



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

**«Μελέτη Κόστους – Οφέλους για την Επέκταση  
του Δικτύου Μεταφοράς ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα  
(Περιφέρεια Ηπείρου και Περιφέρεια Δυτικής  
Ελλάδας)»**



**Μελέτη ΙΕΝΕ (Μ68)**

**Αθήνα, Οκτώβριος 2021**

**Μελέτη Κόστους – Οφέλους για την Επέκταση του Δικτύου Μεταφοράς ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα**

Ερευνητικό Έργο IENE

ΜΕΛΕΤΗ IENE (M68)

**Αθήνα, Οκτώβριος 2021**

**Συντελεστές Μελέτης**

- Κωστής Σταμπολής, Εκτελεστικός Διευθυντής, IENE
- Κωνσταντίνος Θεοφύλακτος, Διπλ. Μηχ-Μηχ, MSc, Γεν. Γραμματέας IENE
- Ειρήνη Τερζίδου, Διπλ. Χημ-Μηχ, MSc/MBA, Επιστημονική Συνεργάτης, IENE

**ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΝΑ ΕΥΡΩΠΗΣ**

Αλ. Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα

Τηλ: (0030) 210 36 28 457, 3640278 φαξ: (0030) 210 36 46 144

Web: [www.iene.gr](http://www.iene.gr) ,[www.iene.eu](http://www.iene.eu) e-mail: [admin@iene.gr](mailto:admin@iene.gr)

Απαγορεύεται η ολική ή μερική αναδημοσίευση και γενικά η αναπαραγωγή αυτής της έκδοσης σε οποιαδήποτε μορφή και με οποιοδήποτε μέσο (ηλεκτρονικό, μηχανικό, ηχογραφικό ή άλλο), χωρίς έγγραφη άδεια του IENE. Επιτρέπεται η χρήση επιμέρους υλικού της έκδοσης με αναφορά της πηγής

## Πίνακας Περιεχομένων

ΜΕΡΟΣ Α' .....	12
1. Εισαγωγή – Reason d' etre .....	13
2. Διεθνής & Εγχώρια Εμπειρία σε επεκτάσεις δικτύων ΦΑ .....	14
2.1 Καταναλώσεις σε παγκόσμιο επίπεδο και τιμές ΦΑ .....	14
2.2 Τεχνολογίες που αφορούν επεκτάσεις δικτύων ΦΑ και ανάπτυξης μη- διασυνδεδεμένων δικτύων διανομής ΦΑ.....	17
2.2.1 Η χρήση του πεπιεσμένου ΦΑ (ΠΦΑ-CNG).....	17
2.2.2 Η χρήση του υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ-LNG) .....	18
2.2.3 Εικονικοί αγωγοί ΦΑ (Virtual Compressed/Liquefied NG Pipelines) .....	20
2.2.4 Εικονικοί αγωγοί ΥΦΑ και ΠΦΑ (Virtual LNG/CNG Pipelines).....	20
2.2.5 Εικονικά Δίκτυα ΦΑ με υδρογόνο – Αποθήκευση Υδρογόνου .....	21
2.2.6 Εικονικοί αγωγοί με χρήση RNG - Δίκτυα RNG .....	22
2.2.7 Καλές πρακτικές από εφαρμογές τέτοιων έργων παγκόσμια .....	26
3. Υφιστάμενη Κατάσταση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ.....	30
3.1 Υφιστάμενες Υποδομές .....	30
3.1.1 Εθνικό Σύστημα ΦΑ.....	30
3.1.2 Διεθνής Διασύνδεση ΕΣΦΑ .....	35
3.2 Μελλοντικές Υποδομές .....	36
4. Νομοθετικό Πλαίσιο για το ΦΑ και τις επέκτασης Δικτύων ΦΑ στην Ελλάδα .....	43
4.1 Διεθνείς Κανονισμοί και Πλαίσια.....	43
4.2 Ευρωπαϊκό Πλαίσιο.....	44
4.3 Ελληνική Νομοθεσία για προμήθεια και διανομή ΦΑ στη χώρα.....	44
5. Δυνατότητες Επέκτασης Δικτύων ΦΑ σε Δυτική Ελλάδα και Ήπειρο .....	46
5.1 Επέκταση σε Δυτική Ελλάδα .....	46
5.2 Επέκταση σε Ήπειρο.....	50
6. Εικονικοί αγωγοί LNG (virtual LNG pipelines) για οικιακό, εμπορικό & βιομηχανικό τομέα, σε πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	54
6.1. Ανεφοδιασμός από Σταθμό Ανεφοδιασμού LNG σε βυτιοφόρα.....	54
6.1.1. Οχήματα μεταφοράς LNG - LNG trailers – στις πόλεις της Περιφ. Δ. Ελλάδας & Ηπείρου .....	54
6.1.2. Οχήματα μεταφοράς LNG – LNG ISO box containers.....	55
6.2. Έργα αναβάθμισης τερματικού σταθμού στη Ρεβυθούσα για φόρτωση βυτιοφόρων με LNG .....	55
6.3. Μεταφορά LNG από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα με πλοίο LNG (Virtual NG pipeline) .....	55

