

Μελέτη Ανάπτυξης 2018-2027

Ιούνιος 2017

Περιεχόμενα

<i>ΕΠΙΤΕΛΙΚΗ ΣΥΝΟΨΗ</i>	2
<i>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ</i>	9
<i>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΞΕΛΙΞΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ</i>	10
2.1. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	10
2.2. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	12
<i>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2018-2027</i>	14
3.1 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 2018-2027	14
3.1.1 Εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή	14
3.1.2 Εκτίμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές	25
3.2. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΕΡΓΑ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΥΦΑ	30
3.3. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΔΙΑΜΕΤΑΚΟΜΙΣΗ ΑΕΡΙΟΥ 2018-2027	31
3.4. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	33
3.5. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018-2027	35
<i>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018 – 2027</i>	37
4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	37
4.2. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ	37
4.3. ΟΡΙΟΘΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΕΣΦΑ.....	42
<i>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ</i>	44
5.1.ΕΡΓΑ ΤΑ ΟΠΟΙΑ ΘΑ ΠΡΟΤΑΘΟΥΝ ΓΙΑ ΠΡΩΤΗ ΦΟΡΑ ΣΤΟ ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ 2017-2026 .	44
5.1.1. ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΧΡΗΣΤΩΝ	44
5.1.2 ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΣΦΑ	44
5.2. ΑΛΛΑ ΝΕΑ ΕΡΓΑ.....	46
5.3. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΑ ΕΡΓΑ	47

ΕΠΙΤΕΛΙΚΗ ΣΥΝΟΨΗ

Ο ΔΕΣΦΑ συνεκτιμώντας:

- i. τις τελευταίες εξελίξεις στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής
- ii. τα πιο πρόσφατα ιστορικά στοιχεία ζήτησης φυσικού αερίου
- iii. τις τελευταίες προβλέψεις για την εξέλιξη του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος
- iv. τις τελευταίες προβλέψεις για την εξέλιξη των τιμών του αργού πετρελαίου και των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂
- v. τα δεδομένα και τις εκτιμήσεις από τις Εταιρείες Διανομής Αερίου όπως αυτές συστάθηκαν τον Ιανουάριο του 2017 και όπως αναμένεται να διαμορφωθούν στο μέλλον

συνέταξε Μελέτη Πρόβλεψης Μεγέθους και Κατανομής Ζήτησης για την περίοδο 2018-2027 (αποτελεί το Κεφάλαιο 3.1 της παρούσας Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027) η οποία διαρθρώνεται σε δύο μέρη:

- ✓ Ενότητα Α) «Μελέτη πρόβλεψης κατανάλωσης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή που διατίθεται στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την επόμενη δεκαετία (2018-2027)» που εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (ΑΠΘ) και
- ✓ Ενότητα Β) «Μελέτη ετήσιας πρόβλεψης ζήτησης και Γεωγραφικής – Ημερήσιας Κατανομής των Λοιπών Καταναλωτών ΔΕΣΦΑ για την περίοδο 2018 – 2027» που εκπονήθηκε από τη Διεύθυνση Δραστηριοτήτων Στρατηγικής & Ανάπτυξης (ΔΡΣ&Α).

Η Μελέτη που εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης οδήγησε σε τέσσερα πιθανά σενάρια (1^ο σενάριο υψηλής εκτίμησης ζήτησης, 2^ο σενάριο μεσαίας εκτίμησης ζήτησης και τα σενάρια 3^ο και 4^ο χαμηλής ζήτησης). Ο ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με το μελετητή, λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πρόσφατα στοιχεία της αγοράς, θεώρησαν το 2^ο σενάριο (μεσαίο σενάριο) ως το πλέον πιθανό σενάριο να πραγματοποιηθεί, το οποίο, σε συνδυασμό με τα αποτελέσματα της μελέτης των Λοιπών Καταναλωτών, αποτελεί το βασικό σενάριο Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027. Για το σενάριο αυτό αναλύονται παρακάτω οι βασικές παραδοχές.

Βασικές Παραδοχές της Μελέτης

Οι βασικές παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν για την εκπόνηση της μελέτης περιγράφονται συνοπτικά παρακάτω:

- Στη μελέτη του ΑΠΘ έγινε η συσχέτιση του εκτιμώμενου ΑΕΠ με την κατανάλωση και την αιχμή του συστήματος και υπολογίστηκε η αναμενόμενη αύξηση του φορτίου συστήματος για τα επόμενα έτη. Έτσι, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο αναφοράς εκτιμήθηκε ότι θα κυμανθεί από 50,3 TWh το 2017, 50,5 TWh το 2018 έως 56,4 TWh (το 2027).
- Σχετικά με την αγορά δικαιωμάτων ρύπων για τα επόμενα έτη η πρόβλεψη που γίνεται από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο της Θεσσαλονίκης είναι ότι οι τιμές θα κυμανθούν από 5,1 €/tn CO₂ το 2017, 5,2 €/tn CO₂ το 2018 έως 6 €/tn CO₂ για το έτος 2027.
- Σχετικά με την τιμή προμήθειας φυσικού αερίου, που αποτελεί την σημαντικότερη παράμετρο καθορισμού του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων με αυτό το καύσιμο, η πρόβλεψη που γίνεται από το ΑΠΘ είναι ότι η τιμή θα κυμανθεί στα επίπεδα των 51 \$/βαρέλι για το έτος 2017, στα 55 \$/βαρέλι για το έτος 2018, και στα 60 \$/βαρέλι για τα έτη από το 2019 και μετά.
- Η εκτίμηση για τη διείσδυση των ΑΠΕ προκύπτει από την πρόβλεψη του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου της Θεσσαλονίκης. Έχει λάβει υπόψη τους στόχους σε Εθνικό επίπεδο καθώς και ιστορικά στοιχεία τόσο από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ όσο και από τα Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ.
- Λαμβάνονται υπόψη οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που έχουν τεθεί σε σειρά λιγνιτικών μονάδων (Καρδιά & Αμύνταιο) από τον Ιανουάριο του 2016 κ.ε., με υποχρέωση περιορισμένης λειτουργίας αυτών για τα επόμενα έτη μέχρι και την πλήρη απόσυρσή τους. Οι μονάδες αυτές θα λειτουργήσουν κατά μέγιστο 17.500 ώρες.
- Η νέα λιγνιτική μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5, εκτιμάται ότι θα ενταχθεί σε δοκιμαστική λειτουργία εντός του έτους 2020 και σε εμπορική λειτουργία τον Ιούνιο του 2021. Ακόμα, γίνεται η θεώρηση ότι η μονάδα ΜΕΛΙΤΗ 2 θα ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία τον Ιανουάριο 2025.
- Τα έτη 2018-2020 εκτιμάται ότι θα τεθούν σε λειτουργία και οι μονάδες παραγωγής ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29MW) και ΥΗΣ Μεσοχώρας (160MW).
- Τα νησιά των Κυκλάδων εκτιμάται ότι θα διασυνδεθούν πλήρως με το ηπειρωτικό σύστημα (κατά το έτος 2019) ενώ το έτος 2022 αναμένεται να διασυνδεθεί η Κρήτη με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω AC γραμμής μεταφοράς (υποθαλάσσιο καλώδιο) 150 kV με μέγιστη μεταφορική ικανότητα 2x140 = 280 MW. Το έτος 2025 αναμένεται να λειτουργήσει το δεύτερο υποθαλάσσιο (DC) καλώδιο της Κρήτης (2x350 MW), οπότε θα αρθεί πλήρως ο συνωστισμός του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα.
- Η περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου χαμηλής και μέσης πίεσης των ΕΔΑ αναμένεται να συνεισφέρει στην αύξηση της κατανάλωσης του οικιακού τομέα από το 2020 κ.ε..

➤ Η επίπτωση της αποκόλλησης τεράστιων εδαφικών μαζών στις 10 Ιουνίου 2017 στο ορυχείο Αμύνταιο του λιγνιτικού κέντρου Δυτικής Μακεδονίας της ΔΕΗ εκτιμήθηκε εκ των υστέρων από τον μελετητή και τα αποτελέσματα έδειξαν ότι :

- 1) Σε περίπτωση που δεν ενταχθούν σε λειτουργία οι μονάδες Αμυνταίου κατά τη διάρκεια της αιχμής ζήτησης του Ιουλίου του 2017, η επίπτωση στην κατανάλωση φ.α. θα είναι μικρή, δηλαδή έως 0,046 δις. Nm³. Αντίστοιχη θα είναι η επίπτωση και για τον μήνα Ιούλιο του 2018 και του 2019 της περιόδου αναφοράς της μελέτης.
- 2) Σε περίπτωση που δεν ενταχθούν σε λειτουργία οι μονάδες Αμυνταίου κατά τη διάρκεια του χειμώνα 2017-2018, η επίπτωση στην κατανάλωση φ.α. θα είναι σημαντική, δηλαδή περίπου 0,21 δις. Nm³ πρόσθετη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες φ.α. Αντίστοιχη θα είναι η επίπτωση και για το χειμώνα 2018-2019, αλλά μικρότερη αναμένεται για το χειμώνα 2019-2020 (λόγω τελικής απόσυρσης των μονάδων τον Ιανουάριο 2020 σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα δεδομένα).

Η ανωτέρω επίπτωση δε λαμβάνεται υπόψη στα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης, λόγω έλλειψης δεδομένων για τον τρόπο αντιμετώπισης του προβλήματος από τη ΔΕΗ.

Βασικά συμπεράσματα της μελέτης

α) Η ετήσια ζήτηση φυσικού αερίου στο σύνολο της χώρας για το έτος 2018 προβλέπεται να ανέλθει στα 3.679 εκατ. Nm³.

Από το 2019 και έπειτα αναμένεται να προκύψουν ποσότητες από τα νέα έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ και από το 2018 και έπειτα συνεκτιμώνται οι ετήσιες ποσότητες που θα προκύψουν για διαμετακόμιση αερίου μέσω αντίστροφης ροής και μέσω του αγωγού σύνδεσης Ελλάδας – ΠΓΔΜ.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται συνολικά η εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης για τα έτη της περιόδου αναφοράς (2018-2027).

Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου

Εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου (εκ. Nm ³ /yr)	Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο
		Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής			
2016*	2.629	386	821	-	-	3.835
2017**	2.684	522	905	-	-	4.111
2018	2.218	569	891	10	-	3.689
2019	2.275	570	934	50	1	3.829
2020	2.204	572	990	100	2	3.867
2021	1.921	573	1.039	500	18	4.050
2022	2.229	573	1.085	550	29	4.466
2023	2.454	573	1.122	600	53	4.802
2024	2.422	574	1.163	620	82	4.861
2025	2.326	574	1.193	650	93	4.836
2026	2.294	574	1.225	650	122	4.866
2027	2.340	574	1.255	650	151	4.971

*απολογιστικά στοιχεία **προυπολογιστικά στοιχεία

β) Η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση για το έτος 2018 εκτιμάται στα 19,6 εκ. Nm³/day. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την αναμενόμενη αιχμή του συστήματος για τα έτη της περιόδου αναφοράς. Η μεγάλη απόκλιση της αναμενόμενης αιχμής του συστήματος του έτους 2018 συγκριτικά με την πραγματοποιηθείσα του 2017, οφείλεται στις αξιοσημείωτες καιρικές συνθήκες και τις πέραν των συνηθισμένων ορίων εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της ενεργειακής κρίσης που σημειώθηκε στην Ευρώπη τους τελευταίους μήνες του 2016 και τους πρώτους του 2017, με αποτέλεσμα να σημειωθούν καταναλώσεις πολύ μεγαλύτερες από τις αναμενόμενες. Τα γεγονότα αυτά όμως, πόσο μάλλον συνδυαστικά, έχουν πολύ μικρή πιθανότητα επανάληψης

Εκτίμηση Μέγιστης Ημερήσιας Κατανάλωσης

	ΣΥΝΟΛΟ ΕΣΦΑ (Nm ³ /day)					
	Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο
		Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής			
2016*	12.553.154	1.622.084	5.621.653	-	-	19.596.597
2017**	15.407.542	1.337.333	6.834.535	-	-	23.580.220
2018	11.550.110	2.504.135	5.737.358	34.247	-	19.526.557
2019	10.725.628	2.506.330	6.063.411	171.233	49.300	19.466.602
2020	10.509.454	2.506.455	6.565.117	342.455	49.300	20.026.512
2021	10.208.751	2.522.735	7.213.236	1.573.148	34.701	22.426.553
2022	11.733.545	2.523.332	7.620.051	1.750.351	166.702	23.784.370
2023	12.566.821	2.524.053	7.890.198	1.921.613	261.403	25.264.094
2024	13.746.555	2.524.783	8.351.543	1.990.107	323.505	26.936.823
2025	12.231.755	2.525.470	8.563.004	2.092.545	374.305	25.786.402
2026	13.254.577	2.526.155	8.003.514	2.092.545	488.403	27.255.522
2027	12.558.253	2.526.155	8.281.033	2.092.545	501.912	27.050.222

*απολογιστικά στοιχεία

**Σύνολο 17.2017 εκ. Nm³ καταναλωθέντα αέριο έτος 2017 αναμενόμενα 23 εκ. Nm³ καταναλωθέντα αέριο έτος 2017

γ) Σύμφωνα με τα παραπάνω προκύπτει ο παρακάτω συγκεντρωτικός Πίνακας:

Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου 2018 – 2027

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2016*	2017**	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Αιγντικές μονάδες [MWh]	14.897.661,83	14.833.509,51	15.837.777,25	15.445.461,66	15.370.192,02	16.912.051,31	16.045.088,50	14.668.034,04	14.867.885,35	16.611.005,75	16.914.845,19	16.760.331,07
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWh]			4.738.950,50	4.893.999,96	4.752.692,32	4.857.444,69	5.564.476,59	6.170.639,40	6.049.126,83	5.696.846,12	5.723.180,03	5.902.320,23
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡ) [MWh]			6.346.604,27	6.489.018,73	6.230.487,74	4.643.324,90	5.762.313,80	6.484.334,84	6.437.700,15	6.861.489,99	6.675.799,79	6.730.845,84
Μονάδες φ.α. [MWh]	13.624.757,35	13.932.115,02	11.085.554,77	11.383.018,69	10.983.180,06	9.500.769,59	11.326.790,39	12.654.974,24	12.486.826,98	12.558.336,11	12.398.979,82	12.633.166,07
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWh]			0	0	0	0	0	0	0	687.449,85	681.102,75	664.056,90
ΥΗΣ [MWh]	4.843.292,99	4.678.070,74	4.377.067,97	4.378.193,89	4.639.301,93	4.637.553,75	4.637.140,00	4.632.793,72	4.639.508,56	4.635.441,70	4.638.482,87	4.638.786,31
Εισαγωγές [MWh]			11.400.352,38	11.410.045,24	11.398.702,68	11.287.647,32	11.428.272,33	11.547.869,54	11.603.375,47	11.460.462,68	11.474.384,95	11.559.587,45
Εξαγωγές [MWh]			1.514.268,48	1.448.497,14	1.475.651,18	1.528.161,66	1.486.577,63	1.433.774,59	1.413.970,04	1.457.741,30	1.448.706,17	1.445.291,65
Καθαρές εισαγωγές [MWh]	8.796.000,00	8.388.846,12	9.886.083,90	9.961.548,10	9.923.051,51	9.759.485,66	9.941.694,71	10.114.094,95	10.189.405,43	10.002.721,38	10.025.678,78	10.114.295,80
Αιολικά [MWh]			5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWh]			3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWh]			346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWh]			756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWh]			160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWh]	9.140.434,04	9.693.216,12	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWh]	51.302.146,21	51.525.757,49	51.521.495,57	52.146.382,42	52.438.777,76	52.833.680,66	54.337.567,98	54.697.672,90	55.077.371,73	56.916.426,49	57.327.131,78	57.735.714,79
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	26,56%	27,04%	21,52%	21,83%	20,94%	17,98%	20,85%	23,14%	22,67%	22,06%	21,63%	21,88%
Άντληση [MWh]	32,00	21.069,05	60.778,32	57.457,44	62.594,48	61.043,98	57.168,77	50.761,24	58.123,76	55.044,45	52.593,81	60.663,13
Φορτίο συστήματος [MWh]	51.302.114,21	51.504.688,30	51.460.717,24	52.088.924,79	52.376.183,10	52.772.636,62	54.280.399,06	54.646.911,57	55.019.247,65	56.861.381,80	57.274.538,05	57.675.051,61
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWh]	1.134.000,00	1.220.808,38	1.006.397,24	1.020.144,82	1.045.743,19	1.098.216,61	1.123.043,11	1.139.695,51	1.157.898,81	1.244.421,73	1.273.418,00	1.286.831,67
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWh]	50.168.114,21	50.283.879,92	50.454.320,00	51.068.779,97	51.330.439,91	51.674.420,01	53.157.355,95	53.507.216,05	53.861.348,84	55.616.960,06	56.001.120,05	56.388.219,94
Κατανάλωση φ.α. ΗΠ [kNm3]	2.628.810,67	2.684.035,22	2.218.260,10	2.275.315,28	2.203.690,41	1.920.497,04	2.228.533,73	2.453.950,83	2.422.438,11	2.325.623,52	2.294.276,51	2.339.848,97
Κατανάλωση φ.α. Λοιπών Πελατών [kNm3]	1.206.507,56	1.427.033,48	1.460.528,08	1.504.130,21	1.561.262,14	1.611.770,05	1.657.821,22	1.695.036,18	1.737.103,75	1.766.500,73	1.799.364,14	1.829.399,86
Διαμετακόμιση φ.α. [kNm3]			10.000,00	50.000,00	100.000,00	500.000,00	550.000,00	600.000,00	620.000,00	650.000,00	650.000,00	650.000,00
Μικρής κλίμακας φ.α. [kNm3]				1.183,20	2.366,40	17.516,00	29.232,00	52.664,00	81.896,00	93.496,00	122.496,00	151.496,00
Συνολική Διέλευση φ.α. [kNm3]	3.835.318,23	4.111.068,70	3.688.788,18	3.830.628,69	3.867.318,95	4.049.783,09	4.465.586,96	4.801.651,01	4.861.437,87	4.835.620,25	4.866.136,65	4.970.744,83

συμπεριλαμβάνεται η χρήση φ.α. από την ADG για θερμική χρήση
 *απολογιστικά στοιχεία **προυπολογιστικά στοιχεία

Στο κεφάλαιο 3.4 της παρούσας μελέτης παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα όλων των σεναρίων.

