43728/>)

Στο πλαίσιο της διαβούλευσης η ΡΑΕ έλαβε σχόλια από τους παρακάτω συμμετέχοντες: Σύνδεσμος Αγροτών ΣΗΘΥΑ, Σύνδεσμος Επιχειρήσεων και Βιομηχανιών Λιπασμάτων (Σ.Ε.Β.Λ), ΕΛΜΑΓΡΟΛΙΠ ΑΕΒΕ, Προμηθέας GAS Α.Ε., ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε., ΔΕΗ Α.Ε., ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ (ΕΛΛΑΣ) ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ ΚΟΡΙΝΘΟΥ Α.Ε., Ινστιτούτο Ενέργειας Ν.Α. Ευρώπης (ΙΕΝΕ), ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε., European Federation of Energy Traders (ΕΦΕΤ), ΔΕΣΦΑ Α.Ε., ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε., Ελληνικός Σύνδεσμος Ανεξάρτητων Εταιρειών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΑΗ).

## 10 Περιφερειακή διάσταση

Οι επιλεγμένες στρατηγικές περιλαμβάνουν δράσεις που αποσκοπούν τη μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών ΦΑ, την ενίσχυση διαθεσιμότητας ΦΑ - αποθήκευση αερίου, την ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση την αύξηση του βαθμού ετοιμότητας των Διαχειριστών και των λοιπών εμπλεκόμενων μερών για την αντιμετώπιση κινδύνων/διαταραχών εφοδιασμού με ΦΑ και τη βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου. . 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 βασικό κριτήριο επιλογής των εξεταζόμενων δράσεων

### 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 διαβούλευση<sup>26</sup> 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.

<sup>26</sup> [http://www.rae.gr/site/categories\\_new/about\\_rae/factsheets/2020/gen/0510.csp](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 των πιο πρόσφατων μελετών επικινδυνότητας ή μελετών επιπτώσεων και, στη βάση αυτών, καθόρισε τις προτεινόμενες προς υλοποίηση Δράσεις

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:

### 1. Στρατηγική 1: Μεγιστοποίηση Χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών φα

- i) Δράση Δ1: Αύξηση δυναμικότητας αεριοποίησης Ρεβυθούσας
- ii) Δράση Δ2: Προσθήκη πλωτής δεξαμενής LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας

### 2. Στρατηγική 2: Ενίσχυση Διαθεσιμότητας ΦΑ – αποθήκευση αερίου

- i) Δράση Δ3: Θέσπιση υποχρέωσης διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους σε κατόχους άδειας προμήθειας σε τελικούς πελάτες, οι οποίοι εισήγαγαν φυσικό αέριο στο ΕΣΦΑ τα πέντε προηγούμενα έτη και είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ (εμπορική αποθήκευση).
- ii) Δράση Δ4 - Διατήρηση αποθέματος ασφαλείας φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου.

### 3. Στρατηγική 3: Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση

- i) Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου.
- ii) Δράση Δ6: Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε

περίπτωση κρίσης φα Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του.

- iii) Δράση Δ7: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια της κρίσης ΦΑ.
- iv) Δράση Δ8: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες.
- v) Δράση Δ9: Ανάπτυξη εξειδικευμένου προϊόντος της αγοράς εξισορρόπησης για την εθελοντική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας.

#### **4. Στρατηγική 4: Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου**

- i) Δράση Δ10: Αναπροσαρμογή τέλους ασφάλειας εφοδιασμού (ΤΑΕ)
- ii) Δράση Δ11: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

Για τις παραπάνω αξιολογήθηκαν η αποτελεσματικότητά τους στη μείωση της επικινδυνότητας, η προκαλούμενη επιβάρυνση στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ), (ο αντίκτυπος στη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού, και ο αντίκτυπος στην ασφάλεια εφοδιασμού γειτονικών Κρατών – Μελών.

Το Σχέδιο, παράλληλα, παρουσίασε έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στον πέμπτο (5<sup>ο</sup>) 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

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

---

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 : Παρουσίαση παραρτήματος από  
προτεινόμενες ρυθμίσεις Αλληλεγγύης**

---

## **Annex D: Compensation Methodology for Industrial and Commercial Sector**

as a result of the enforcement of sovereign  
measures

## 1. Subject - matter and scope of the methodology

1.1 This Annex sets out the methodology for the calculation of the fair and prompt compensation for damages incurred due to administrative natural gas curtailments in the industrial and commercial sectors in Greece, when providing solidarity. The proposed methodology is based on ACER' s study “On the estimation of the cost of disruption of gas supply in Europe”, which was published on November 2018<sup>27</sup>. A value of lost load (Cost of Disruption of Gas - CoDG) approach is used to determine the price of the curtailed gas volumes.

The approach chosen by the Greek Authorities regarding the compensation of industrial and commercial sectors is based on the type of uses of gas per sector.

More specifically two methodologies for CoDG (€/MWh) estimation are described and an example of application for each methodology is also provided.