6.3.1 Φορτηγίδα για μεταφορά LNG, με ISO box containers, από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα .....	56
6.3.2 Φορτηγίδα για μεταφορά LNG, με ISO box containers, από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα .....	57
6.4. Κατασκευή πλοίου για μεταφορά LNG από Ρεβυθούσα προς Πάτρα και Ηγουμενίτσα – Διεθνής εμπειρία (NA Ευρώπη) .....	58
ΜΕΡΟΣ Β΄ .....	59
7. Ενεργειακές Καταναλώσεις σε ΟΤ, ΕΤ & ΒΤ, στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου - Ενεργειακά Κόστη.....	60
7.1 Μεθοδολογία υπολογισμού ενεργειακών καταναλώσεων στον ΟΤ/ΕΤ/ΒΤ .....	60
7.2 Υπάρχουσα πληθυσμιακή κατάσταση και ετήσιες καταναλώσεις Ενέργειας στις Περιφέρειες Δ. Ελλάδας και Ηπείρου .....	62
7.2.1 Υπάρχουσα κατάσταση στην Περιφέρεια Δ. Ελλάδας .....	62
7.2.2 Υπάρχουσα κατάσταση στην Περιφέρεια Ηπείρου .....	66
7.3 Ενεργειακά Κόστη: Πετρέλαιο Θέρμανσης - Φυσικό Αέριο - Ηλεκτρική Ενέργεια	70
7.3.1 Κόστος Πετρελαίου Θέρμανσης.....	70
7.3.2 Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	71
7.3.3 Τιμολόγηση ΦΑ .....	71
7.4 Ανάλυση Ενεργειακού Κόστους (ΠΘ και ΗΕ) για τις εξεταζόμενες πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου.....	72
7.4.1 Ενεργειακό κόστος 3 πόλεων της Περιφ. Δυτικής Ελλάδας - Υπάρχουσα Κατάσταση.....	72
7.4.2 Ενεργειακό κόστος 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου – Υπάρχουσα Κατάσταση.....	72
7.4.3 Συγκεντρωτικά ενεργειακά κόστη πόλεων της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	72
7.5 Ανάλυση Ενεργειακού Κόστους (ΦΑ και ΗΕ) για τις εξεταζόμενες πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου.....	75
7.5.1 Ενεργειακό κόστος στις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας – Μετατροπή συστημάτων από ΠΘ σε ΦΑ.....	75
7.5.2 Ενεργειακό κόστος 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου – Μετατροπή συστημάτων με ΠΘ σε ΦΑ .....	75
7.5.3 Συνολικά ενεργειακά κόστη 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου .....	75
7.6 Υπολογισμός εκπομπών αερίων ρύπων CO <sub>2</sub> από τη χρήση ΠΘ και ΦΑ.....	82
8. Σενάρια τρόπων μεταφοράς ΦΑ στις επεκτάσεις των Δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου – Κόστη μεταφοράς ΦΑ των διαφορετικών σεναρίων.	84
8.1 Γενικά.....	84