Εξέταση υδραυλικής επάρκειας του ΕΣΦΑ

Ο ΔΕΣΦΑ εξέτασε την υδραυλική επάρκεια του συστήματος με βάση την εκτιμώμενη ζήτηση της περιόδου αναφοράς και κατέληξε στα εξής συμπεράσματα:

1. Με την εισαγωγή αερίου από τον αγωγό ΤΑΡ απαιτείται η αναβάθμιση του συστήματος με την εγκατάσταση και λειτουργία μονάδας συμπίεσης στην Αμπελιά, προκειμένου να διασφαλίζεται η μεταφορά του αερίου των Χρηστών από τα βόρεια Σημεία Εισόδου στα σημεία κατανάλωσης, σε όλες τις συνθήκες φόρτισης του συστήματος.
2. Με την λειτουργία της 2^{ης} αναβάθμισης του σταθμού ΥΦΑ η δυναμικότητα αντίστροφης ροής προς Βουλγαρία θα ανέλθει στα 4,1mNm³/d (ή 1,5 bcm/yr με LF=1), ενώ με τη λειτουργία του συμπιεστή στην Αμπελιά (ο οποίος θα μπορεί να λειτουργήσει και σε αντίστροφη ροή) και ταυτόχρονα αύξηση της πίεσης του αερίου που εισέρχεται στους Κήπους (π.χ. με εγκατάσταση συμπιεστή), είναι δυνατό η ημερήσια αντίστροφη ροή να φτάσει μέχρι το επίπεδο των 10,8 mNm³/d (ή 3,9 bcm/yr με LF=1).

Εκτίμηση υδραυλικής οριοθέτησης του ΕΣΦΑ

Η οριοθέτηση του Συστήματος αφορά σε ημέρα υψηλής ζήτησης με ταυτόχρονα χαμηλή κατανάλωση βορείως της Ν. Μεσημβρίας, και οι υπολογισμοί έδωσαν τα εξής αποτελέσματα (δεν θεωρείται έξοδος αερίου στην Κομοτηνή):

Στην περίπτωση λειτουργίας μόνο του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία: το άθροισμα Κήποι+Σιδηρόκαστρο δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,1 mNm³/d ενώ στην περίπτωση λειτουργίας της αναβάθμισης του σταθμού Ν.Μεσημβρίας, το άθροισμα Κήποι+Σιδηρόκαστρο.+Ν.Μεσημβρία (νέα είσοδος κατάντι του σταθμού συμπίεσης) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,8 mNm³/d. Στην περίπτωση λειτουργίας επιπροσθέτως σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά, το σύνολο Κήποι+Σιδηρόκαστρο.+Ν.Μεσημβρία δεν μπορεί να υπερβεί τα 19,9 mNm³/d.

Σε περίπτωση εισόδου στους Κήπους και εξόδου ποσότητας στην Κομοτηνή, η δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου «Κήποι» μπορεί να αυξηθεί (με τοποθέτηση συμπιεστή) περί τα 32 mNm³/d εκ των οποίων περίπου 24,5 mNm³/d μπορούν να εξέρχονται από νέο σημείο εξόδου στην Κομοτηνή.

Νέα έργα

Τέλος ο ΔΕΣΦΑ, συμπεριέλαβε στη Μελέτη Ανάπτυξης τις εκτιμήσεις του για μελλοντικά επενδυτικά σχέδια της εταιρείας. Συγκεκριμένα, έχουν συμπεριληφθεί:

Α) Έργα τα οποία θα προταθούν για πρώτη φορά στο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης 2017-2026, εκ των οποίων τα 2 αφορούν σε σύνδεση Χρηστών με το ΕΣΦΑ και τα 8 σε έργα που προτείνει ο ΔΕΣΦΑ για την ανάπτυξη του ΕΣΦΑ:

- Εγκατάσταση Μ Σταθμού στο ΣΑΛΦΑ Ανθούσας
- Εγκατάσταση Μ Σταθμού στο ΣΑΛΦΑ Α. Λιοσίων
- Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας
- Αγωγός Νέας Μεσημβρίας – Ειδομένης/Γευγελή και Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός
- Σταθμός συμπίεσης στην Αμπελιά
- Έργα εκσυγχρονισμού ΕΣΦΑ- 3η Ομάδα
- Αναβάθμιση φυσικής προστασίας εγκαταστάσεων ΔΕΣΦΑ –Κέντρο Ελέγχου Φυσικής Ασφάλειας
- Βελτιστοποίηση ακρίβειας μέτρησης σε σταθμούς του ΕΣΜΦΑ
- Αντικατάσταση Συστημάτων Διαχείρισης Μετρήσεων και Εποπτείας/Ελέγχου σε Σταθμούς Μ/Ρ του ΕΣΜΦΑ
- Νέο κτίριο γραφείων

Β) Το έργο «Αγωγός σύνδεσης με την Καβάλα Oil» προκειμένου να συνδεθεί η βιομηχανία απ' ευθείας με το ΕΣΦΑ και όχι μέσω της ΒΦΛ, όπως συμβαίνει ως σήμερα. Η ανάγκη αυτή επιβάλλεται τόσο για λόγους συμμόρφωσης με το ρυθμιστικό πλαίσιο όσο και για λόγους ασφάλειας, δεδομένου ότι ο αγωγός που την τροφοδοτεί σήμερα δεν ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις του ισχύοντος τεχνικού κανονισμού. Το έργο θα ενταχθεί σε Πρόγραμμα Ανάπτυξης ή Κατάλογο Μικρών Έργων όταν ολοκληρωθούν οι διαδικασίες του αρ. 95B του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

Γ) Τα Προγραμματισμένα Έργα που βρίσκονται σε εξέλιξη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σύμφωνα με το άρθρο 91 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ όπως ισχύει, «...ο Διαχειριστής εκπονεί Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ, η οποία περιλαμβάνει:

α) Τις προβλέψεις του Διαχειριστή για την ετήσια ζήτηση Φυσικού Αερίου στο σύνολο της χώρας, ανά διοικητική περιφέρεια και ανά κατηγορία καταναλωτών καθώς και για τη μέγιστη Ημερήσια και ωριαία ζήτηση Φυσικού Αερίου ανά Έτος, για κάθε ένα από τα επόμενα (10) Έτη.

β) Τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή για τις δυνατότητες κάλυψης της ζήτησης κατά οικονομικό και αξιόπιστο τρόπο από υφιστάμενες ή νέες πηγές εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο περιλαμβανομένων και πηγών εφοδιασμού με ΥΦΑ, και για την αναγκαία, για το σκοπό αυτό, ενίσχυση και επέκταση του ΕΣΦΑ.

γ) Τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τα στοιχεία κόστους των αναγκαίων έργων ενίσχυσης και επέκτασης του ΕΣΦΑ».

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα ανωτέρω εκπονήθηκε η παρούσα Μελέτη Ανάπτυξης για την χρονική περίοδο 2018 – 2027. Στην παρούσα μελέτη αξιολογούνται οι ρυθμιστικές αλλαγές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και το μεταβατικό στάδιο στο οποίο βρίσκεται η οικονομία της χώρας με τη μετάβαση από την περίοδο παρατεταμένης ύφεσης των τελευταίων ετών στην αναμενόμενη ανάπτυξη.

Παράλληλα εκπονήθηκε μελέτη εκτίμησης της υδραυλικής απόκρισης του ΕΣΜΦΑ για την περίοδο 2018 – 2027, τα συμπεράσματα της οποίας παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 4 της παρούσας.

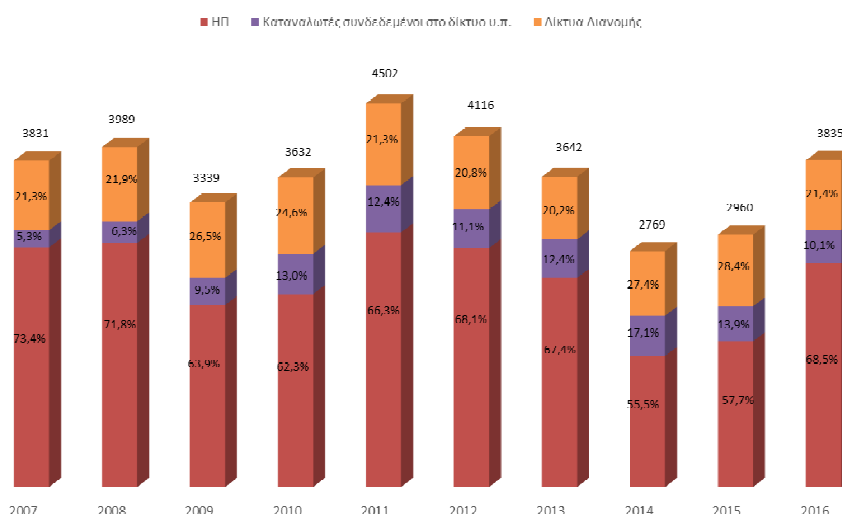
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΞΕΛΙΞΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα ενεργειακά έργα της χώρας τις τελευταίες δεκαετίες. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται στατιστικά στοιχεία από την κατανάλωση φυσικού αερίου τα προηγούμενα έτη αλλά και την προμήθεια φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ).

2.1. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα έφθασε τη μέγιστη τιμή της το έτος 2011 και έκτοτε, έως και το έτος 2014, παρουσίασε σταδιακή μείωση που οφείλεται σε δύο βασικούς λόγους: α) την παρατεταμένη οικονομική κρίση που αντιμετωπίζει η χώρα και προφανώς επηρέασε τον ενεργειακό τομέα και β) την άμεση επίδραση των αλλαγών στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην κατανάλωση φυσικού αερίου. Από το 2015 κ.ε παρουσιάζεται σταδιακή αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου.

Στο Διάγραμμα 1, παρουσιάζονται τα ποσοστά κατανάλωσης φυσικού αερίου στη χώρα από το 2007 έως και το 2016, ανά τομέα κατανάλωσης, συμπεριλαμβανομένου του αερίου λειτουργίας.



Διάγραμμα 1 : Ποσοστά Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου 2007 – 2016 (εκ. Nm³)

Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου που καταναλώθηκε κατά την διάρκεια των προηγούμενων ετών, αξιοποιήθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών.

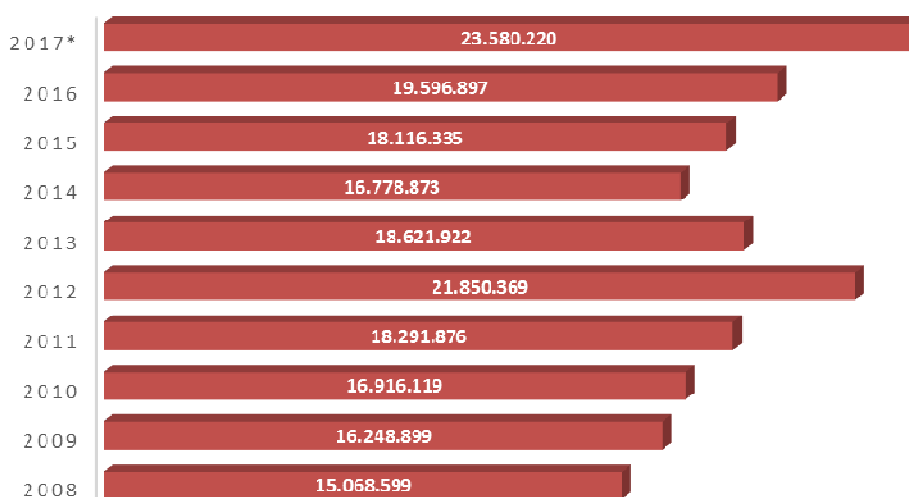
Στον Πίνακα 1 και στο Διάγραμμα 2 που ακολουθούν, παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία για την μέγιστη αιχμή του συστήματος που παρατηρήθηκε από το 2008 έως και το 2017.

Πίνακας 1: Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2006 – 2017

Έτος	Αιχμή Συστήματος (Nm ³ /day)	Ημερομηνία
2008	15.183.989	18.02.2008
2009	16.249.826	14.12.2009
2010	17.279.906	17.12.2010
2011	18.685.249	10.03.2011
2012	22.320.270	09.02.2012
2013	18.621.922	08.01.2013
2014	16.778.873	05.02.2014
2015	18.001.229	21.12.2015
2016	19.596.897	14.12.2016
2017*	23.580.220	12.01.2017

* Αφορά την περίοδο 1/1-6/7/2017

Αιχμή συστήματος (Nm³/day/yr)



* Αφορά την περίοδο 1/1-6/7/2017

Διάγραμμα 2 : Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2008 – 2017 (σε Nm³/day)

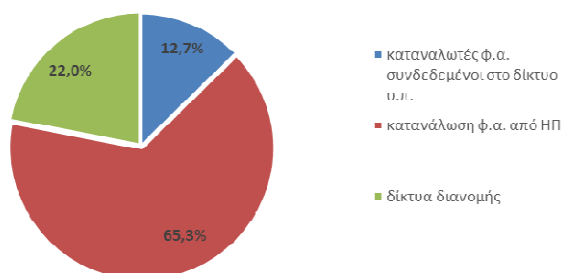
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 1, η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει παρουσιαστεί στο σύστημα μεταφοράς από την έναρξη λειτουργίας του έως και το πρώτο πεντάμηνο του 2017 είναι 23.580.220 Nm³ και πραγματοποιήθηκε στις 12 Ιανουαρίου του έτους 2017.

Επισημαίνεται ότι κατά το διάστημα από τα μέσα Νοεμβρίου 2016 έως τις αρχές Φεβρουάριου 2017 η κατάσταση του ενεργειακού συστήματος στην Ελλάδα ήταν πρωτόγνωρη, καθότι έγινε έλεγχος (inspection) στις πυρηνικές εγκαταστάσεις της Γαλλίας και βγήκαν εκτός λειτουργίας πολλά πυρηνικά εργοστάσια της χώρας. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα να προκύψει έλλειμμα ενέργειας στη Γαλλία, και από πλήρως εξαγωγική χώρα (στη ροή της ηλεκτρικής ενέργειας) να γίνει εισαγωγική χώρα, και μάλιστα να γίνονται συμβόλαια ώστε να εισάγει ενέργεια από πολλές όμορες ή μη χώρες της Ευρώπης. Η αλλαγή των εμπορικών προγραμμάτων κατά μήκος της Ευρώπης επηρέασε (όπως ήταν

φυσικό) και την Ελλάδα, η οποία ήταν πλήρως εισαγωγική χώρα (στην ηλεκτρική ενέργεια), με αποτέλεσμα κατά το διάστημα Νοεμβρίου 2016 – Φεβρουαρίου 2017 να γίνονται συμβόλαια εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την Ελλάδα προς τις Βόρειες γειτονικές χώρες (και στη συνέχεια μεταφορά της ενέργειας βορειότερα), καθότι οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στις γειτονικές χώρες ήταν πολλές ώρες πάνω από 100 €/MWh, και αρκετές ώρες πάνω από 150 €/MWh, λόγω του ελλείμματος ενέργειας που είχε δημιουργηθεί σε Ευρωπαϊκό επίπεδο. Οι ανωτέρω εξαγωγές από την Ελλάδα προς τις γειτονικές χώρες, σε συνδυασμό με το πρωτοφανές σε δριμύτητα ψύχος που έπληξε τη χώρα κατά το Δεκέμβριο 2016 και τον Ιανουάριο 2017, δημιούργησε αντίστοιχο έλλειμμα ενέργειας στην Ελλάδα, με αποτέλεσμα να υπάρχουν πολλές περιόδους που όλες οι θερμικές μονάδες ήταν πλήρως φορτισμένες, και πολλές υδροηλεκτρικές μονάδες σε υψηλή φόρτιση για την κάλυψη του φορτίου του συστήματος. Αντίστοιχες αντίξοες συνθήκες λειτουργίας του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας έχουν μικρή πιθανότητα επανάληψης στο μέλλον.

Τα παραπάνω γεγονότα οδήγησαν στην ανάγκη επικαιροποίησης της πρόβλεψης της κατανάλωσης φ.α. για το έτος 2017. Λαμβάνοντας υπόψη τις τελευταίες εξελίξεις και τα απολογιστικά στοιχεία Ιανουαρίου 2017 έγινε επανυπολογισμός της συνολικής κατανάλωσης, στις αρχές Φεβρουαρίου του 2017, και εκτιμήθηκε ότι η ζήτηση θα ανέλθει στα 4,1 δις Nm³, αυξημένη κατά 24,9% από τη ζήτηση που είχε εκτιμηθεί στη Μελέτη Ανάπτυξης 2017-2026. Η κατανομή στις κατηγορίες κατανάλωσης φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.

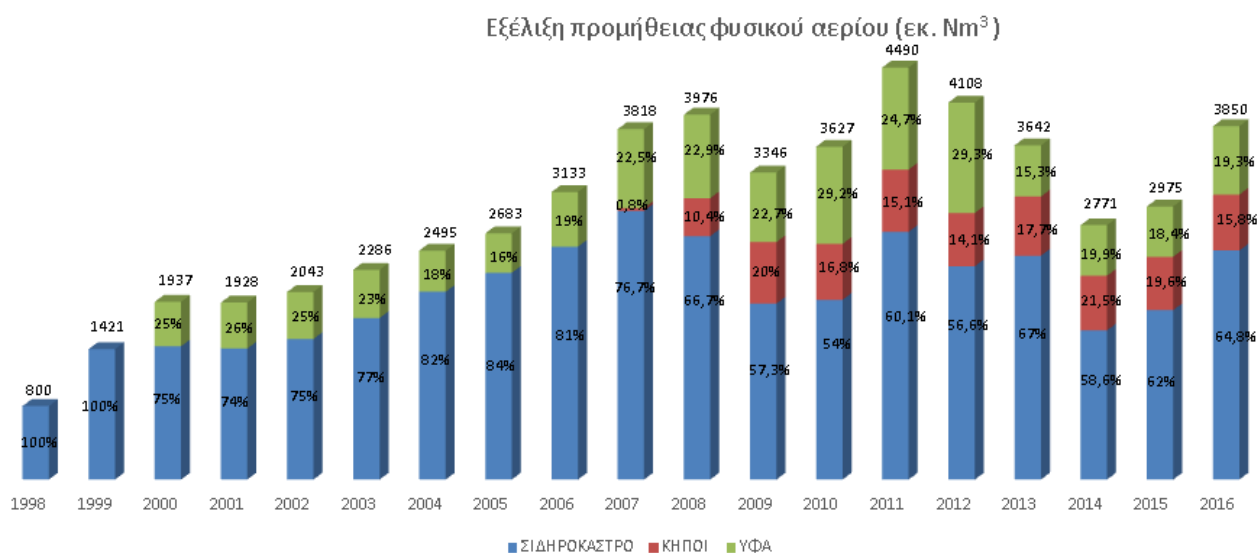
Εκτίμηση κατανάλωσης φ.α. για το έτος 2017



Διάγραμμα 3: Ποσοστά κατανάλωσης φ.α. ανά κατηγορία

2.2. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

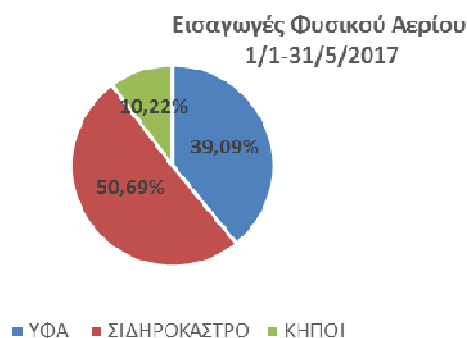
Στο Διάγραμμα 4 παρουσιάζεται το ποσοστό συμμετοχής κάθε Σημείου Εισόδου του Συστήματος Μεταφοράς στην προμήθεια φυσικού αερίου, για τα έτη 1998 έως και 2016.