- **Methodology A** is implemented when natural gas firing equipment is substituted by alternative appliances/equipment and fuels. The price that is calculated through methodology A is proposed for the compensation of both industrial and commercial consumers that use natural gas as a fuel and have alternative fuel firing capability or can be supplied with the necessary equipment in the time frame given.
- **Methodology B** is provided for the compensation of industrial sub – sectors where natural gas is used as a feedstock. The value that is calculated through methodology B reflects the benefits that the specific consumer group will lose as a result of being curtailed. This methodology can also be implemented for the

---

<sup>27</sup>[http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Infrastructure\\_development/Documents/ACER\\_CoDG\\_Final\\_Report\\_20181119\\_clean.pdf](http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Infrastructure_development/Documents/ACER_CoDG_Final_Report_20181119_clean.pdf)



compensation of industrial sub – sectors that use natural gas as a fuel<sup>28</sup> and have no alternative fuel capability and therefore in case of gas curtailment their production will be affected. In this case, documentation must be submitted to the Competent Authority to prove that a sudden curtailment of gas would result in loss of production.

Industrial Consumers are considered that will be compensated using Methodology A unless sufficient documentation is submitted to the Competent Authority proving that the Industrial Consumers falls into Methodology B. The documentation must be submitted from the approval of this agreement and until the begging of December 2020.

- 1.2. For the estimation of the quantity that was saved for solidarity purposes due to gas curtailment or reduction, the methodology described as Daily Reference Quantity in the Greek Emergency Plan, under Annex 5 will be used (Government Gazette 2501/25.05.2019).

## 2. Methodology A:

### “CoDG calculation for natural gas as a fuel”

CoDG estimates for commercial and industrial sectors correspond to the cost values per unit of energy (€/MWh) when natural gas firing equipment is substituted by alternative appliances and fuels.

It is noted that Methodology A, provided below, will result in a uniform price per sector.

---

<sup>28</sup> when Natural Gas is used not as raw material but for the production of caloric fluids, e.g. steam, and Heat and Power cogeneration but also for processes, furnaces, etc.

For each sector (commercial and industrial) and type of end use, a CoDG is calculated at appliance type level. Then CoDG values for each appliance are evaluated at more aggregate levels (end-use type and sector), using appropriate weighting factors, as described in sub - sections below.

### 2.1. CoDG value at the level of appliance type

For both commercial and industrial sectors, the type of end-uses of gas per sector is identified.

Then potential alternative appliances for each end-use are identified. A Representative Alternative Appliance (RAA) is an appliance that can provide the same type of end - use as the original gas appliance. Indicatively, for space heating as alternatives appliances could be considered electric air conditioner, heat pump, burner using pellets or heating oil.

The appliance-based fuel CoDG is a function of the capital cost, the utilization time and the end-use price difference between the alternative fuel<sup>29</sup> and natural gas.

$CoDG_{RAAj}$ , at appliance level  $j$  are calculated for each end-use level and sector as:

$$CoDG_{RAAj} = \frac{CAPEX_{RAAj}}{\sum_{y=1}^{TL} \sum_{d=1}^{365} H_{d,y}} + \Delta OPEX \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (1)$$

where

$CAPEX_{RAAj}$  is the capital cost of a Representative Alternative Appliance (RAA) [€/MW]

$H_{d,y}$  are the hours in the day  $d$  and year  $y$  that the RAA is in operation

<sup>29</sup> In case alternative fuel is oil : <http://oil.gge.gov.gr/>

$TL$	is the RAA lifetime
$\Delta OPEX$	is the operating cost for the production of 1 MWh of energy by the utilization of an alternative fuel

$\Delta OPEX$  in the above equation is considered equal to the cost difference from burning an alternative fuel rather than natural gas and an additional operating costs item  $OPP_{add}$ .

$$\Delta OPEX = (\text{Alternative fuel price} - \text{Price of natural gas}) + OPP_{add} \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Additional operating costs  $OPP_{add}$  maybe due to any cost item in relation to maintaining an alternative fuel. Forexample, for industrial equipment (large scale boilers) or power plants firing alternative fuel, the additional operating costs may be related to the storage of alternative fuel and the planned maintenance of the alternative fuel storage facilities and combustion equipment (including maintenance runs on alternative fuel).

Furthermore, for simplicity reasons, the denominator of equation (1) is re-casted from  $\sum_{y=1}^{TL} \sum_{d=1}^{365} H_{d,y}$  to  $TL \times H_D \times N_D \times N_W$ , where,

$H_D$  is the operating hours of each RAA within a day

$N_D$  is the number of days in a week that the RAA is in operation

$N_W$  is the number of weeks int the year that the RAA is in operation.

## 2.2. CoDG at the level of end-use type

The end-use type CoDG is computed as the average of the above CoDG values of each RAA, relative to the specific end-use.

Specifically, aggregate CoDG values at each type  $m$  of end-use level are calculated as follows:

$$CoDG_m = \sum_{j=1}^{N_{RAA}} W_{RAAj} \times CoDG_{RAAj} \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (2)$$

where

- $m$  is the end use (e.g. water heating, space heating)
- $W_{RAAj}$  is a weighting factor which quantifies the probability of the RAA  $j$  to be selected by users as an alternative appliance.