8.2. Σενάρια για τις επεκτάσεις δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	86
8.3 Κόστος μεταφοράς ΦΑ .....	88
8.3.1 Κόστη μεταφοράς δια ξηράς.....	88
8.3.2 Κόστη μεταφοράς δια ξηράς (βυτιοφόρα με τράκτορες και containers LNG) .....	88
8.3.3 Κόστη μεταφοράς διαμέσου θαλάσσιας οδού (πλοίο LNG).....	89
9. Ανάλυση κόστους μεταφοράς ΦΑ στα νέα Δίκτυα στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	90
9.1 Ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ (LNG) για τις πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	90
9.2 Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG, σε διαφορετικές πόλεις με διαφορετικούς τρόπους μεταφοράς .....	91
9.2.1. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ1 .....	92
9.2.2. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ2 .....	93
9.2.3. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ3 .....	95
9.2.4. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η1. 98	
9.2.5 Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η2.. 99	
9.2.6. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η3 101	
9.3 Άλλα κόστη που απαιτούνται για τη μεταφορά LNG, στις πόλεις με επεκτάσεις δικτύων ΦΑ.....	103
9.3.1 Αγορά τρακτόρων και containers 50 m <sup>3</sup> ανά σενάριο .....	103
9.3.2 Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων .....	104
9.3.3 Αγορά πλοίου μεταφοράς LNG, χωρητικότητας 4.0000 m <sup>3</sup> - Λειτουργικά κόστη.....	104
9.3.4 Κόστη αμοιβών ναυτικών στο πλοίο .....	105
9.3.5 Άλλα Κόστη (λειτουργικά – Συντήρησης και Απρόβλεπτα) .....	105
9.3.6 Κόστος σταθμών μικρής κλίμακας στις πόλεις για την επαναεριοποίηση του υγροποιημένου ΦΑ. ....	105
9.4 Υπολογισμός εσόδων από την πώληση ΦΑ στις πόλεις των δύο Περιφερειών... 106	
10. Ανάλυση Κόστους – Οφέλους για την επέκταση των Δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	108
10.1 Μεθοδολογία αξιολόγησης επένδυσης επέκτασης δικτύων ΦΑ.....	108
10.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων για την Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας.....	111
10.3 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων για την Περιφέρεια Ηπείρου .....	114
10.4 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων -Συγκεντρωτικά αποτελέσματα .....	117

10.5 Ανάλυση ευαισθησίας των σεναρίων της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας και Ηπείρου	117
10.5.1 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.ΔΕ2 (Δυτ. Ελλάδα).....	117
10.5.2 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.ΔΕ3 (Δυτ. Ελλάδα).....	119
10.5.3 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.Η2 .....	121
10.6 Τεχνικοοικονομική ανάλυση σεναρίου που βασίζεται σε εκτιμήσεις της ΔΕΔΑ για τις ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ στις πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας για το έτος 2036. ....	124
11. Νέα Δεδομένα Νέες Προκλήσεις-Ο ρόλος του Υδρογόνου .....	128
12. Συμπεράσματα .....	132
Αναφορές .....	135
Παραρτήματα.....	140

## Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Διάμετρος και μήκος των αγωγών ΦΑ του ΕΣΜΦΑ .....	32
Πίνακας 2: Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς ΦΑ (σε χιλ. ευρώ), 2017-2020 .....	32
Πίνακας 3: Διακίνηση ΦΑ στο ΕΣΜΦΑ, 2017-2020 .....	33
Πίνακας 4: Διακίνηση ΦΑ στα σημεία εισόδου – εξόδου του ΕΣΜΦΑ σε σχέση με την τεχνική δυναμικότητα τους, 2017 – 2020 .....	34
Πίνακας 5: Σύνοψη έργου «Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία» .....	37
Πίνακας 6: Σύνοψη έργου «Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς την Πάτρα» .....	38
Πίνακας 7: Σύνοψη του έργου «Πιλοτικός (πρώτος) σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων» .....	39
Πίνακας 8: Σύνοψη του έργου «Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας» .....	40
Πίνακας 9: Γενικά στοιχεία Poseidon Med II.....	42
Πίνακας 10: Διεθνείς κανονισμοί για την μεταφορά και ανεφοδιασμό του LNG .....	43
Πίνακας 11: Ευρωπαϊκοί κανονισμοί για τη διαχείριση του LNG.....	44
Πίνακας 12: Αριθμός συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος.....	47
Πίνακας 13: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος (MWh).....	48
Πίνακας 14: Κόστος Δικτύων Χαμηλής Πίεσης στη Δυτική Ελλάδα (€) .....	49
Πίνακας 15: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος (€) .....	49
Πίνακας 16: Αριθμός συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος .....	51
Πίνακας 17: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος (MWh) .....	52
Πίνακας 18: Κόστος χαμηλής πίεσης στην Ήπειρο (€) .....	53
Πίνακας 19: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος (€).....	53
Πίνακας 20: Πληθυσμός Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδος .....	62
Πίνακας 21: Κατανάλωση Πετρελαίου Θέρμανσης στη Δυτική Ελλάδα .....	62
Πίνακας 22: Εκτίμηση ποσοστού κατανάλωσης ΠΘ ανά τομέα .....	63
Πίνακας 23: Εκτιμώμενες καταναλώσεις ΠΘ στις τρεις πόλεις της Δ. Ελλάδας .....	64
Πίνακας 24: Εκτιμώμενες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας στις τρεις πόλεις της Δ. Ελλάδας .....	64
Πίνακας 25: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα, MWh .....	65
Πίνακας 26: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ για θέρμανση/ΖΝΧ/διαδικασίες, ανά τομέα, MWh .....	65
Πίνακας 27: Συγκεντρωτικά στοιχεία ενεργειακών καταναλώσεων των 3 πόλεων της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας .....	66
Πίνακας 28: Πληθυσμός Περιφέρειας Ηπείρου .....	66
Πίνακας 29: Εκτιμώμενες καταναλώσεις ΠΘ στις τέσσερις πόλεις της Ηπείρου .....	67
Πίνακας 30: Εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ΠΘ στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, MT/lt/MWh .....	68
Πίνακας 31: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ήπειρο .....	68
Πίνακας 32: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου MWh <sub>e</sub> .....	69

Πίνακας 33: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου $MWh_e$ .....	69
Πίνακας 34: Συγκεντρωτικά στοιχεία από καταναλώσεις ενέργειας ΘΕ & ΗΕ, στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, $MWh_{tot}$ .....	70
Πίνακας 35: Στοιχεία κόστους ΠΘ & ΠΚ για όλες τις ΠΕ, για το 2019, €/λίτρο .....	71
Πίνακας 36: Συνολικά ενεργειακά κόστη πόλεων Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου .....	72
Πίνακας 37: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΠΘ-ΗΕ) ανά τομέα για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας.....	73
Πίνακας 38: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΠΘ-ΗΕ) ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου .....	74
Πίνακας 39: Ενεργειακές καταναλώσεις με βάση μετατροπή ΠΘ σε ΦΑ σε Δυτική Ελλάδα και Ήπειρο .....	75
Πίνακας 40α: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΟΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας.....	76
Πίνακας 40β: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΕΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας.....	77
Πίνακας 40γ: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΒΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας.....	78
Πίνακας 41α: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΟΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου .....	79
Πίνακας 41β: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΕΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου.....	80
Πίνακας 41γ: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΒΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου.....	81
Πίνακας 42: Υπολογισμός $CO_2$ με χρήση ΠΘ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας ....	82
Πίνακας 43: Υπολογισμός $CO_2$ με χρήση ΦΑ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας ....	82
Πίνακας 44: Υπολογισμός $CO_2$ με χρήση ΠΘ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Ηπείρου .....	83
Πίνακας 45: Υπολογισμός $CO_2$ με χρήση ΦΑ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Ηπείρου.....	83
Πίνακας 46: Σενάρια μεταφοράς για την επέκταση ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας.....	87
Πίνακας 47: Σενάρια μεταφοράς για την επέκταση δικτύου ΦΑ στην Περιφέρεια Ηπείρου	87
Πίνακας 48α: Καταναλώσεις ΦΑ/LNG στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας.....	90
Πίνακας 48β: Καταναλώσεις ΦΑ/LNG στην Περιφέρεια Ηπείρου.....	90
Πίνακας 49: Αποθηκευτική ικανότητα τερματικών σταθμών στις πόλεις Δ. Ελλάδας και Ηπείρου .....	91
Πίνακας 50: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων .....	92
Πίνακας 51: Υπολογισμός μοναδιαίου κόστους δρομολογίου στις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας.....	94
Πίνακας 52: Υπολογισμός συνολικού ετήσιου κόστους δρομολογίων στις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας .....	95
Πίνακας 53: Απόσταση δρομολογίων & χρόνος διαδρομών .....	95