Διάγραμμα 4: Εισαγωγές Φυσικού Αερίου στο ΕΣΦΑ 1998-2016

Για το έτος 2016 τα ποσοστά συμμετοχής της προμήθειας φυσικού αερίου ανά Σημείο Εισόδου διαμορφώθηκαν ως εξής: Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο 64,8%, Σημείο Εισόδου Κήποι 15,8% και ΥΦΑ 19,3%.

Για το πρώτο πεντάμηνο του 2017 τα ποσοστά εισαγωγής φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 5.



Διάγραμμα 5 : Εισαγωγές Φυσικού Αερίου 1/1/2017-31/5/2017

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2018-2027

3.1 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 2018-2027

Με τον όρο «σενάριο ζήτησης» εννοείται η πρόβλεψη για την εξέλιξη της ετήσιας συνολικής ζήτησης φ.α. και της μέγιστης ημερήσιας αιχμής φ.α. ανά έτος η οποία βασίζεται σε συγκεκριμένες εκτιμήσεις/παραδοχές. Στα πλαίσια της εκπόνησης της Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027 ελήφθησαν υπ' όψη τα νέα δεδομένα που ισχύουν πλέον στην ελληνική αγορά φυσικού αερίου.

Η πρόβλεψη της ζήτησης αποτελεί μία από τις σημαντικότερες αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), καθώς αποτελεί τη βάση για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη και τη λειτουργία του. Η εκτιμώμενη ζήτηση αποτελεί τη βάση για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης του ΕΣΦΑ και την προσομοίωση λειτουργίας του με στόχο την αξιολόγηση νέων επενδύσεων ενίσχυσης και επέκτασης.

Η πρόβλεψη της ζήτησης για την περίοδο 2018 – 2027 αποτελείται από δύο διακριτές ενότητες:

A. την κατανομή της ζήτησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2018 – 2027 , «ΜΕΛΕΤΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΟΥ ΔΙΑΤΙΘΕΤΑΙ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΝ ΕΠΟΜΕΝΗ ΔΕΚΑΕΤΙΑ (2018-2027)», η οποία εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (ΑΠΘ) και

B. την κατανομή ζήτησης στους Λοιπούς Καταναλωτές για την περίοδο 2018-2027, «ΜΕΛΕΤΗ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗΣ - ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΤΩΝ ΛΟΙΠΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΔΕΣΦΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018-2027» η οποία εκπονήθηκε από το ΔΕΣΦΑ.

3.1.1 Εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή

Για την εκτίμηση του επιπέδου κατανάλωσης φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, σε ετήσια και ημερήσια βάση, κατά την περίοδο 2018-2027, έγινε προσομοίωση της Ελληνικής Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες του μηχανισμού επίλυσης και εκκαθάρισής της (υποχρεωτική κοινοπραξία για το έτος 2018 ή απλό χρηματιστήριο ενέργειας για τα έτη 2019-2027), με βάση το πλέον επικαιροποιημένο ρυθμιστικό πλαίσιο.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ) και το Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς, η ΕΧΑΗΕ σήμερα λειτουργεί ως μία «υποχρεωτική κοινοπραξία» (mandatory pool), κατά την οποία επιλύεται το πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής (unit commitment) στα πλαίσια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) με συμβελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών (co-optimization of energy and reserves). Σε τέτοια μοντέλα αγοράς περιλαμβάνονται στον ΗΕΠ και τεχνικοί περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, που καθιστούν το πρόβλημα επίλυσης του ΗΕΠ ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming, MILP). Επομένως, οι μονάδες παραγωγής, εφόσον ενταχθούν στο πρόγραμμα ΗΕΠ, κατανέμονται από το τεχνικό ελάχιστο έως τη διαθέσιμη ισχύ τους (ή εντός των αντιστοίχων ορίων υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής, κατά το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ).

Μέχρι τις αρχές του έτους 2019 η αγορά αναμένεται να μετασχηματιστεί σε μία αποκεντρωμένη αγορά, όπου κυρίαρχο ρόλο θα έχει η λειτουργία (με προαιρετική συμμετοχή των παικτών της αγοράς) ενός απλού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΧΕ) ("Power Exchange"), προκειμένου να υπάρξει συμμόρφωση με το Ενιαίο Μοντέλο Ευρωπαϊκής Αγοράς (Target Model). Επιπρόσθετα, η ελεύθερη σύναψη διμερών συμβολαίων μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αποτελέσει βασικό χαρακτηριστικό του νέου μοντέλου-στόχου, παράλληλα με τη λειτουργία του ΧΕ.

Η μελέτη του Αριστοτέλειου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης πραγματοποίησε ανάλυση ευαισθησίας σε ένα βασικό ρεαλιστικό σενάριο από το οποίο με μεταβολή των τιμών ορισμένων κρίσιμων παραμέτρων (της τιμής του αργού πετρελαίου και της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂) προεκύψαν τα παρακάτω τέσσερα σενάρια:

- α) 1ο Σενάριο: Λαμβάνεται υψηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και μέσο επίπεδο τιμών φ.α. (υψηλό σενάριο)
- β) 2ο Σενάριο: Λαμβάνεται χαμηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και μέσο επίπεδο τιμών φ.α. (μεσαίο σενάριο)
- γ) 3ο Σενάριο: Λαμβάνεται υψηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και υψηλό επίπεδο τιμών φ.α. (χαμηλό Α σενάριο)
- δ) 4ο Σενάριο: Λαμβάνεται χαμηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και υψηλό επίπεδο τιμών φ.α. (χαμηλό Β σενάριο)

Ο ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με το μελετητή, λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πρόσφατα στοιχεία της αγοράς, θεώρησαν το 2^ο σενάριο (μεσαίο σενάριο) ως το πλέον πιθανό σενάριο να πραγματοποιηθεί (βασικό σενάριο Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027). Οι βασικές παραδοχές των σεναρίων παρουσιάζονται παρακάτω:

α) Εκτίμηση συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη δεκαετία

Βάσει της:

i) αναμενόμενης κατανάλωσης και αιχμής φορτίου για το διάστημα 2018-2027, όπως αυτή εκτιμάται σύμφωνα με τα απολογιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για το έτος 2016

ii) πρόβλεψης αύξησης του ΑΕΠ για τα έτη 2018-2027¹, και

iii) συσχέτιση μεταξύ της κατανάλωσης και της αιχμής φορτίου με το εκτιμώμενο Ακαθάριστο Εθνικό Προϊόν (ΑΕΠ) απομειωμένο για τα έτη 2018-2027 σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του ΑΠΘ,

εκτιμάται η αναμενόμενη αύξηση του φορτίου συστήματος (κατανάλωσης) και της αιχμής φορτίου στον τομέα της Η/Π για τα έτη 2018-2027. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (φορτίο καταναλωτών) κατά την περίοδο αναφοράς στην οποία βασίζεται η μελέτη θα κυμανθεί από 50,3 TWh (το 2017) έως 56,4 TWh (το 2027).

¹ σημειώνεται ότι η πρόβλεψη αυτή ενδέχεται να αναθεωρηθεί σε επόμενη Μελέτη Ανάπτυξης αν τα μακροοικονομικά μεγέθη της Ελληνικής οικονομίας μεταβληθούν (διευθέτηση χρέους, κτλ)

β) Εισαγωγές/εξαγωγές

Για τις εισαγωγές από τις βόρειες διασυνδέσεις της Ελλάδας (Βουλγαρία, FYROM και Αλβανία) λαμβάνεται υπόψη η καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων σε συνδυασμό με τα ιστορικά στοιχεία εισαγωγών αλλά και τις περιόδους συντήρησης των διασυνδετικών γραμμών.

Για τις εισαγωγές/εξαγωγές από τις διασυνδέσεις Ιταλίας και Τουρκίας και για τις εξαγωγές προς τις βόρειες διασυνδέσεις, οι οποίες μεταβάλλονται ανάλογα με τις τιμές εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ, γίνεται στατιστική ανάλυση των υλοποιηθέντων εισαγωγών/εξαγωγών ενέργειας ανά διασύνδεση σε σχέση με την τιμή εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ βάσει των ιστορικών στοιχείων των ετών 2015 και 2016.

γ) Εγχύσεις ενέργειας από ΑΠΕ

Αυτές υπολογίζονται βάσει της πρόβλεψης της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ και της εκτίμησης του μελετητή για τις ποσότητες έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο ανά ώρα του έτους και ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος. Αξίζει να σημειωθεί ότι χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά στοιχεία τόσο από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ όσο και από τα Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ.

δ) Άντληση

Ως μέγιστη ποσότητα πιθανής άντλησης από τους υδραντλητικούς σταθμούς (σε μηνιαίο επίπεδο), θεωρείται η μετρηθείσα ποσότητα άντλησης ανά μήνα του έτους 2012. Η ποσότητα αυτή άντλησης εισάγεται στον αλγόριθμο ετήσιας προσομοίωσης της αγοράς (1η φάση επίλυσης λογισμικού LTS²), και προκύπτουν οι ωριαίες μέγιστες ποσότητες άντλησης, οι οποίες εισάγονται στην ημερήσια προσομοίωση της αγοράς. Έτσι υπολογίζεται η ωριαία ποσότητα άντλησης που θα εκτελεστεί.

ε) Υποχρεωτικές εγχύσεις των υδροηλεκτρικών μονάδων

Λαμβάνεται υπόψη η μέση υδροηλεκτρική παραγωγή παρελθόντων ετών αποκλείοντας έτη με ιδιαίτερα υψηλή υδραυλικότητα. Για την προβολή στα επόμενα έτη χρησιμοποιήθηκε ο συντελεστής 15,636%. Επισημαίνεται ότι κατά το έτος 2020 αυξάνεται η αναμενόμενη έγχυση των ΥΗΣ, λόγω θέσης σε εμπορική λειτουργία των ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29 MW) και Μεσοχώρας (160 MW), αναλογικά με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος.

στ) Προγραμματισμός ένταξης νέων και απόσυρση παλαιών μονάδων

Λαμβάνονται υπόψη τα δημοσιευμένα στοιχεία σχετικά με τα χρονοδιαγράμματα κατασκευής των νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και εκείνα για την απόσυρση παλαιών λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ. Συγκεκριμένα:

1) Οι μονάδες ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 2, ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 8 και 9, ΛΑΥΡΙΟ 1, ΛΑΥΡΙΟ 2, ΛΑΥΡΙΟ 3, ΑΛΙΒΕΡΙ 3 και ΑΛΙΒΕΡΙ 4 έχουν ήδη αποσυρθεί από το σύστημα. Επίσης, οι μονάδες ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 3 και ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 4 έχουν υποστεί μεγάλες ζημιές από την πυρκαγιά του Νοεμβρίου 2014, και έχουν πλέον αποσυρθεί.

2) Οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1, 2, 3 και 4 θα λειτουργήσουν κατά μέγιστο 17.500 ώρες από την 1^η Ιανουαρίου 2016 έως την 31^η Δεκεμβρίου 2023.

² LTS : Long Term Scheduling

Σύμφωνα με το Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ), το οποίο συντάχθηκε βάσει του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ, οι προτεινόμενες ενέργειες, όσον αφορά τις ανωτέρω λιγνιτικές μονάδες, είναι οι εξής τρεις:

- ο Άμεση (από το 2016) και πλήρης περιβαλλοντική προσαρμογή
- ο Σταδιακή περιβαλλοντική προσαρμογή
- ο Ένταξη σε καθεστώς περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας και απένταξη στη συνέχεια

Το καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας ισχύει για το χρονικό διάστημα 01/01/2016 – 31/12/2023 και επιτρέπει στις Μονάδες, που εντάσσονται σε αυτό, 17.500 ώρες λειτουργίας/καπνοδόχο (σύμφωνα με πρόσφατη απόφαση του ΥΠΕΚΑ).

Στην κάθε μονάδα (ΚΑΡΔΙΑ 1, 2, 3 και 4), λόγω του γεγονότος ότι έχει ξεχωριστή καμινάδα, υπάρχει χρονική ελευθερία στην κατανομή λειτουργίας της, προφανώς σε περιόδους κατά τις οποίες η παραγωγή τους είναι απαραίτητη για το σύστημα.

Οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 3 και 4 δίνουν τηλεθέρμανση στην περιοχή της Κοζάνης, και πρέπει να λειτουργούν σίγουρα κατά τους χειμερινούς μήνες, προκειμένου να τροφοδοτούν τις ανάγκες της τηλεθέρμανσης. Επομένως, οι μονάδες αυτές αναμένεται να λειτουργήσουν περίπου 4 μήνες/έτος για τα επόμενα 5 έτη (Δεκέμβριο-Φεβρουάριο και Ιούλιο), και να αποσυρθούν στα τέλη του έτους 2021, οπότε στη συνέχεια εντάσσεται σε εμπορική λειτουργία η μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5, και η οποία μπορεί να αναλάβει τις υποχρεώσεις της τηλεθέρμανσης της περιοχής της Κοζάνης (διότι κατασκευαστικά θα έχει τέτοια δυνατότητα).

Ωστόσο, οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1 και 2 δε δίνουν τηλεθέρμανση στην περιοχή της Κοζάνης. Επομένως, δεν είναι απαραίτητο να λειτουργούν τους χειμερινούς μήνες. Δεδομένου ότι οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 3 και 4 αναμένεται να λειτουργούν τους χειμερινούς μήνες (κατά τη χειμερινή αιχμή του συστήματος), οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1 και 2 θα ελαχιστοποιούν το συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος αν λειτουργούν κατά τους μήνες της καλοκαιρινής αιχμής του (Ιούνιο έως Αύγουστο για τα έτη 2018-2021) και κατά τον Ιανουάριο για να υποστηρίξουν την κάλυψη της χειμερινής αιχμής του φορτίου συστήματος. Έτσι, συμπληρώνουν ακριβώς τις 17.500 ώρες λειτουργίας τους (που είναι περίπου 24 μήνες λειτουργίας).

3) Οι μονάδες ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ 1-4 δε θα έχουν πρόβλημα με το όριο για τις εκπομπές οξειδίων του θείου, και αναμένεται να λειτουργήσουν για όλο το χρονικό διάστημα προγραμματισμού (έως και το έτος 2027).

4) Η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 3 αναμένεται να είναι διαθέσιμη έως και το έτος 2022 (λόγω σταδιακής μείωσης των αποθεμάτων λιγνίτη της περιοχής), ενώ η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 4 αναμένεται να είναι διαθέσιμη για όλο το χρονικό διάστημα προγραμματισμού (έως και το έτος 2027).

5) Οι νεότερες μονάδες ΜΕΛΙΤΗ και ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 5 δεν έχουν κανένα περιβαλλοντικό πρόβλημα στη λειτουργία τους, οπότε θα είναι σε κανονική λειτουργία σίγουρα έως και το έτος 2027.

6) Η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 5 έχει ήδη εκκινήσει δοκιμαστική λειτουργία από τον Απρίλιο 2015, και αναμένεται να ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία εντός του έτους 2017, αλλά με μειωμένη διαθεσιμότητα (έως περίπου 620 MW). Ο λόγος για τη μειωμένη διαθεσιμότητα είναι η καθυστέρηση

ολοκλήρωσης των εργασιών επέκτασης του συστήματος μεταφοράς 400 kV προς τη ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ. Επισημαίνεται ότι το υφιστάμενο δίκτυο υπέρ-υψηλής τάσης 150 kV δεν μπορεί να αντέξει μεγαλύτερη έγχυση ισχύος στον κόμβο της Μεγαλόπολης. Η ολοκλήρωση των εργασιών επέκτασης του συστήματος μεταφοράς 400 kV προς τη ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2020. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης θεωρείται ότι η εμπορική λειτουργία της μονάδας σε πλήρη ισχύ (811 MW) θα επιτευχθεί από τον Ιανουάριο 2021.

7) Οι μονάδες ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1 και 2 έχουν το ίδιο πρόβλημα με το όριο για τις εκπομπές οξειδίων του θείου, όπως και οι μονάδες του σταθμού ΚΑΡΔΙΑ. Επισημαίνεται ότι οι μονάδες αυτές έχουν μία καμινάδα, οπότε για τη μεγιστοποίηση της ωφέλειας του κατόχου τους επιβάλλεται η ταυτόχρονη λειτουργία τους, διότι ο περιορισμός των ωρών λειτουργίας επιβάλλεται ανά καμινάδα κι όχι ανά μονάδα παραγωγής. Επίσης, επισημαίνεται ότι οι μονάδες αυτές δίνουν τηλεθέρμανση στην πόλη του ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ, οπότε επιβάλλεται η λειτουργία τους κατ' ελάχιστον κατά τους χειμερινούς μήνες Δεκέμβριο-Φεβρουάριο (για τα επόμενα 4 έτη, έως το Φεβρουάριο του έτους 2021) καθώς και τον Αύγουστο (2018-2020) για λόγους κάλυψης του υψηλού φορτίου του καλοκαιριού.

8) Η μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5 αναμένεται να ενταχθεί σε δοκιμαστική λειτουργία εντός του έτους 2020 και σε εμπορική λειτουργία τον Ιούνιο του 2021.

9) Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, γίνεται η θεώρηση ότι η μονάδα ΜΕΛΙΤΗ 2 θα ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία τον Ιανουάριο 2025.

10) Αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα και δύο ΥΗΣ, και συγκεκριμένα ο ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29 MW) και ο ΥΗΣ Μεσοχώρας (160 MW). Οι μονάδες αυτές αναμένεται να αυξήσουν το υδάτινο δυναμικό των ΥΗΣ σε ετήσια βάση, όπως έχει προβλεφθεί στην παράγραφο 5.1.4 της παρούσας μελέτης.

11) Αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα και δύο ΥΗΣ, και συγκεκριμένα ο ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29 MW) και ο ΥΗΣ Μεσοχώρας (160 MW). Οι μονάδες αυτές αναμένεται να αυξήσουν το υδάτινο δυναμικό των ΥΗΣ σε ετήσια βάση, όπως έχει προβλεφθεί στην παράγραφο 5.1.4 της παρούσας μελέτης.

ζ) Τα βασικά τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων

Λαμβάνονται υπόψη όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν το μεταβλητό κόστος των μονάδων όπως ενδεικτικά είναι ο βαθμός απόδοσής τους, και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ των θερμικών μονάδων.

Στα Σενάρια 2 και 4 θεωρείται ότι η αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ θα διατηρηθεί σε χαμηλά επίπεδα. Η πρόβλεψη που γίνεται από το ΑΠΘ είναι ότι οι τιμές θα κυμανθούν από 5,2 €/tn CO₂ (το 2018) – 6 €/tn CO₂ (το 2027). Στα σενάρια 1 και 3 θεωρείται ότι οι τιμές θα κυμανθούν σε υψηλότερα επίπεδα κατά την περίοδο αναφοράς, από 6,5 €/tn CO₂ (το 2018) – 11 €/tn CO₂ (το 2027).

η) **Ο ισοδύναμος συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (EFOR) και οι περίοδοι προγραμματισμένης συντήρησης των μονάδων.**

θ) **Οι προσφορές έγχυσης των μονάδων**

Οι προσφορές έγχυσης των μονάδων προσδιορίζονται βάσει του ελάχιστου μεταβλητού κόστους για κάθε μονάδα παραγωγής, το οποίο διαμορφώνεται και από τα κόστη αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, όπως αναλύθηκε στην παραπάνω παράγραφο, και από τα κόστη καυσίμων.

Η τιμή προμήθειας φυσικού αερίου αποτελεί σημαντική παράμετρο καθορισμού του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων με αυτό το καύσιμο. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας μελέτης λαμβάνονται δύο παραδοχές σχετικά με την παράμετρο αυτή.

Στα σενάρια 1 και 2, λαμβάνεται ότι οι τιμές του brent είναι στα επίπεδα των 51 \$/βαρέλι για το έτος 2017, στα 55 \$/βαρέλι για το έτος 2018, και στα 60 \$/βαρέλι για τα έτη από το 2019 και μετά. Στα σενάρια 3 και 4, λαμβάνονται οι προβλέψεις των τιμών του brent από την Παγκόσμια Τράπεζα.

ι) Διασυνδέσεις νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα

Τα νησιά των Κυκλάδων πρόκειται να διασυνδεθούν πλήρως με το ηπειρωτικό σύστημα (κατά το έτος 2019) ενώ το έτος 2022 αναμένεται να διασυνδεθεί η Κρήτη με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω AC γραμμής μεταφοράς (υποθαλάσσιο καλώδιο) 150 kV με μέγιστη μεταφορική ικανότητα 2x140 = 280 MW. Το έτος 2025 αναμένεται να λειτουργήσει το δεύτερο υποθαλάσσιο (DC) καλώδιο της Κρήτης (2x350 MW), οπότε θα αρθεί πλήρως ο συνωστισμός του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα.

Τα αποτελέσματα της μελέτης περιλαμβάνουν:

- i. την εκτίμηση της συνολικής ζήτησης ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για τη δεκαετία 2018-2027, λαμβάνοντας υπόψη τις εκτιμήσεις Διεθνών Οργανισμών για την εξέλιξη του ρυθμού ανάπτυξης, αλλά και τα ιστορικά στοιχεία ζήτησης προηγούμενων ετών,
- ii. την εκτίμηση του ποσοστού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικές μονάδες με καύσιμο Φυσικό Αέριο (σε MWh) λαμβάνοντας υπόψη όλες εκείνες τις σημαντικές παραμέτρους που μπορεί να επηρεάσουν το εν λόγω ποσοστό (διείσδυση φωτοβολταϊκών, αιολικών, ένταξη/απένταξη συμβατικών μονάδων), και
- iii. την εκτίμηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου από τις θερμικές μονάδες φ.α., βάσει της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας καθεμιάς από αυτές.

Στους Πίνακες 2-5 συνοψίζονται τα κυριότερα αποτελέσματα της μελέτης και οι βασικές παραδοχές για τα τέσσερα σενάρια³. Αξίζει να επισημανθεί η διαφορά που προκύπτει στην εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής το 2018 σε σχέση με εκείνη του 2017. Η μεγάλη αυτή διακύμανση σημειώνεται εξαιτίας της αυξημένης κατανάλωσης φυσικού αερίου που σημειώθηκε κατά τους πρώτους μήνες του 2017 λόγω έκτακτων αιτιών, όπως αυτές αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 2.1 της παρούσας μελέτης, «Εξέλιξη Ζήτησης Φυσικού Αερίου».

Στο σημείο αυτό, πρέπει να σημειωθεί ότι στις 10 Ιουνίου του 2017 προκλήθηκε αποκόλληση τεράστιων εδαφικών μαζών στο ορυχείο Αμύνταιο του λιγνιτικού κέντρου Δυτικής Μακεδονίας της

³ στους Πίνακες 2-5 δεν περιλαμβάνεται η χρήση φυσικού αερίου της μονάδας AdG για θερμική χρήση

ΔΕΗ. Για το λόγο αυτό ζητήθηκε από τον μελετητή (ΑΠΘ) να εξετάσει την επίπτωση στα αποτελέσματα της μελέτης ζήτησης από ΗΠ, όπως αυτή παρουσιάζεται ανωτέρω.

Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι :

- 3) Σε περίπτωση που δεν ενταχθούν σε λειτουργία οι μονάδες Αμυνταίου κατά τη διάρκεια της αιχμής ζήτησης του Ιουλίου του 2017, η επίπτωση στην κατανάλωση φ.α. θα είναι μικρή, δηλαδή έως 0,046 δις. Nm³. Αντίστοιχη θα είναι η επίπτωση και για τον μήνα Ιούλιο του 2018 και του 2019 της περιόδου αναφοράς της μελέτης.
- 4) Σε περίπτωση που δεν ενταχθούν σε λειτουργία οι μονάδες Αμυνταίου κατά τη διάρκεια του χειμώνα 2017-2018, η επίπτωση στην κατανάλωση φ.α. θα είναι σημαντική, δηλαδή περίπου 0,21 δις. Nm³ πρόσθετη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες φ.α. Αντίστοιχη θα είναι η επίπτωση και για το χειμώνα 2018-2019, αλλά μικρότερη αναμένεται για το χειμώνα 2019-2020 (λόγω τελικής απόσυρσης των μονάδων τον Ιανουάριο 2020 σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα δεδομένα).

Παρόλα αυτά, η επίπτωση δε λαμβάνεται υπόψη στα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης, λόγω έλλειψης δεδομένων για τον τρόπο αντιμετώπισης του προβλήματος από τη ΔΕΗ.

Πίνακας 2. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 1

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2017*	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWh]	14.833.509,51	15.599.442,57	15.300.638,77	14.897.451,41	14.847.488,11	13.964.231,52	13.506.476,21	13.745.476,44	15.409.444,22	15.041.477,82	14.867.579,31
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWh]		4.875.057,35	4.771.231,89	4.793.604,63	5.551.525,76	6.263.737,80	6.511.849,71	6.465.372,42	6.059.699,46	6.401.483,64	6.552.837,80
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡs) [MWh]		6.388.789,89	6.602.385,23	6.465.498,31	5.645.708,13	6.738.200,77	7.004.676,28	6.862.085,36	7.384.847,00	7.484.572,44	7.576.907,21
Μονάδες φ.α. [MWh]	13.932.115,02	11.263.847,24	11.373.617,12	11.259.102,94	11.197.233,89	13.001.938,57	13.516.525,99	13.327.457,78	13.444.546,46	13.886.056,08	14.129.745,01
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWh]		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	687.496,60	680.526,15	664.096,00
ΥΗΣ [MWh]	4.678.070,74	4.374.004,47	4.377.155,32	4.636.644,10	4.632.144,79	4.633.216,12	4.626.585,82	4.633.621,42	4.632.380,32	4.629.028,54	4.631.967,46
Εισαγωγές [MWh]		11.427.135,11	11.468.363,40	11.483.341,00	11.433.698,57	11.626.899,96	11.677.548,02	11.729.417,70	11.594.489,78	11.672.972,26	11.761.767,35
Εξαγωγές [MWh]		1.481.018,24	1.355.099,82	1.369.253,71	1.343.532,40	1.309.152,80	1.290.999,84	1.282.672,42	1.305.003,27	1.272.446,27	1.276.432,95
Καθαρές εισαγωγές [MWh]	8.388.846,12	9.946.116,88	10.113.263,58	10.114.087,29	10.090.166,18	10.317.747,17	10.386.548,18	10.446.745,28	10.289.486,50	10.400.525,99	10.485.334,40
Αιολικά [MWh]		5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWh]		3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWh]		346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWh]		756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWh]		160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWh]	9.693.216,12	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWh]	51.525.757,49	51.518.422,84	52.142.834,87	52.430.337,98	52.790.853,32	54.303.987,76	54.663.912,15	55.047.046,33	56.884.779,05	57.306.233,55	57.703.761,72
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,04%	21,86%	21,81%	21,47%	21,21%	23,94%	24,73%	24,21%	23,63%	24,23%	24,49%
Άντληση [MWh]	21.069,05	60.844,57	57.144,88	62.650,18	54.473,37	46.571,38	45.118,57	55.404,99	52.432,61	50.975,85	54.769,76
Φορτίο συστήματος [MWh]	51.504.688,30	51.457.578,05	52.085.689,78	52.367.687,69	52.736.379,88	54.257.416,22	54.618.793,85	54.991.641,13	56.832.346,46	57.255.257,60	57.648.991,90
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWh]	1.220.808,38	1.003.258,05	1.016.909,81	1.037.247,78	1.061.959,86	1.100.060,27	1.111.577,80	1.130.292,29	1.215.386,40	1.254.137,55	1.260.771,96
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWh]	50.283.879,92	50.454.320,00	51.068.779,97	51.330.439,91	51.674.420,01	53.157.355,95	53.507.216,05	53.861.348,84	55.616.960,06	56.001.120,05	56.388.219,94
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.586.100,77	2.125.122,78	2.147.675,17	2.126.512,48	2.065.661,48	2.370.760,85	2.460.553,09	2.429.160,23	2.340.705,36	2.412.046,69	2.455.891,03
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.037,22	10.847,37	10.538,84	11.089,30	11.170,32	11.871,88	12.347,40	13.033,78	12.159,46	12.798,82	12.312,30
Τιμή Brent [\$]/bbl	51,00	55,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Τιμή CO2 [€/T]	5,14	6,50	7,00	8,00	10,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,60%	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]		0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

*εκτίμηση βάσει των δεδομένων του μήνα Ιανουαρίου 2017 και προσομοιώσεων της αγοράς για το διάστημα Φεβρουαρίου-Δεκεμβρίου

** είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2021, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2022

Πίνακας 3. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 2

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2017*	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWh]	14.833.509,51	15.837.777,25	15.445.461,66	15.370.192,02	16.912.051,31	16.045.088,50	14.668.034,04	14.867.885,35	16.611.005,75	16.914.845,19	16.760.331,07
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWh]		4.738.950,50	4.893.999,96	4.752.692,32	4.857.444,69	5.564.476,59	6.170.639,40	6.049.126,83	5.696.846,12	5.723.180,03	5.902.320,23
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡ) [MWh]		6.346.604,27	6.489.018,73	6.230.487,74	4.643.324,90	5.762.313,80	6.484.334,84	6.437.700,15	6.861.489,99	6.675.799,79	6.730.845,84
Μονάδες φ.α. [MWh]	13.932.115,02	11.085.554,77	11.383.018,69	10.983.180,06	9.500.769,59	11.326.790,39	12.654.974,24	12.486.826,98	12.558.336,11	12.398.979,82	12.633.166,07
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWh]		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	687.449,85	681.102,75	664.056,90
ΥΗΣ [MWh]	4.678.070,74	4.377.067,97	4.378.193,89	4.639.301,93	4.637.553,75	4.637.140,00	4.632.793,72	4.639.508,56	4.635.441,70	4.638.482,87	4.638.786,31
Εισαγωγές [MWh]		11.400.352,38	11.410.045,24	11.398.702,68	11.287.647,32	11.428.272,33	11.547.869,54	11.603.375,47	11.460.462,68	11.474.384,95	11.559.587,45
Εξαγωγές [MWh]		1.514.268,48	1.448.497,14	1.475.651,18	1.528.161,66	1.486.577,63	1.433.774,59	1.413.970,04	1.457.741,30	1.448.706,17	1.445.291,65
Καθαρές εισαγωγές [MWh]	8.388.846,12	9.886.083,90	9.961.548,10	9.923.051,51	9.759.485,66	9.941.694,71	10.114.094,95	10.189.405,43	10.002.721,38	10.025.678,78	10.114.295,80
Αιολικά [MWh]		5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWh]		3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWh]		346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWh]		756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWh]		160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWh]	9.693.216,12	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWh]	51.525.757,49	51.521.495,57	52.146.382,42	52.438.777,76	52.833.680,66	54.337.567,98	54.697.672,90	55.077.371,73	56.916.426,49	57.327.131,78	57.735.714,79
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,04%	21,52%	21,83%	20,94%	17,98%	20,85%	23,14%	22,67%	22,06%	21,63%	21,88%
Άντληση [MWh]	21.069,05	60.778,32	57.457,44	62.594,48	61.043,98	57.168,77	50.761,24	58.123,76	55.044,45	52.593,81	60.663,13
Φορτίο συστήματος [MWh]	51.504.688,30	51.460.717,24	52.088.924,79	52.376.183,10	52.772.636,62	54.280.399,06	54.646.911,57	55.019.247,65	56.861.381,80	57.274.538,05	57.675.051,61
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWh]	1.220.808,38	1.006.397,24	1.020.144,82	1.045.743,19	1.098.216,61	1.123.043,11	1.139.695,51	1.157.898,81	1.244.421,73	1.273.418,00	1.286.831,67
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWh]	50.283.879,92	50.454.320,00	51.068.779,97	51.330.439,91	51.674.420,01	53.157.355,95	53.507.216,05	53.861.348,84	55.616.960,06	56.001.120,05	56.388.219,94
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.586.100,77	2.090.047,50	2.147.102,69	2.075.126,54	1.792.284,44	2.100.321,14	2.325.738,24	2.293.874,25	2.197.410,93	2.166.063,91	2.211.636,37
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.037,22	10.998,84	10.377,36	10.258,20	9.757,46	11.382,58	12.215,55	13.397,32	11.940,52	12.803,31	12.206,99
Τιμή Brent [\$]/[bbl]	51,00	55,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Τιμή CO2 [€/T]	5,14	5,18	5,23	5,31	5,40	5,48	5,58	5,67	5,77	5,87	5,97
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,60%	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]		0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

*εκτίμηση βάσει των δεδομένων του μήνα Ιανουαρίου 2017 και προσομοιώσεων της αγοράς για το διάστημα Φεβρουαρίου-Δεκεμβρίου

** είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2021, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2022

Πίνακας 4. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 3

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2017*	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWh]	14.833.509,51	15.840.472,61	15.372.946,91	15.164.248,24	16.364.086,54	15.603.407,51	14.604.889,18	14.810.438,46	16.526.205,91	16.502.538,88	16.680.513,59
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWh]		4.893.909,57	4.919.551,54	4.877.569,71	5.099.878,07	5.669.699,96	6.053.556,76	5.996.873,91	5.449.792,27	5.433.726,34	5.541.516,24
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡ) [MWh]		6.048.756,03	6.409.263,14	6.099.394,85	4.593.573,03	5.616.969,51	6.127.304,91	5.970.447,28	6.408.477,50	6.425.449,32	6.224.294,61
Μονάδες φ.α. [MWh]	13.932.115,02	10.942.665,60	11.328.814,68	10.976.964,56	9.693.451,10	11.286.669,47	12.180.861,67	11.967.321,19	11.858.269,77	11.859.175,66	11.765.810,85
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWh]		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	687.425,44	680.850,54	664.157,34
ΥΗΣ [MWh]	4.678.070,74	4.378.667,08	4.375.711,73	4.638.960,99	4.633.086,84	4.638.189,53	4.635.628,40	4.645.103,32	4.637.669,74	4.643.064,94	4.652.545,44
Εισαγωγές [MWh]		11.476.025,10	11.468.416,49	11.502.980,58	11.483.974,93	11.730.748,73	11.905.328,78	11.985.057,38	12.037.948,41	12.181.339,42	12.256.997,18
Εξαγωγές [MWh]		1.432.199,37	1.360.461,73	1.352.406,29	1.354.718,81	1.294.162,74	1.249.474,85	1.219.820,42	1.239.828,07	1.197.504,89	1.200.713,36
Καθαρές εισαγωγές [MWh]	8.388.846,12	10.043.825,72	10.107.954,76	10.150.574,29	10.129.256,12	10.436.586,00	10.655.853,93	10.765.236,95	10.798.120,34	10.983.834,52	11.056.283,82
Αιολικά [MWh]		5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWh]		3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWh]		346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWh]		756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWh]		160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWh]	9.693.216,12	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWh]	51.525.757,49	51.540.642,69	52.163.588,16	52.453.800,32	52.843.700,95	54.351.706,89	54.705.009,13	55.081.845,33	56.929.187,31	57.337.759,12	57.744.289,24
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,04%	21,23%	21,72%	20,93%	18,34%	20,77%	22,27%	21,73%	20,83%	20,68%	20,38%
Άντληση [MWh]	21.069,05	60.374,03	57.523,31	62.516,39	58.983,69	55.092,68	45.338,96	51.766,34	55.010,20	50.548,60	57.651,55
Φορτίο συστήματος [MWh]	51.504.688,30	51.480.268,43	52.106.064,96	52.391.283,71	52.784.717,46	54.296.614,11	54.659.670,19	55.030.079,18	56.874.176,92	57.287.210,37	57.686.638,05
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWh]	1.220.808,38	1.025.948,43	1.037.284,99	1.060.843,80	1.110.297,45	1.139.258,16	1.152.454,14	1.168.730,34	1.257.216,86	1.286.090,32	1.298.418,11
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWh]	50.283.879,92	50.454.320,00	51.068.779,97	51.330.439,91	51.674.420,01	53.157.355,95	53.507.216,05	53.861.348,84	55.616.960,06	56.001.120,05	56.388.219,94
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.586.100,77	2.066.144,78	2.136.216,70	2.075.777,39	1.823.536,11	2.085.811,59	2.240.764,65	2.202.943,95	2.066.042,44	2.067.025,00	2.051.597,10
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.037,22	10.525,75	10.531,38	10.264,88	9.479,46	10.955,68	11.945,04	12.910,39	11.480,47	12.107,92	11.893,85
Τιμή Brent [\$]/bbl	51,000	60,000	61,456	62,947	64,474	66,039	67,641	69,282	70,963	72,770	74,578
Τιμή CO2 [€/T]	5,14	6,50	7,00	8,00	10,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,60%	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]		0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