For simplicity reasons, factor  $W_{APj}$  in equation (2) is considered as

$$W_{APj} = \frac{1}{N_{AP}}$$

where  $N_{AP}$  is the number of RAAs for the particular end – use.

This approach includes the inherent assumption that all RAAs have equal probabilities to be selected by the gas user.

### 2.3. CoDG at the sector level

The CoDG values at sector level are calculated as a weighted average of the end-use type CoDG values, where applicable. This step is implemented solely for the commercial sector because for the industrial sector there are no distinct types of end use as a fuel.

CoDG value for the commercial sector is estimated as:

$$CoDG_{com} = \sum_{m=1}^{N_m} WF_m \times CoDG_m \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (3)$$

where

- $WF_m$  is a weighting factor which quantifies contribution of each type of end-use  $m$  energy to the overall gas consumption of the sector.

CoDG value for the industrial sector is identical to CoDG value at end - use type level.

## 2.4. Setting input parameters

The exact CoDG value calculated with the above methodology for the sectors that use natural gas as a fuel relies on a number of input parameters, which are subject to change with time. For reasons of simplification of the methodology, it is stated here that for the determination of the input parameters listed below, the assumptions and research findings for Greece under ACER's study are adopted. Specifically, the parameters that are considered predefined are the following:

- End – use types per sector and RAAs per end – use type, as defined in ACER's study for Greece.
- CAPEX values per RAA, as defined in ACER's study for Greece.
- Assumptions for RAAs' utilization time as defined in ACER's study for Greece for commercial and industrial sectors respectively.

The above parameters can be updated by the Competent Authority, after public consultation with the industrial and commercial sectors.

The input parameters that are subject to update on the basis of the latest available data are listed below, as well as the data sources.

- Fuel prices included in the calculation of  $\Delta OPEX$  (sub – section 2.1). Adopting ACER's study research findings for RAAs, as mentioned above, as alternative fuels to substitute natural gas are considered oil (heating and fuel), electricity and pellet. Specifically:
  - Natural gas price, as defined in Article 8, paragraph 2), element a) of Agreement.
  - Oil prices are obtained from *General Secretariat for Trade & Consumer Protection* site<sup>30</sup>.
  - Retail electricity prices are obtained from latest published EUROSTAT data for Greece.
  - Pellet/Wood prices

---

<sup>30</sup><http://oil.gge.gov.gr/>

- $WF_m$  weighting factors included in equation (3), which quantify the contribution of each type of end-use energy to the overall gas consumption of the sector. Eurostat residential weighting factors are used, similarly to the ACERs approach. The same ratio is used for all the sub sectors, given that no data for commercial sector exist.

### 3. Methodology B:

#### “CoDG calculation for natural gas as a feedstock”

In case of industrial customers that use natural gas as a feedstock, a simple macroeconomic approach is proposed for the quantification of the cost of natural gas supply disruption, in terms of loss of goods and services production, by dividing sub-sector's GVA, according to EUROSTAT classification, related to natural gas by the annual volume of natural gas consumption. CoDG for natural gas as a feedstock is calculated as follows:

$$CoDG_B^j = \frac{GVA_{gas\ related}^j}{m_{gas\ as\ feedstock}^j} \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

where

$CoDG_B^j$	is the feedstock CoDG (due to the use of natural gas as input to an industrial process) for the industrial sub – sector $j$ in Greece
$GVA_{gas\ related}^j$	is the gross value added related to natural gas of the industrial sub - sector $j$ .
$m_{gas\ as\ feedstock}^j$	is the consumption of natural gas-as-feedstock in the sub – sector $j$ (non - energy gas consumption)

The part of sector's GVA that is related to the use of natural gas and thus is going to be lost in case of a natural gas disruption is estimated on the basis of the assumption that each MWh of fuel contributes equally to the total GVA. Hence the part of the GVA due to natural gas (either as fuel or as feedstock) is estimated as the ratio of the sector specific

natural gas consumption to the sector specific final consumption (all fuels). Therefore, the above equation is re-casted to

$$CoDG_B^j = \frac{m_{gas}^j}{m_{all\ fuels}^j} \times \frac{GVA_{total}^j}{m_{gas\ as\ feedstock}^j} \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

Where:

$m_{gas}^{CP}$  is the overall natural gas consumption in the industrial sub – sector  $j$ . It equals the natural gas consumption as fuel and the natural gas use as a feedstock.

$m_{all\ fuels}^{CP}$  is the final consumption in in the industrial sub – sector  $j$ . It equals the sum of the final energy consumption (all fuels) in and the final non-energy use (all fuels) in the same sector.

The methodology described above, may be applicable also to natural gas industrial consumers that use natural gas a fuel but have no alternative fuel capability and therefore in case of gas curtailment their productive activity is going to be affected. In this case the annual natural gas consumption in the denominator of the above equation is referred to consumption as a fuel.