*εκτίμηση βάσει των δεδομένων του μήνα Ιανουαρίου 2017 και προσομοιώσεων της αγοράς για το διάστημα Φεβρουαρίου-Δεκεμβρίου

** είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2021, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2022

Πίνακας 5. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 4

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2017*	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWhe]	14.833.509,51	15.956.327,42	15.516.536,27	15.540.800,85	17.126.561,86	16.203.737,92	14.832.191,67	15.043.831,41	16.883.385,32	17.339.016,57	17.155.091,67
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWhe]		4.716.663,99	4.791.449,13	4.664.849,19	4.749.480,50	5.196.043,89	5.726.643,17	5.652.698,59	5.184.937,26	5.128.511,01	5.249.159,29
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡ) [MWhe]		6.130.050,31	6.402.375,80	6.052.334,85	4.355.088,34	5.725.482,24	6.413.146,56	6.279.306,06	6.589.485,48	6.245.980,20	6.252.384,40
Μονάδες φ.α. [MWhe]	13.932.115,02	10.846.714,30	11.193.824,93	10.717.184,04	9.104.568,84	10.921.526,13	12.139.789,73	11.932.004,65	11.774.422,74	11.374.491,21	11.501.543,69
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWhe]		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	687.566,15	681.048,58	664.557,84
ΥΗΣ [MWhe]	4.678.070,74	4.380.479,34	4.381.067,61	4.641.534,79	4.642.794,95	4.645.639,96	4.641.610,61	4.647.993,89	4.647.601,99	4.651.383,57	4.660.334,43
Εισαγωγές [MWhe]		11.451.869,17	11.467.859,23	11.439.218,33	11.378.270,99	11.579.145,59	11.775.961,82	11.855.376,50	11.838.033,46	11.925.091,61	12.126.545,49
Εξαγωγές [MWhe]		1.449.232,04	1.390.772,12	1.419.014,82	1.442.768,43	1.401.875,23	1.324.748,28	1.299.515,04	1.338.346,49	1.316.665,15	1.301.273,21
Καθαρές εισαγωγές [MWhe]	8.388.846,12	10.002.637,13	10.077.087,11	10.020.203,52	9.935.502,56	10.177.270,36	10.451.213,53	10.555.861,46	10.499.686,96	10.608.426,47	10.825.272,28
Αιολικά [MWhe]		5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWhe]		3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWhe]		346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWhe]		756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWhe]		160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWhe]	9.693.216,12	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWhe]	51.525.757,49	51.521.169,87	52.146.676,00	52.442.775,44	52.833.248,56	54.335.028,75	54.692.581,49	55.073.436,82	56.914.018,56	57.322.462,94	57.731.377,61
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,04%	21,05%	21,47%	20,44%	17,23%	20,10%	22,20%	21,67%	20,69%	19,84%	19,92%
Άντληση [MWhe]	21.069,05	59.172,32	56.658,29	62.594,49	60.473,17	55.641,42	48.399,69	57.092,64	55.566,15	49.785,85	59.085,80
Φορτίο συστήματος [MWhe]	51.504.688,30	51.461.997,72	52.090.017,40	52.380.180,89	52.772.775,09	54.279.387,26	54.644.181,43	55.016.343,96	56.858.452,31	57.272.677,14	57.672.291,89
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWhe]	1.220.808,38	1.007.677,72	1.021.237,43	1.049.740,97	1.098.355,08	1.122.031,31	1.136.965,37	1.154.995,12	1.241.492,25	1.271.557,09	1.284.071,94
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWhe]	50.283.879,92	50.454.320,00	51.068.779,97	51.330.439,91	51.674.420,01	53.157.355,95	53.507.216,05	53.861.348,84	55.616.960,06	56.001.120,05	56.388.219,94
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.586.100,77	2.046.729,33	2.113.655,85	2.032.311,34	1.723.228,68	2.025.462,07	2.229.291,87	2.188.325,86	2.045.925,33	1.973.611,76	2.003.387,78
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.037,22	10.272,74	10.309,82	10.026,38	9.106,18	11.272,47	11.861,56	12.914,70	11.426,10	12.393,34	12.173,23
Τιμή Brent [\$]/[bbl]	51,000	60,000	61,456	62,947	64,474	66,039	67,641	69,282	70,963	72,770	74,578
Τιμή CO2 [€/T]	5,14	5,18	5,23	5,31	5,40	5,48	5,58	5,67	5,77	5,87	5,97
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,60%	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]		0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

*εκτίμηση βάσει των δεδομένων του μήνα Ιανουαρίου 2017 και προσομοιώσεων της αγοράς για το διάστημα Φεβρουαρίου-Δεκεμβρίου

** είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2021, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2022

3.1.2 Εκτίμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές

Για την εκτίμηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές υπολογίζεται η ετήσια κατανομή ζήτησης των Χρηστών του ΕΣΜΦΑ που εξυπηρετεί καταναλωτές, εξαιρουμένων εκείνων που τροφοδοτούν σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και των χρηστών υποδομών μικρής κλίμακας ΥΦΑ, ανά μετρητικό σταθμό, προκειμένου να εκτιμηθεί η μέγιστη ημερήσια αιχμή του έτους για το σύστημα μεταφοράς.

Το μοντέλο βασίστηκε στην επεξεργασία δεδομένων από τις παρακάτω πηγές:

- i) τα ιστορικά δεδομένα για την ημερήσια κατανάλωση σε κάθε μετρητικό σταθμό του ΕΣΦΑ,
- ii) τις προβλέψεις της ετήσιας αγοράς φυσικού αερίου, όπως αυτές γνωστοποιούνται από τους Χρήστες του ΕΣΦΑ σύμφωνα με το άρθρο 90 του Κεφαλαίου 12 του Κώδικα Διαχείρισης,
- iii) την εξέλιξη του ρυθμιστικού πλαισίου σχετικά με την αναμόρφωση της Ελληνικής αγοράς αερίου μέσω του νέου ρυθμιστικού πλαισίου το οποίο επέβαλε από αρχές του 2017 την αναδιαμόρφωση της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου. Οι δραστηριότητες διανομής και εμπορίας, όπως αυτές εφαρμόζονταν μέχρι πρόσφατα από τις Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), διαχωρίστηκαν και δημιουργήθηκαν αυτόνομες διοικητικά και λειτουργικά ανεξάρτητες Εταιρείες Διανομής Αερίου (ΕΔΑ)
- iv) τα δεδομένα και τις εκτιμήσεις των Εταιρειών Διανομής Αερίου σχετικά με τις συνδέσεις καταναλωτών στα δίκτυα διανομής, ανά τομέα κατανάλωσης, όπως αυτές δημοσιεύτηκαν με την έγκριση Τιμολογίων τους για τη χρέωση της Βασικής Δραστηριότητας Διανομής στο εκάστοτε δίκτυο.
- v) τα πληθυσμιακά δεδομένα πόλεων με αστικές καταναλώσεις φυσικού αερίου όπου αυτό απαιτείται,
- vi) τα ιστορικά θερμοκρασιακά δεδομένα προηγούμενων ετών από το Αστεροσκοπείο Αθηνών,
- vii) στοιχεία για την εξέλιξη του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος, όπως αυτά εκτιμήθηκαν από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης στη μελέτη «για την διενέργεια προσομοιώσεων της Ελληνικής Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) για την διερεύνηση της εξέλιξης της ζήτησης/κατανάλωσης φα για ηλεκτροπαραγωγή για τα έτη 2018 – 2027».

Στο πρώτο στάδιο της μελέτης, οι καταναλωτές του ΕΣΜΦΑ χωρίστηκαν σε δύο βασικές κατηγορίες: α) τους Μεμονωμένους Καταναλωτές και β) τους καταναλωτές οι οποίοι τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο και αποτελούν σημεία εισόδου των δικτύων διανομής αερίου.

Ως Μεμονωμένοι Καταναλωτές θεωρούνται τα σημεία κατανάλωσης που δεν ανήκουν σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και είτε τροφοδοτούνται από σημεία απευθείας συνδεδεμένα στον αγωγό υψηλής πίεσης του ΕΣΦΑ είτε από σημεία που ενώ ανήκουν σε ΕΔΑ αντιστοιχούν σε μεμονωμένο σημείο κατανάλωσης για την τροφοδότηση συγκεκριμένης εγκατάστασης / γεωγραφικής περιοχής και άρα το καθένα τους έχει χαρακτηριστικό ημερήσιο προφίλ που προκύπτει από τα ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων που διαθέτει ο Διαχειριστής.

Στη συνέχεια οι καταναλώσεις των δικτύων διανομής κατανεμήθηκαν γεωγραφικά στα επιμέρους σημεία καταναλώσεων, υφιστάμενα ή νέα, που ανήκουν σε αυτά.

Η κατανομή στα σημεία κατανάλωσης έγινε για δύο βασικές κατηγορίες χρήσης φυσικού αερίου: α) βιομηχανική χρήση (βιομηχανικός και εμπορικός τομέας) και β) αστική χρήση (οικιακός τομέας).

Οι παραπάνω τομείς ομαδοποιήθηκαν με βάση τις κατηγορίες Τελικού Πελάτη⁴, όπως υιοθετούνται από του διαχειριστές δικτύων.

Επισημαίνεται ότι οι Εταιρείες Διανομής Αερίου, όπως αυτές ιδρύθηκαν είναι οι εξής: ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ Θεσσαλονίκης, ΕΔΑ Θεσσαλίας και ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας στην οποία λειτουργούν δίκτυα διανομής στην περιοχή της Στερεάς Ελλάδας, της κεντρικής Μακεδονίας, της Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης και της Κορίνθου.

Ειδικότερα, στην ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας προβλέπεται η περαιτέρω ανάπτυξη δικτύων μέσης και χαμηλής πίεσης καθώς τα δίκτυα στις προαναφερθείσες περιοχές δεν έχουν φτάσει το ζητούμενο βαθμό ανάπτυξης σε όλες τις κατηγορίες των καταναλωτών. Κατά κύριο λόγο έχει αναπτυχθεί το δίκτυο που αφορά στους βιομηχανικούς καταναλωτές αλλά όχι αυτό των οικιακών. Στην παρούσα μελέτη γίνεται η θεώρηση ότι η αναμενόμενη ανάπτυξη των δικτύων αυτών θα υλοποιηθεί από το έτος 2020 κ.ε..

Η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου για την περίοδο 2018-2027 ανά κατηγορία χρήσης εκτιμήθηκε ως ακολούθως:

ΜΕΜΟΝΩΜΕΝΟΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ

Για την εκτίμηση της ζήτησης των Μεμονωμένων Καταναλωτών (περιλαμβάνονται σε αυτούς και οι ΒΙ.ΠΕ.) αξιολογήθηκαν τα ιστορικά στοιχεία των καταναλώσεων έως και τον Μάρτιο του 2017, τα στοιχεία που έστειλαν οι Χρήστες βάσει του Άρθρου 90 του Κώδικα και οι διαχειριστές δικτύων.

ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΜΕ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης φυσικού αερίου λήφθηκαν υπόψη τα διαθέσιμα στο Διαχειριστή στοιχεία των Χρηστών αλλά και η ζήτηση ανά κατηγορία τελικού πελάτη

⁴ κατηγορίες Τελικών Πελατών: i) οικιακός (κεντρικές και αυτόνομες θερμάνσεις οικιακής χρήσης και μικρού εμπορικού τομέα), ii) εμπορικός και iii) βιομηχανικός

σύμφωνα με τα επιχειρησιακά σχέδια των διαχειριστών δικτύων διανομής, όπως χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης τους. Στη συνέχεια έγινε επεξεργασία των ανωτέρω στοιχείων και εκτιμήθηκε η εξέλιξη της κατανάλωσης φυσικού αερίου στους τομείς i) οικιακός, ii) εμπορικός και iii) βιομηχανικός για τα τέσσερα δίκτυα διανομής

Όσον αφορά στις καταναλώσεις του βιομηχανικού και του εμπορικού τομέα λήφθηκαν υπόψη οι δημοσιευμένες εκτιμήσεις από τις εγκρίσεις τιμολογίων των ΕΔΑ. Τα δεδομένα αυτά αξιολογήθηκαν συγκριτικά με τα στοιχεία Χρηστών και τα απολογιστικά στοιχεία του ΔΕΣΦΑ. Για τα χρόνια που δεν υπήρχαν διαθέσιμα στοιχεία θεωρήθηκε σταδιακή ετήσια αύξηση ίση με την εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης του ΑΕΠ.

Η εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης του ΑΕΠ φαίνεται στον Πίνακα 6, όπως αυτή εκτιμήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης και χρησιμοποιήθηκε στην «Μελέτη πρόβλεψης κατανάλωσης φυσικού αερίου για την ηλεκτροπαραγωγή που διατίθεται στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την επόμενη δεκαετία (2018-2027)».

Πίνακας 6: Εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης ΑΕΠ

Έτος	Πρόβλεψη ποσοστιαίας αύξησης ΑΕΠ (ΑΠΘ) [%]
2017	1,6
2018	1,5
2019	1,5
2020	1,5
2021	1,3
2022-2027	1,3

Οι καταναλώσεις του οικιακού τομέα ανά περιοχή υφιστάμενου δικτύου προσεγγίστηκαν με δύο διαφορετικούς τρόπους, ανάλογα με το κατά πόσο είναι ανεπτυγμένο στην περιοχή το δίκτυο διανομής ή όχι.

Ειδικά για τον οικιακό τομέα κατανάλωσης, στις ΕΔΑ με τα πιο ανεπτυγμένα δίκτυα (ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ Θεσσαλονίκης και ΕΔΑ Θεσσαλίας) χρησιμοποιήθηκαν για τα πρώτα χρόνια της περιόδου αναφοράς τα δεδομένα εκτίμησης από τους διαχειριστές δικτύων ενώ για τα υπόλοιπα έτη αναπτύχθηκε από τον Διαχειριστή μεθοδολογία εκτίμησης της ζήτησης που βασίζεται σε ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων / ενεργών συνδέσεων για την εκάστοτε περιοχή. Συγκεκριμένα, έγινε εκτίμηση της ετήσιας μεταβολής του αριθμού συνδέσεων από το 2022 έως και το 2027 θεωρώντας σταδιακή επιβράδυνση του ρυθμού υλοποίησης νέων συνδέσεων και εκτίμηση της κατανάλωσης ανά σύνδεση σύμφωνα με την ποσοστιαία αύξηση ΑΕΠ.

Για την εκτίμηση της μέσης κατανάλωσης στον οικιακό τομέα, χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία κατανάλωσης του 2016 τα οποία εξομαλύνθηκαν ως προς τον παράγοντα της θερμοκρασίας. Συγκεκριμένα για την επίδραση της θερμοκρασίας, υπολογίστηκε η μέση κατανάλωση ανά σύνδεση για οικιακή χρήση με βάση τα στοιχεία καταναλώσεων για το 2016, η οποία εξομαλύνθηκε ως προς τον παράγοντα της θερμοκρασίας, λαμβάνοντας υπόψη τις βαθμομέρες των τελευταίων αντιπροσωπευτικότερων ετών, θερμών και ψυχρών.

Για την εκτίμηση της κατανάλωσης φ.α. οικιακού τομέα της ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας, στην οποία εκτιμάται περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου, η πρόβλεψη του Διαχειριστή βασίστηκε στα στοιχεία Χρηστών, στα στοιχεία από την ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας και στη χιλιομετρική ανάπτυξη που αναμένεται στο δίκτυο. Τα ανωτέρω στοιχεία επεξεργάστηκαν στα πλαίσια του υπολογιστικού μοντέλου πρόβλεψης ζήτησης.

Ο Πίνακας 7 παρουσιάζει τη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου για την περίοδο 2018-2027 ανά κατηγορία χρήσης.

Πίνακας 7 : Συνολική Ζήτηση φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές ανά κατηγορία χρήσης

Εκτιμώμενες ανάγκες λοιπών πελατών (Εκ.Nm³)			
	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΧΡΗΣΗ	ΑΣΤΙΚΗ ΧΡΗΣΗ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ
2018	1.060,88	399,64	1.461
2019	1.082,77	421,36	1.504
2020	1.101,15	460,11	1.561
2021	1.114,83	496,94	1.612
2022	1.122,11	535,71	1.658
2023	1.129,49	565,55	1.696
2024	1.138,94	598,17	1.737
2025	1.144,55	621,95	1.767
2026	1.152,21	647,15	1.799
2027	1.159,68	669,72	1.829

Στη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου εφαρμόστηκαν κατάλληλα ημερήσια προφίλ στις καταναλώσεις κάθε εξόδου για κάθε κατηγορία, προκειμένου να προσεγγιστεί η αιχμή του συστήματος αλλά και κάθε σημείου ξεχωριστά.

Όσον αφορά το προφίλ κατανάλωσης που επιλέχθηκε για βιομηχανική χρήση, για κάθε σημείο κατανάλωσης, υιοθετήθηκε το αντιπροσωπευτικότερο προφίλ κατανάλωσης για βιομηχανική χρήση με βάση ιστορικά στοιχεία ημερήσιων καταναλώσεων.

Συγκεκριμένα, για την επιλογή της ημερήσιας βιομηχανικής κατανάλωσης της Αθήνας έγινε γραφική απεικόνιση της ημερήσιας κατανάλωσης των ετών 2002 κ.ε. του σημείου εξόδου Αθήνα, από την οποία προκύπτει ότι το έτος 2004 είναι το πλέον αντιπροσωπευτικό για το προφίλ βιομηχανικής χρήσης. Αυτή η παραδοχή βασίζεται στο γεγονός ότι κατά τα πρώτα χρόνια λειτουργίας της Εταιρείας Παροχής Αερίου Αττικής (η ΕΠΑ Αττικής διαχειριζόταν το

δίκτυο έως και το τέλος του 2016), το “target group” πελατών ήταν κυρίως οι βιομηχανικοί πελάτες που έχουν μεγαλύτερες και σταθερότερες καταναλώσεις.

Αξίζει να σημειωθεί ότι σε πολλά σημεία, στα οποία η διείσδυση του φυσικού αερίου έγινε ταυτόχρονα στον βιομηχανικό και στον οικιακό τομέα, κρίθηκε ως ορθότερη η επιλογή του προφίλ του σημείου εξόδου Οινόφυτα ή σε κάποιες περιπτώσεις, κυρίως στη Βόρεια Ελλάδα, το προφίλ του σημείου εξόδου ΒΙΠΕ Λάρισας, καθώς αποτελούν καθαρά βιομηχανικές περιοχές. Τα σημεία αυτά επιλέχθηκαν καθώς η ημερήσια κατανάλωσή τους προσδιορίζεται από επιμέρους καταναλώσεις διαφόρων κατηγοριών βιομηχανιών, οι οποίες δίνουν κατά μέσο όρο ένα πλέον αντιπροσωπευτικό βιομηχανικό προφίλ κατανάλωσης.

Όσον αφορά την κατανάλωση για αστική χρήση και λαμβάνοντας υπόψη ότι σε μεγάλο ποσοστό αφορά την χρήση φυσικού αερίου για θέρμανση, κρίθηκε απαραίτητο να προσεγγιστεί το προφίλ της συνυπολογίζοντας τον παράγοντα της θερμοκρασίας.

Η ημερήσια κατανομή αστικής χρήσης κατ’ επέκταση αποτελείται από:

- α) την ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για θέρμανση και
- β) την ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για λοιπή αστική χρήση.

Για τον προσδιορισμό των ανωτέρω ημερήσιων κατανομών ακολουθήθηκαν τα εξής βήματα:

1. Υπολογίστηκε το «αρχικό» ημερήσιο προφίλ κατανάλωσης για αστική χρήση από τη διαφορά του μέσου όρου καταναλώσεων των ετών 2011 -2016 από τις καταναλώσεις βιομηχανικής χρήσης βάσει της κατανομής καταναλώσεων του έτους 2004 για την Αθήνα και για τα υπόλοιπα σημεία εξόδου από τη διαφορά του προφίλ 2016 με το βιομηχανικού προφίλ κατανάλωσης των Οινόφυτων ή ΒΙΠΕ Λάρισας. Για να προκύψει η διαφορά, προσαρμόστηκαν οι ημέρες της εβδομάδας ώστε να λαμβάνεται υπόψη αν μία ημέρα είναι ή όχι εργάσιμη.
2. Η περίοδος 1/5 έως 15/10 αντιστοιχήθηκε σε καταναλώσεις φυσικού αερίου μόνο για λοιπή αστική χρήση (η περίοδος 16/7-31/8 επεξεργάζεται διακριτά λόγω περιόδου διακοπών).
3. Από το μέσο όρο των καταναλώσεων της περιόδου 1/5-15/10 προέκυψε το ημερήσιο προφίλ για λοιπή αστική χρήση το οποίο θεωρήθηκε σταθερό για όλο το έτος (ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για λοιπή αστική χρήση, σημείο β ανωτέρω).
4. Η επιπλέον ημερήσια ποσότητα που προέκυψε από τη διαφορά με το «αρχικό» προφίλ για τα προαναφερθέντα διαστήματα, αφορά σε κατανάλωση λόγω θέρμανσης (ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για θέρμανση, σημεία α ανωτέρω). Αυτή η κατανάλωση ανακατανέμεται βάσει των βαθμοημερών.

Οι βαθμομέρες μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας του έτους αποτελούν δείκτη επίδρασης του παράγοντα θερμοκρασία. Υπολογίζονται ως η διαφορά της μέσης θερμοκρασίας περιβάλλοντος από τους 16,8°C και λαμβάνονται υπ' όψιν στο άθροισμα των βαθμομερών του έτους μόνο όταν η προαναφερθείσα διαφορά έχει θετικό πρόσημο

Το προφίλ κατανάλωσης για θέρμανση, υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι η χρήση φυσικού αερίου για θέρμανση αναμένεται να πραγματοποιηθεί την περίοδο 16/10-30/4 και προκύπτει ως εξής:

- Εκτιμώντας ότι κάτω από τους 16,8°C (εξωτερική θερμοκρασία) ξεκινά η χρήση θέρμανσης, ο συντελεστής βαθμομέρας για κάθε σημείο κατανάλωσης προκύπτει από την διαφορά της θερμοκρασίας των 16,8°C από το μέσο όρο των θερμοκρασιών των τελευταίων αντιπροσωπευτικότερων ετών για το εν λόγω σημείο. Τα ιστορικά στοιχεία θερμοκρασιών κάθε πόλης αντλήθηκαν από τα δημοσιευμένα στοιχεία του Αστεροσκοπείου Αθηνών. Για τις πόλεις που δεν υπήρχαν διαθέσιμα στοιχεία θερμοκρασιών, χρησιμοποιήθηκαν τα θερμοκρασιακά δεδομένα του πιο κοντινού σημείου κατανάλωσης.
- Με βάση το ποσοστό των βαθμομερών που προκύπτει για κάθε ημέρα για την οποία υπάρχει κατανάλωση λόγω θέρμανσης και την ποσότητα που έχει προκύψει για αυτή τη χρήση (σημείο 4 ανωτέρω), επανυπολογίστηκε το ημερήσιο προφίλ για θέρμανση, εισάγοντας το συντελεστή βαθμομερών ανά σημείο κατανάλωσης.

3.2. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΕΡΓΑ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΥΦΑ

Η ανάγκη για ανάπτυξη εφαρμογών Μικρής Κλίμακας ΥΦΑ είναι πλέον εμφανής και στον Ελληνικό χώρο. Με βάση την ολοένα αυξανόμενη ζήτηση για τη δημιουργία του σταθμού πλήρωσης βυτίων ΥΦΑ από βιομηχανίες αλλά και από τον τομέα της ναυτιλίας, ο ΔΕΣΦΑ έχει ξεκινήσει όλες τις απαραίτητες ενέργειες για την ολοκλήρωση των υποδομών που θα οδηγήσουν στην αύξηση χρήσης του ΥΦΑ.

Κατά συνέπεια, η μελέτη για τον πιλοτικό σταθμό φόρτωσης βυτιοφόρων ΥΦΑ έχει ολοκληρωθεί, εκτιμάται ότι θα ανατεθεί η κατασκευή του εντός του 2017 και αναμένεται να λειτουργήσει από τα μέσα του 2019.

Παράλληλα, στο βόρειο ανατολικό τμήμα της Ρεβυθούσας προβλέπεται να κατασκευαστεί η νέα προβλήτα που θα εξυπηρετήσει την λειτουργία της φόρτωσης πλοίων μεταφοράς LNG μικρού μεγέθους, χωρητικότητας 1.000m³ ως 20.000m³. Τα μικρότερα από αυτά θα ανεφοδιάζουν πλοία, είτε της ακτοπλοΐας είτε της ποντοπόρου ναυτιλίας, στο λιμάνι του Πειραιά ενώ τα μεγαλύτερα θα τροφοδοτούν δορυφορικούς σταθμούς αποθήκευσης και διανομής LNG σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας ή του εξωτερικού.

Η ετήσια ζήτηση που θα προκύψει από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ αναμένεται να ξεκινήσει από το 2019 και παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 8: Συνολική ποσότητα για έργα μικρής κλίμακας LNG 2018-2027

Εκτίμηση ζήτησης σε Nm ³	LNG	Φυσικό Αέριο
2017	0	0
2018	0	0
2019	2.040	1.183.200
2020	4.080	2.366.400
2021	20.000	11.600.000
2022	30.000	17.400.000
2023	50.000	29.000.000
2024	80.000	46.400.000
2025	100.000	58.000.000
2026	150.000	87.000.000
2027	200.000	116.000.000

* 1Nm³ LNG=580Nm³ φ.α.

3.3. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΔΙΑΜΕΤΑΚΟΜΙΣΗ ΑΕΡΙΟΥ 2018-2027

Η διασύνδεση Ελλάδας-ΠΓΔΜ έχει στόχο την προμήθεια φυσικού αερίου στη γειτονική χώρα κυρίως για την τροφοδότηση με φ.α. δύο νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην ΠΓΔΜ (400 MW ο καθένας), οι οποίοι αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία από το 2021 και μετά. Λαμβάνοντας υπόψη ότι δεν έχει ληφθεί τελική απόφαση για τις ποσότητες διαμετακόμισης, αναμένεται ότι η ετήσια ποσότητα που θα διαμετακομιστεί μέσω του αγωγού Ελλάδας-ΠΓΔΜ θα είναι ίση με 350 εκατ. Nm³/χρόνο, με την (συντηρητική) υπόθεση ότι μόνο ο ένας από τους δύο σταθμούς θα τροφοδοτείται με φυσικό αέριο δια μέσου Ελλάδος (σημ. η ΠΓΔΜ λαμβάνει Φ.Α. και μέσω Βουλγαρίας).

Επιπλέον, το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μπορεί να μεταφέρει αέριο σε αδιάλειπτη βάση με αντίστροφη ροή στη Βουλγαρία, μέσω του Σιδηροκάστρου. Συγκεκριμένα, ήδη από το 2017 μπορεί να μεταφερθεί σε ημερήσια βάση το ποσό του 1 εκατ. Nm³ /ημέρα, ενώ από το 2018 και μετά, όταν θα τεθεί σε λειτουργία η 2^η αναβάθμιση της Ρεβυθούσας, η τεχνική δυναμικότητα αναμένεται να αυξηθεί στα 4,1 εκατ. Nm³ /ημέρα. Περαιτέρω αύξηση μέχρι τη δυναμικότητα ροής στην κυρίαρχη κατεύθυνση (10,8 εκατ. Nm³/ημέρα) δύναται να επιτευχθεί με τη λειτουργία του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά σε αντίστροφη ροή (από Νότο προς Βορρά) και συμπίεσή στους Κήπους. Για τους σκοπούς της εκτίμησης των ποσοτήτων αντίστροφης ροής χρησιμοποιείται ένα συντηρητικό σενάριο κλιμάκωσής τους, δεδομένου ότι επί του παρόντος δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα ή συμβάσεις σχετικές με αυτές τις ποσότητες. Συνεπώς, το 2018 η ζήτηση που υποτίθεται ότι θα διαμετακομιστεί στη Βουλγαρία με αντίστροφη ροή θεωρείται ότι θα είναι ίση με 10 εκατ. Nm³/χρόνο, και σταδιακά έως το 2027 θα αυξηθεί στα 300 εκατ. Nm³/χρόνο.

Η ετήσια ζήτηση διαμετακόμισης φυσικού αερίου για το ΕΣΜΦΑ για την περίοδο αναφοράς παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 9: Συνολική ποσότητα διαμετακόμισης φυσικού αερίου 2018-2027

	Διαμετακόμιση αερίου μέσω Α) αντίστροφης ροής και Β) του αγωγού διασύνδεσης Ελλάδας - ΠΓΔΜ [Nm ³]
2018	10.000.000
2019	50.000.000
2020	100.000.000
2021	500.000.000
2022	550.000.000
2023	600.000.000
2024	620.000.000
2025	650.000.000
2026	650.000.000
2027	650.000.000

3.4. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Τα αποτελέσματα των κεφαλαίων 3.1.1., 3.1.2. 3.2. και 3.3. οδηγούν συνδυαστικά σε **τέσσερα** σενάρια. Συγκεκριμένα η συνολική κατανάλωση φ.α. όπως προκύπτει από την πρόβλεψη κατανάλωσης από Λοιπούς Καταναλωτές, την πρόβλεψη κατανάλωσης για διαμετακόμιση φ.α. και από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ σε συνδυασμό με κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια κατανάλωσης φ.α. για ηλεκτροπαραγωγή παρουσιάζεται στον Πίνακα 10.

Από το σενάριο 2, το οποίο υιοθετεί και ο Διαχειριστής ως βασικό, προκύπτουν και τα αποτελέσματα για την αιχμή του συστήματος για τα έτη της περιόδου αναφοράς τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 11 ανά κατηγορία καταναλωτών.

Η πρόβλεψη για την αιχμή του συστήματος υπολογίζεται από το άθροισμα της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των κατηγοριών Λοιποί Καταναλωτές, Διαμετακόμιση φ.α. και έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ στο έτος και της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των ηλεκτροπαραγωγών στη χειμερινή περίοδο του ίδιου έτους.

Πίνακας 10: Συνολική ζήτηση φυσικού αερίου – συνδυαστική απεικόνιση σεναρίων

Σενάριο 1_Υψηλό	2016*	2017**	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠΠ [εκατ. Nm3]	2.629	2.684	2.253	2.276	2.255	2.194	2.499	2.589	2.558	2.469	2.540	2.584
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm3]	386	522	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm3]	821	905	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm3]			10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm3]				1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm3]	3.835	4.111	3.724	3.831	3.919	4.323	4.736	4.936	4.997	4.979	5.112	5.215
Σενάριο 2_Μεσαίο												
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠΠ [εκατ. Nm3]	2.629	2.684	2.218	2.275	2.204	1.921	2.229	2.454	2.422	2.326	2.294	2.340
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm3]	386	522	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm3]	821	905	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm3]			10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm3]				1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm3]	3.835	4.111	3.689	3.831	3.867	4.050	4.466	4.802	4.861	4.836	4.866	4.971
Σενάριο 3_Χαμηλό Α												
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠΠ [εκατ. Nm3]	2.629	2.684	2.194	2.264	2.204	1.952	2.214	2.369	2.332	2.194	2.195	2.180
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm3]	386	522	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm3]	821	905	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm3]			10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm3]				1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm3]	3.835	4.111	3.665	3.820	3.868	4.081	4.451	4.717	4.771	4.704	4.767	4.811
Σενάριο 4_Χαμηλό Β												
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠΠ [εκατ. Nm3]	2.629	2.684	2.175	2.242	2.161	1.851	2.154	2.358	2.317	2.174	2.102	2.132
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm3]	386	522	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm3]	821	905	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm3]			10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm3]				1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm3]	3.835	4.111	3.645	3.797	3.824	3.981	4.391	4.705	4.756	4.684	4.674	4.762

*απολογιστικά **προυπολογιστικά

Πίνακας 11: Αιχμή συστήματος για την περίοδο 2018-2027

ΣΥΝΟΛΟ ΕΣΦΑ (Nm ³ /day)						
Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο	
	Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής				
2016*	12.353.154	1.622.084	5.621.659	-	-	19.596.897
2017**	15.407.642	1.337.983	6.834.595	-	-	23.580.220
2018	11.350.110	2.504.195	5.737.968	34.247	-	19.626.519
2019	10.728.628	2.506.330	6.059.411	171.233	49.300	19.465.602
2020	10.609.464	2.508.465	6.566.117	342.466	49.300	20.026.512
2021	10.108.731	2.512.735	7.119.238	1.579.148	94.701	21.414.553
2022	11.733.845	2.513.392	7.620.051	1.750.381	166.702	23.784.370
2023	12.566.821	2.514.059	7.990.198	1.921.613	261.403	25.254.094
2024	13.748.585	2.514.783	8.351.849	1.990.107	329.505	26.934.829
2025	12.291.786	2.515.470	8.689.004	2.092.846	374.906	25.964.012
2026	13.154.577	2.516.166	9.003.514	2.092.846	488.409	27.255.512
2027	12.558.259	2.516.166	9.281.039	2.092.846	601.912	27.050.222

*απολογιστικά στοιχεία

**Έως την 6.7.2017 η αιχμή του συστήματος για το 2017 ανέρχεται στα 23,6 εκ. Nm³ και πραγματοποιήθηκε την 12.1.2017

3.5. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018-2027

Για τον προσδιορισμό της μέγιστης ωριαίας ζήτησης χρησιμοποιήθηκαν τα ιστορικά στοιχεία ωριαίων καταναλώσεων όπως αυτά δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ για τους Λοιπούς Καταναλωτές ενώ για τους ηλεκτροπαραγωγούς χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία αποτελέσματα της προαναφερθείσας μελέτης του ΑΠΘ. Από τα στοιχεία αυτά υπολογίστηκε η μέγιστη ωριαία ζήτηση φυσικού αερίου για κάθε Έτος της περιόδου 2018-2027.

Το ωριαίο προφίλ των Λοιπών Καταναλωτών υπολογίστηκε από το μέσο όρο των ημερήσιων ωριαίων καταναλώσεων των μηνών Ιανουαρίου, Φεβρουαρίου και Μαρτίου των ετών 2012 έως 2017 για κάθε Σ. Εξόδου. Επισημαίνεται ότι για να είναι ακριβέστερα τα αποτελέσματα δεν χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία στοιχεία των Σαββατοκύριακων και των επίσημων αργιών.

Με βάση τα ανωτέρω η μέγιστη ωριαία ζήτηση για τα έτη 2018-2027 είναι η ακόλουθη:

Πίνακας 12: Σύνοψη Προβλέψεων μέγιστης Ωριαία Ζήτησης ΕΣΜΦΑ 2018-2027

	Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση (Nm ³ /hr)			
	Ηλεκτροπαραγωγή	Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής	Σύνολο
2018	617.162	106.306	391.338	1.114.806
2019	565.137	106.389	414.509	1.086.034
2020	526.592	106.472	452.212	1.085.276
2021	635.973	106.638	494.746	1.237.357
2022	647.113	106.663	530.118	1.283.894
2023	668.216	106.689	554.081	1.328.987
2024	665.499	106.718	577.720	1.349.936
2025	604.329	106.744	598.979	1.310.052
2026	666.455	106.771	619.148	1.392.374
2027	656.714	106.771	636.154	1.399.640

* δεν περιλαμβάνονται οι εκτιμήσεις της ωριαίας ζήτησης για τη ζήτηση από διαμετακόμιση αερίου και για τη ζήτηση από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018 – 2027

4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Με βάση την εκτίμηση ζήτησης για την περίοδο 2018 – 2027, όπως παρουσιάστηκε στα προηγούμενα κεφάλαια, εκπονήθηκε μελέτη προσομοίωσης λειτουργίας του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) με σκοπό να εκτιμηθεί υδραυλικά η απόκριση του Συστήματος Μεταφοράς και να προσδιορισθούν τυχόν αναγκαίες ενισχύσεις για την διατήρηση της τεχνικής επάρκειας του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) για την επόμενη 10ετία (2018-2027).

Η υδραυλική συμπεριφορά του ΕΣΜΦΑ εξετάστηκε για την μέγιστη εκτιμώμενη ημέρα φόρτισης του Συστήματος Μεταφοράς, για την περίοδο των ετών 2018-2027. Η ανωτέρω χαρακτηριστική ημέρα αντιστοιχεί σε μέγιστη ημερήσια κατανάλωση του δικτύου (επιπέδου των 24 mNm³, και τα βασικά χαρακτηριστικά της παρουσιάζονται στον Πίνακα 13.

Με τη μελέτη αυτή αξιολογείται και η ανάγκη για την υλοποίηση και η προκαταρκτική εκτίμηση κόστους, τυχόν νέων επενδύσεων για την περαιτέρω ανάπτυξη του ΕΣΦΑ.

4.2. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Πίνακας 13: Χαρακτηριστικά εκτιμώμενης ημέρας αιχμής

Σύνολο ημερήσιας κατανάλωσης (mNm ³)	Ημερήσια κατανάλωση βορείως της Ν. Μεσημβρίας (mNm ³)	Ημερήσια κατανάλωση νοτίως της Ν. Μεσημβρίας (mNm ³)	Θεωρούμενη λειτουργία μονάδων Η/Π
24	5	19	Λαύριο, Κομοτηνή, ΕΝΘΕΣ, ΗΡΩΝ (OC), ΗΡΩΝ (CC), AdG, Αλιβέρι, PROTERGIA, Θίσβη, KORINTHOS POWER, Μεγαλόπολη

Η υδραυλική επάρκεια του Συστήματος Μεταφοράς εξετάζεται υπό τις ακόλουθες συνθήκες:

- Η ημερήσια εισροή μέσω των Μετρητικών Συνοριακών Σταθμών (ΜΣΣ) Σιδηροκάστρου και Κήπων είναι η Τεχνική Δυναμικότητα των εν λόγω Σημείων Εισόδου, ήτοι:
 - Σημείο Εισόδου “Σιδηρόκαστρο”: 10,8 mNm³ ημερησίως
 - Σημείο Εισόδου “Κήποι”: 4,3 mNm³ ημερησίως
- Η μονάδα συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία δεν έχει υποστεί αναβάθμιση
- Ο τερματικός σταθμός ΥΦΑ στην Ρεβυθούσα λειτουργεί σύμφωνα με την (υπό ολοκλήρωση) 2η αναβάθμισή του

και για τις κατωτέρω περιπτώσεις:

Περίπτωση I: Υψηλότερο εκτιμώμενο επίπεδο ημερήσιας φόρτισης της δεκαετίας 2018-2027 (~24 mNm³) και:

Περίπτωση II: Υψηλότερο εκτιμώμενο επίπεδο ημερήσιας φόρτισης της δεκαετίας 2018-2027 (~24 mNm³) και πρόσθετη ημερήσια εισροή διά του σημείου σύνδεσης του διαμετακομιστικού αγωγού TAP με το ΕΣΦΑ στην περιοχή της Ν. Μεσημβρίας: επιπέδου 4 mNm³ ημερησίως. Η ανωτέρω ημερήσια ροή αφαιρείται ισόποσα από την θεωρούμενη ημερήσια εισροή αεριοποιημένης ποσότητας ΥΦΑ, διά του Σημείου Εισόδου της Αγ. Τριάδας.

Περίπτωση I: Λειτουργία του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία και της 2ης αναβάθμισης του τερματικού σταθμού ΥΦΑ

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Σιδηροκάστρου: 10,8 mNm³

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Κήπων: 4,3 mNm³

Ημερήσια εισροή αεριοποιημένης ποσότητας ΥΦΑ : ~ 9 mNm³

Εκτιμώμενη ημερήσια κατανάλωση δικτύου: ~ 24 mNm³

Η υδραυλική επάρκεια του δικτύου είναι επαρκής, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για την εξεταζόμενη ημερήσια φόρτιση, με την λειτουργία της υφιστάμενης μονάδας συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία.

Περίπτωση II: Πρόσθετη ημερήσια εισροή δια του σημείου σύνδεσης του διαμετακομιστικού αγωγού TAP με το ΕΣΦΑ Λειτουργία του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία και της 2ης αναβάθμισης του τερματικού σταθμού ΥΦΑ

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Σιδηροκάστρου: 10,8 mNm³

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Κήπων: 4,3 mNm³

Ημερήσια εισροή μέσω του σημείου σύνδεσης του διαμετακομιστικού αγωγού TAP με το ΕΣΦΑ: ~4 mNm³

Ημερήσια εισροή αεριοποιημένης ποσότητας ΥΦΑ : ~5 mNm³

Εκτιμώμενη ημερήσια κατανάλωση δικτύου: ~ 24 mNm³

Η υδραυλική επάρκεια του δικτύου δεν διασφαλίζεται για την εξεταζόμενη ημερήσια φόρτιση, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, και υφίσταται ανάγκη περαιτέρω αναβάθμισης του Συστήματος Μεταφοράς στο νότιο και πλέον φορτισμένο τμήμα αυτού.

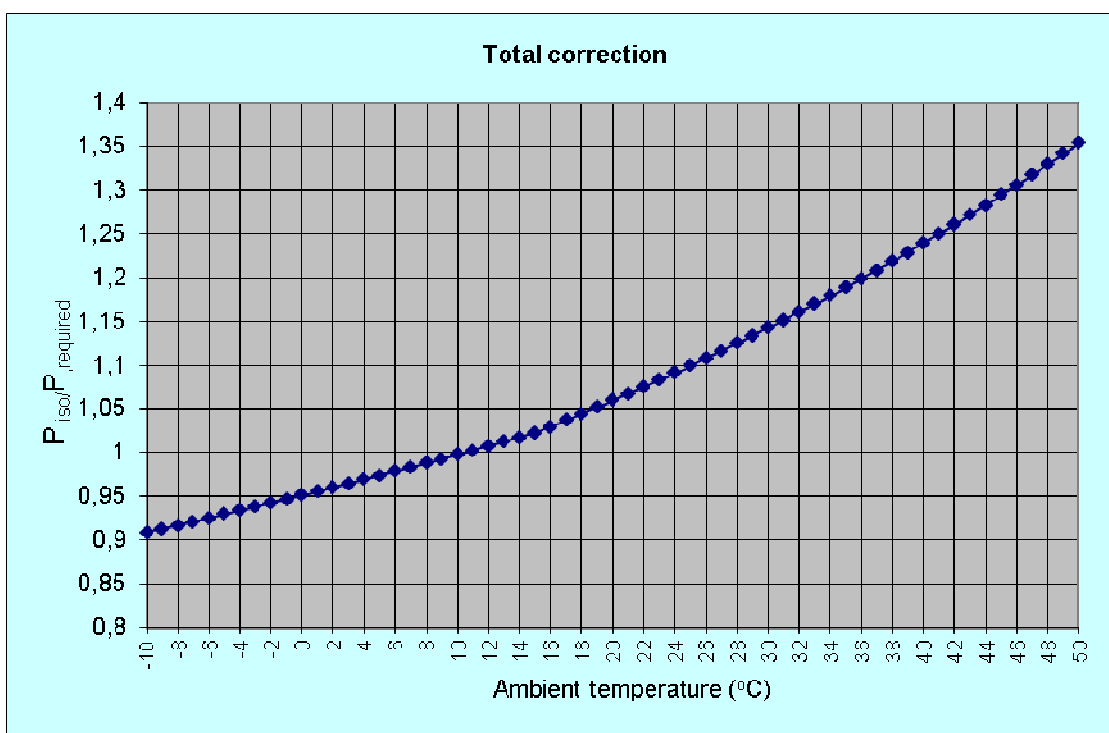
Με την εγκατάσταση και λειτουργία μονάδας συμπίεσης στην Αμπελιά η υδραυλική συμπεριφορά του δικτύου καθίσταται επαρκής. Τα εκτιμώμενα χαρακτηριστικά της μονάδας συμπίεσης, ώστε να διασφαλίζεται η υδραυλική επάρκεια για την θεωρούμενη κατανάλωση επιπέδου 24 mNm³, παρουσιάζονται στον Πίνακα 14.

Πίνακας 14: Χαρακτηριστικά μεγέθη του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά (Περίπτωση II)

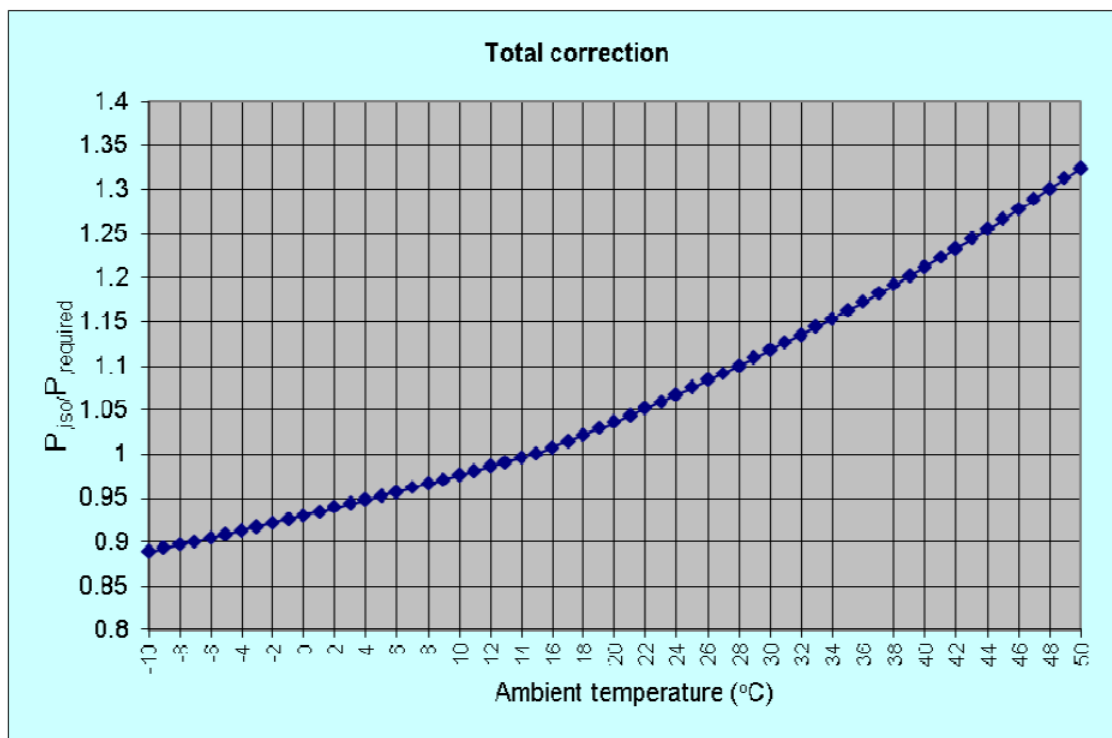
	Εκτιμώμενη ροή του σταθμού (Nm ³ /hr)	Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης (MW)	Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης σε συνθήκες ISO (MW)
Σταθμός Συμπίεσης Αμπελιάς	553.000	6,5	7,4

Για την αναγωγή της ισχύος συμπίεσης σε συνθήκες ISO (επίπεδο θάλασσας και θερμοκρασία περιβάλλοντος 15°C) χρησιμοποιήθηκαν οι συντελεστές οι οποίοι παρουσιάζονται στα σχήματα που ακολουθούν.

Οι συντελεστές αφορούν στον υπολογισμό της τιμής της εκτιμώμενης ισχύος συμπίεσης σε συνθήκες ISO, με βάση τις διορθώσεις λόγω υψομέτρου και θερμοκρασίας περιβάλλοντος.



Εικόνα 1: Συντελεστής μετατροπής της εκτιμώμενης ισχύος συμπίεσης σε συνθήκες ISO ως συνάρτηση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος για υψόμετρο 190m



Εικόνα 2: Συντελεστής μετατροπής της εκτιμώμενης ισχύος συμπίεσης σε συνθήκες ISO ως συνάρτηση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος στο επίπεδο της θάλασσας

Η εκτίμηση των χαρακτηριστικών της εν μονάδας συμπίεσης στην Αμπελιά, προσδιορίζεται σε κατάσταση οριακής υδραυλικής φόρτισης του Συστήματος Μεταφοράς (οριοθέτηση δικτύου). Στην περίπτωση αυτή, υπολογίστηκαν τα χαρακτηριστικά μεγέθη της μονάδας, και παρουσιάζονται στον Πίνακα 15 που ακολουθεί.

Πίνακας 15: Χαρακτηριστικά μεγέθη του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά για την περίπτωση οριακής υδραυλικής φόρτισης του Συστήματος Μεταφοράς

	Εκτιμώμενη ροή του σταθμού (Nm ³ /hr)	Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης (MW)	Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης σε συνθήκες ISO (MW)
Σταθμός Συμπίεσης Αμπελιάς	687.000	16,5	18,8

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται αποτελέσματα της προσομοίωσης του δικτύου για την περίπτωση φυσικής ροής προς την Βουλγαρία μέσω του ΜΣΣ Σιδηροκάστρου (Αντίστροφη Ροή). Οι συνθήκες υπό τις οποίες πραγματοποιείται η ανάλυση του Συστήματος Μεταφοράς παρατίθενται στην συνέχεια:

- Οι πηγές εισόδου του ΕΣΜΦΑ (Σημεία Εισόδου Κήποι και Αγ. Τριάδα) θεωρούνται ότι λειτουργούν στην τεχνική δυναμικότητά τους, με τον σταθμό ΥΦΑ στην Ρεβυθούσα να λειτουργεί σύμφωνα με την (υπό ολοκλήρωση) 2η αναβάθμισή του, για τις περιπτώσεις I, II και IV του Πίνακα 16:

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Κήπων: 4,3 mNm³

Ημερήσια εισροή αεριοποιημένης ποσότητας ΥΦΑ : 19,152 mNm³

Για την περίπτωση III του Πίνακα 16 θεωρήθηκε:

Ημερήσια εισροή μέσω ΜΣΣ Κήπων: 2,4 mNm³

Ημερήσια εισροή αεριοποιημένης ποσότητας ΥΦΑ : 19,152 mNm³

- Η ημερήσια ποσότητα προς την Βουλγαρία μέσω του ΜΣΣ Σιδηροκάστρου, *θεωρείται ως κατανάλωση η οποία περιλαμβάνεται στην θεωρούμενη ημερήσια κατανάλωση του Συστήματος Μεταφοράς (επιπέδου των 24mNm³) κατά την εξεταζόμενη χαρακτηριστική ημέρα*
- Ως ελάχιστη πίεση παραλαβής της Αντίστροφης Ροής στο Σημείο Εξόδου Σιδηρόκαστρο, θεωρούνται τα 40 barg.

Παραμετροποιώντας, ως προς την ημερήσια ποσότητα Αντίστροφης Ροής προς την Βουλγαρία, προσδιορίζονται οι εκτιμώμενες αναβαθμίσεις του Συστήματος Μεταφοράς, ώστε να διασφαλίζεται η υδραυλική επάρκεια του δικτύου και να ικανοποιούνται οι απαιτούμενες συνθήκες του προβλήματος.

Τα αποτελέσματα της ανωτέρω παραμετροποίησης, για συγκεκριμένες τιμές της ημερήσιας ποσότητας Αντίστροφης Ροής προς την Βουλγαρία, παρουσιάζονται συνοπτικά στον επόμενο πίνακα:

Πίνακας 16: Αποτελέσματα προσομοίωσης του δικτύου για την περίπτωση Αντίστροφης Ροής προς την Βουλγαρία μέσω του ΜΣΣ Σιδηροκάστρου

	Ημερήσια κατανάλωση ΕΣΦΑ (mNm ³)	Ημερήσια Αντίστροφη Ροή προς Βουλγαρία (mNm ³)	Λοιπή ημερήσια κατανάλωση ΕΣΦΑ (mNm ³)	Εκτιμώμενες αναβαθμίσεις
I	23,46	4,1	19,36	-
II	23,43	5,5	17,93	- Μονάδα συμπίεσης στους Κήπους: Ωριαία Ροή 179.000 Nm ³ Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης 0,5 MW
III	21,546	5,5	16,046	-
IV	23,36	10,8	12,56	- Μονάδα συμπίεσης στους Κήπους: Ωριαία Ροή 179.000 Nm ³ Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης 1 MW

				- Αντίστροφη λειτουργία μονάδας συμπίεσης στην Αμπελιά: Ωριαία Ροή 540.000 Nm ³ Εκτιμώμενη ισχύς συμπίεσης 9,5 MW
--	--	--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

4.3. ΟΡΙΟΘΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΕΣΦΑ

Εξετάζεται η υδραυλική συμπεριφορά του ΕΣΜΦΑ, στην περίπτωση μηδενικών καταναλώσεων ΦΑ των μονάδων Η/Π βορείως της Νέας Μεσημβρίας. Η εκτίμηση της υδραυλικής απόκρισης του Συστήματος Μεταφοράς αφορά ημέρα υψηλής ζήτησης επιπέδου 28 mNm³ με την κατανάλωση βορείως της Ν. Μεσημβρίας να ανέρχεται σε περίπου 2,8 mNm³.

Περίπτωση I: Μέγιστη ημερήσια εισροή από Βορά και Ανατολή, με λειτουργία σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία.

Ωριαία εισροή από Βορά: 450.000 Nm³ ή 10,8 mNm³ ημερησίως

Ωριαία εισροή από Ανατολή: 180.000 Nm³ ή 4,32 mNm³ ημερησίως

Το σύνολο των από Βορρά και Ανατολή ημερήσιων ροών ανέρχεται σε 15,12 mNm³ ή 168.790 MWh, και οριοθετεί το επίπεδο του συνόλου της ημερήσιας ροής δια των ανωτέρω εισόδων με την λειτουργία του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία για συνθήκες λειτουργίας μέγιστης ροής σε πίεση εξόδου 65 barg. Το κρίσιμο μέγεθος που χαρακτηρίζει την υδραυλική συμπεριφορά του Βόρειου/Βορειοανατολικού τμήματος του Συστήματος Μεταφοράς είναι το άθροισμα των από Βορρά και Ανατολή διερχομένων ροών. Η οποιαδήποτε εναλλαγή των συγκεκριμένων μεγεθών, με το άθροισμά τους αναλλοίωτο και υπό την προϋπόθεση ότι δεν μεταβάλλεται η υιοθετούμενη κατανάλωση στο ανωτέρω τμήμα του Συστήματος Μεταφοράς, δεν επηρεάζει την υδραυλική συμπεριφορά του Συστήματος. Στην περίπτωση νέας εισόδου κατάντι του σταθμού συμπίεσης της Ν. Μεσημβρίας και προκειμένου να ικανοποιείται η απαίτηση για πίεση παράδοσης της τάξης των 30bar στον κόμβο Μεγαλόπολης, το άθροισμα των τριών πλέον Βόρειων/Βορειοανατολικών εισόδων (Κήποι-Σιδηρόκαστρο-νέα είσοδος Νέας Μεσημβρίας) δεν μπορεί να υπερβαίνει ημερησίως τα 15,8 mNm³.

Περίπτωση II: Μέγιστη ημερήσια εισροή από Βορά και Ανατολή, με την λειτουργία σταθμού συμπίεσης στους Κήπους, λειτουργία της αναβάθμισης του σταθμού συμπίεσης στην Ν. Μεσημβρία και σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά

Ωριαία εισροή από Βορά: 490.000 Nm³ ή 11,76 mNm³ ημερησίως

Ωριαία εισροή από Ανατολή: 340.000 Nm³ ή 8,16 mNm³ ημερησίως

Για την επαρκή υδραυλική απόκριση του Συστήματος Μεταφοράς, είναι απαραίτητη η λειτουργία σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά. Η οριοθέτηση του συνόλου των εισροών ανάντι του σταθμού συμπίεσης της Ν. Μεσημβρίας με την λειτουργία του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά, προσδιορίζεται σε 19,92 mNm³ ημερησίως.

Όποια νέα τροφοδοσία του Συστήματος Μεταφοράς με είσοδο κατάντι του σταθμού συμπίεσης της Ν. Μεσημβρίας και με πίεση τροφοδοσίας την πίεση κατάθλιψης του σταθμού συμπίεσης, δεν διαταράσσει την υδραυλική συμπεριφορά του νοτίου τμήματος του Συστήματος Μεταφοράς, υπό την προϋπόθεση ότι η θεωρούμενη τροφοδοσία απομειώνει ισόποσα το σύνολο των εισροών του Συστήματος Μεταφοράς, από Βορρά και Ανατολή.

Σε περίπτωση εισόδου στους Κήπους και εξόδου ποσότητας στην Κομοτηνή, η δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου «Κήποι» μπορεί να αυξηθεί (με τοποθέτηση συμπιεστή) περί τα 32 mNm³/d εκ των οποίων περίπου 24,5 mNm³/d μπορούν να εξέρχονται από νέο σημείο εξόδου στην Κομοτηνή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ

5.1.ΕΡΓΑ ΤΑ ΟΠΟΙΑ ΘΑ ΠΡΟΤΑΘΟΥΝ ΓΙΑ ΠΡΩΤΗ ΦΟΡΑ ΣΤΟ ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ 2017-2026

Τα παρακάτω έργα εντάσσονται για πρώτη φορά στο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης 2017-2026. Αναλυτική περιγραφή αυτών υπάρχει στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2017-2026.

5.1.1. ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΧΡΗΣΤΩΝ

1. Εγκατάσταση Μ Σταθμού στο ΣΑΛΦΑ Ανθούσας

Το έργο είναι αποτέλεσμα των απαιτήσεων (αρ. 5, παρ. 7) του Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ 339/2016) και της σχετικής συμφωνίας της εταιρείας «Δημόσια Επιχείρηση Αερίου Α.Ε.». Αφορά στην κατασκευή μετρητικού σταθμού ιδιοκτησίας ΔΕΣΦΑ στην Ανθούσα.

2. Εγκατάσταση Μ Σταθμού στο ΣΑΛΦΑ Α. Λιοσίων

Το έργο είναι αποτέλεσμα των απαιτήσεων (αρ. 5, παρ. 7) του Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων του ΕΣΦΑ (Απόφαση ΡΑΕ 339/2016) και της σχετικής συμφωνίας της εταιρείας «Δημόσια Επιχείρηση Αερίου Α.Ε.». Αφορά στην κατασκευή μετρητικού σταθμού ιδιοκτησίας ΔΕΣΦΑ Α. Λιόσια.

5.1.2 ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΣΦΑ

1. Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας

Η νέα προβλήτα που προβλέπεται να κατασκευαστεί στο βόρειο ανατολικό τμήμα της Ρεβυθούσας θα εξυπηρετήσει την λειτουργία της φόρτωσης πλοίων μικρού μεγέθους με LNG. Στην εν λόγω προβλήτα θα ανεφοδιάζονται μικρά πλοία μεταφοράς LNG, χωρητικότητας από 1.000- 20.000 m³. Τα μικρότερα από αυτά θα ανεφοδιάζουν πλοία, είτε της ακτοπλοΐας είτε της ποντοπόρου ναυτιλίας, στο λιμάνι του Πειραιά. Τα μεγαλύτερα θα τροφοδοτούν δορυφορικούς σταθμούς αποθήκευσης και διανομής LNG σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας ή του εξωτερικού. Η νέα προβλήτα θα προβλέπει τη δυνατότητα πρόσδεσης και ταυτόχρονου ανεφοδιασμού δυο πλοίων. Σε πρώτη φάση θα τοποθετηθεί ο εξοπλισμός για τη μία μόνο θέση. Στο ίδιο έργο περιλαμβάνεται και η προσθήκη μικρού βραχίονα φόρτωσης ΥΦΑ στην ήδη υπάρχουσα προβλήτα προκειμένου να είναι δυνατή η φόρτωση μικρών πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ και από αυτήν.

2. Αγωγός Νέας Μεσημβρίας – Ειδομένης/Γευγελή και Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός

Το έργο αποσκοπεί στη διασύνδεση των συστημάτων φυσικού αερίου Ελλάδας και πΓΔΜ με στόχο την διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας φυσικού αερίου στην πΠΓΔΜ καθώς σήμερα η τροφοδοσία της εν λόγω αγοράς εξαρτάται αποκλειστικά από τον Διαβαλκανικό αγωγό. Για το έργο έχει υπογραφεί Μνημόνιο Συνεργασίας ανάμεσα στον ΔΕΣΦΑ και την MER τον Οκτώβριο 2016. Η πρόσβαση στο ΕΣΦΑ και ειδικότερα στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας θα ενισχύσει τον ανταγωνισμό, οδηγώντας έτσι σε δυνητικά πιο χαμηλές τιμές προμήθειας φυσικού

αερίου. Ταυτόχρονα το έργο αυτό προωθεί την περιφερειακή ανάπτυξη του ΕΣΜΦΑ και στην δραστηριοποίηση περισσότερων Χρηστών συμβάλλοντας στον ρόλο της Ελλάδας ως κόμβο φυσικού αερίου.

3. Σταθμός συμπίεσης στην Αμπελιά

Το έργο κρίνεται απαραίτητο βάσει των μελετών υδραυλικής προσομοίωσης του ΕΣΦΑ που έχει εκπονήσει ο ΔΕΣΦΑ και δεδομένης της αναμενόμενης αύξησης των μεταφερόμενων ποσοτήτων φυσικού αερίου από το βορρά προς νότο με την έναρξη λειτουργίας του αγωγού TAP και την διασύνδεση του με το ΕΣΜΦΑ στην Νέα Μεσήμβρια. Για να διασφαλιστεί η υδραυλική επάρκεια του δικτύου υφίσταται ανάγκη σταδιακής ενίσχυσης του συστήματος μεταφοράς μέσω της εγκατάστασης σταθμού συμπίεσης στο νότιο και πλέον φορτισμένο τμήμα αυτού. Τα χαρακτηριστικά της μονάδας συμπίεσης εκτιμήθηκαν προκαταρκτικά σε 10 MW (1+1) με τις κατάλληλες αναμονές ώστε να εγκατασταθεί μελλοντικά και 3η μονάδα εφόσον δικαιολογείται από τις εκτιμήσεις ζήτησης. Ο σταθμός θα σχεδιαστεί ώστε να παρέχει την δυνατότητα συμπίεσης και σε αντίστροφη ροή.

4. Έργα εκσυγχρονισμού ΕΣΦΑ- 3η Ομάδα

Στο έργο περιλαμβάνονται τα παρακάτω έξι υποέργα εκσυγχρονισμού του ΕΣΦΑ που αφορούν στον εξοπλισμό εγκατάστασης συστήματος μεταφοράς και ΥΦΑ με στόχο τη βελτίωση της αποδοτικότητας του ΕΣΦΑ και την εύρυθμη λειτουργία με στόχο την πρόληψη καταστάσεων έκτακτης ανάγκης.

- Δημιουργία Κέντρου Εκπαίδευσης
- Προμήθεια και Εγκατάσταση Πληροφοριακού Συστήματος Διαχείρισης Ακεραιότητας Αγωγού (PIMS – Pipeline Integrity Management System)
- Αναβάθμιση ηλεκτρολογικών διακοπών μέσης τάσης και εσωτερικού φωτισμού Control Room Εγκατάστασης ΥΦΑ
- Προμήθεια ειδικού εξοπλισμού ελέγχου διαβρώσεων και ασυνεχειών σωληνώσεων και δοχείων Φυσικού Αερίου
- Αναβάθμιση DCS ΣΗΘΥΑ
- Αναβάθμιση Γεωγραφικού Συστήματος Πληροφοριών (GIS) ΔΕΣΦΑ

5. Αναβάθμιση φυσικής προστασίας εγκαταστάσεων ΔΕΣΦΑ –Κέντρο Ελέγχου Φυσικής Ασφάλειας

Σκοπός του έργου είναι η αναβάθμιση της φυσικής ασφάλειας του συνόλου των υποδομών του ΔΕΣΦΑ λόγω της ραγδαίας εξέλιξης των τεχνολογικών εφαρμογών στο τομέα και η δημιουργία Κέντρου Ελέγχου Φυσικής Ασφάλειας (ΚΕΦΑ) καλύπτοντας τις απαιτήσεις της κοινοτικής οδηγίας 2008/114/ΕΚ/08.12.2008 περί ασφάλειας υποδομών ζωτικής σημασίας, που ενσωματώθηκε στην ελληνικό δίκαιο με το ΠΔ 39/2011.

Στόχος είναι η αποτροπή, ο μετριασμός και η εξουδετέρωση απειλών κινδύνου.

6. Βελτιστοποίηση ακρίβειας μέτρησης σε σταθμούς του ΕΣΜΦΑ

Το έργο είναι αποτέλεσμα της δημόσιας διαβούλευσης του Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2016-2025 όπου επισημάνθηκε ότι σε ορισμένα δίκτυα διανομής λόγω μειωμένης κατανάλωσης παρατηρούνται διαφορές μεταξύ της ποσότητας φυσικού αερίου που προκύπτει από το άθροισμα των μετρητικών συστημάτων των δικτύων διανομής και της ποσότητας φυσικού

αερίου που μετρείται στους Μετρητικούς /Ρυθμιστικούς σταθμούς που απαρτίζουν το αντίστοιχο Σημείο Εξόδου Δικτύου Διανομής (ΣΕΔΔ) του ΕΣΜΦΑ. Ο ΔΕΣΦΑ, όπως διατύπωσε με την υπ' αρ. 100240/13.12.2016 επιστολή του προς την ΡΑΕ, δεσμεύτηκε να εξετάσει το ζήτημα και να επανέλθει με πρόταση έργου σε επόμενο Πρόγραμμα Ανάπτυξης ή Κατάλογο Μικρών Έργων. Προτείνεται να αντικατασταθούν σε 17 υφιστάμενους σταθμούς οι μετρητές στροβίλου με νέους οι οποίοι θα διαθέτουν βελτιωμένα χαρακτηριστικά λειτουργίας.

7. Αντικατάσταση Συστημάτων Διαχείρισης Μετρήσεων και Εποπτείας/Ελέγχου σε Σταθμούς Μ/Ρ του ΕΣΜΦΑ

Το προτεινόμενο έργο αφορά τροποποιήσεις σε 30 υφιστάμενους Μετρητικούς ή Μετρητικούς/Ρυθμιστικούς σταθμούς, ώστε να επιτευχθεί συμβατότητα μεταξύ τους καθώς και με τους υπό κατασκευή σταθμούς, μέσω όμοιου εξοπλισμού και λογισμικού.

8. Νέο κτίριο γραφείων

Εκτιμάται ότι σήμερα λόγω των συνθηκών που επικρατούν στην ελληνική κτηματαγορά, καθίσταται οικονομικά σκόπιμο για τον ΔΕΣΦΑ να αποκτήσει ένα ιδιόκτητο κτίριο κεντρικών γραφείων, το οποίο θα αποτελέσει πάγιο της εταιρείας, θα συμβάλει στην εξοικονόμηση των λειτουργικών δαπανών και θα εξασφαλίζει βελτιωμένες συνθήκες υγιεινής και ασφάλειας της εργασίας. Η επιφάνεια γραφείων προγραμματίζεται να είναι περίπου 6.500 τ.μ σε αντιστοιχία με το υφιστάμενο κτίριο κεντρικών γραφείων του ΔΕΣΦΑ. Ο στόχος είναι να μη υπάρξει επιβάρυνση των χρηστών του ΕΣΦΑ λόγω της εξοικονόμησης που θα επιτευχθεί, κατά βάση από το κόστος ενοικίου. Επιπλέον εκτιμάται ότι θα υπάρξει και εξοικονόμηση ενέργειας λόγω υψηλότερων ενεργειακών προδιαγραφών του νέου κτιρίου.

5.2. ΑΛΛΑ ΝΕΑ ΕΡΓΑ

1. Αγωγός σύνδεσης με την Καβάλα Oil

Το έργο σύνδεσης της Καβάλα Oil, στον κόλπο της Καβάλας, είναι απαραίτητο προκειμένου να συνδεθεί η βιομηχανία απ' ευθείας με το ΕΣΦΑ και όχι μέσω της ΒΦΛ, όπως συμβαίνει ως σήμερα. Η ανάγκη αυτή επιβάλλεται τόσο για λόγους συμμόρφωσης με το ρυθμιστικό πλαίσιο όσο και για λόγους ασφάλειας, δεδομένου ότι ο αγωγός που την τροφοδοτεί σήμερα δεν ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις του ισχύοντος τεχνικού κανονισμού. Το έργο αποτελείται από έναν αγωγό 6'', μήκους περίπου 2 km, και μετρητικό σταθμό που θα εγκατασταθεί σε χώρο που θα χρησιδανείσει η βιομηχανία. Για την σύνδεση του αγωγού με τον υφιστάμενο κλάδο του ΕΣΦΑ θα χρησιμοποιηθεί η τεχνική διάτρησης εν θερμώ (hot tapping). Θα εξεταστεί επίσης η δυνατότητα παραλαβής αερίου από το κοίτασμα που εκμεταλλεύεται η εταιρεία. Στην περίπτωση θετικής απάντησης, ο σταθμός θα είναι διπλής ροής και θα είναι ρυθμιστικός.

Το έργο θα ενταχθεί σε Πρόγραμμα Ανάπτυξης ή Κατάλογο Μικρών Έργων όταν ολοκληρωθούν οι διαδικασίες του αρ. 95B του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

5.3. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΑ ΕΡΓΑ

Τα έργα αυτά έχουν συμπεριληφθεί στο εγκεκριμένο κατά το παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2016-2025 και η υλοποίησή τους συνεχίζεται στην περίοδο αναφοράς του Σχεδίου Προγράμματος Ανάπτυξης 2017-2026. Τα χαρακτηριστικά αυτών των έργων παρουσιάζονται αναλυτικά στο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης 2017-2026.

- Κατασκευή αγωγού υψηλής πίεσης από τη Μάνδρα Αττικής ως την εγκατάσταση των ΕΛΠΕ στην Ελευσίνα για τη σύνδεση με το ΕΣΦΑ και του σχετικού μετρητικού σταθμού
- Κατασκευή αγωγού Υψηλής Πίεσης Μαυρομάτι (Βάγια)-Λάρυμνα και του απαραίτητου Μετρητικού Σταθμού για τη σύνδεση της ΛΑΡΚΟ Γ.Μ.Μ Α.Ε με ΕΣΦΑ
- Σταθμός Συμπίεσης στους Κήπους
- Σταθμός Μ/Ρ στην Κομοτηνή
- Σταθμός Μ/Ρ στην Ν. Μεσήμβρια για την σύνδεση του ΕΣΜΦΑ με τον ΤΑΡ
- Αγωγός Υψηλής Πίεσης Κομοτηνή – Θεσπρωτία (τμήμα ενταγμένο στο ΕΣΦΑ)
- 2^η αναβάθμιση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ της νήσου Ρεβυθούσας
- 2^η αναβάθμιση μετρητικού συνοριακού σταθμού (ΜΣΣ) Σιδηροκάστρου
- Αναβάθμιση ηλεκτρολογικού και ηλεκτρονικού εξοπλισμού, συστήματος τιμολόγησης και εξοπλισμού SCADA πεδίου σε Σταθμούς Μ/Ρ 1ης γενιάς (1995-2000)
- Επεκτάσεις και αναβαθμίσεις μετρητικών σταθμών βόρειας και ανατολικής Θεσ/νίκης
- Αναβάθμιση του συστήματος σταθερών επικοινωνιών του ΕΣΦΑ
- Έργα πληροφορικής & τηλεπικοινωνιών
- Έργα εκσυγχρονισμού ΕΣΦΑ
- Έργα εκσυγχρονισμού ΕΣΦΑ – 2^η ομάδα
- Εγκατάσταση Μ/Ρ Καβάλας
- Εκσυγχρονισμός Βραχιόνων Σύνδεσης Σταθμού ΥΦΑ
- Πιλοτικός σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων
- Σταθμός συμπίεσης απαερίων ΥΦΑ