Πίνακας 54: Υπολογισμός απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου διαδρομής από το πλοίο (one-way και return) και του απαιτούμενου κόστους μεταφοράς .....	96
Πίνακας 55: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων πλοίου στις 3 πόλεις της Περιφ. Δυτικής Ελλάδας .....	96
Πίνακας 56: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων από Πάτρα σε Αργίτιο/Πύργο .....	97
Πίνακας 57: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου ..	98
Πίνακας 58: Υπολογισμός κόστους μοναδιαίου δρομολογίου στις τέσσερις πόλεις .....	99
Πίνακας 59: Υπολογισμός συνολικού ετήσιου κόστους δρομολογίων στις 4 πόλεις.....	100
Πίνακας 60: Υπολογισμός απόστασης δρομολογίων & χρόνου διαδρομών.....	101
Πίνακας 61: Υπολογισμός απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου διαδρομής από το πλοίο (one-way και return) και του απαιτούμενου κόστους μεταφοράς .....	101
Πίνακας 62: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων πλοίου στις 4 πόλεις της Περιφ. Ηπείρου .....	102
Πίνακας 63: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων από Ηγουμενίτσα στις 3 πόλεις .....	102
Πίνακας 64: Σενάρια και κόστη μεταφοράς.....	103
Πίνακας 65: Κόστος τρακτόρων και containers ανά σενάριο .....	103
Πίνακας 66: Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων.....	104
Πίνακας 67: Κόστη αμοιβών ναυτικών .....	105
Πίνακας 68: Έσοδα από την πώληση ΦΑ και στους 3 τομείς .....	106
Πίνακας 69: Έσοδα από την πώληση ΦΑ και στους 3 τομείς στην Περ. Ηπείρου.....	107
Πίνακας 70: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας .....	112
Πίνακας 71: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας .....	113
Πίνακας 72: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Ηπείρου .....	115
Πίνακας 73: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας .....	116
Πίνακας 74: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης για τις δυο Περιφέρειες.....	117
Πίνακας 75: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.ΔΕ2 .....	117
Πίνακας 76: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.ΔΕ3 .....	119
Πίνακας 77: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.Η2 .....	121
Πίνακας 78: Εκτιμήσεις ΔΕΔΑ για καταναλώσεις ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας για το 2036 .....	124
Πίνακας 79: Μεταφορά LNG από τη Ρεβυθούσα προς πόλεις της Δ. Ελλάδα και συνολικό κόστος δρομολογίων.....	125
Πίνακας 80: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίου για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας, με βάση στοιχεία ΔΕΔΑ.....	126
Πίνακας 81: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης σεναρίου για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδα, με βάση τα στοιχεία της ΔΕΔΑ.....	127

## Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Κύκλος reserved Brayton για υδροποίηση ΦΑ.....	19
Εικόνα 2: Κύκλος ψύξης με μίξη υδρογονανθράκων.....	19
Εικόνα 3: Απεικόνιση της κίνησης οχημάτων με LNG.....	21
Εικόνα 4: Απεικόνιση της κίνησης οχημάτων με CNG.....	21
Εικόνα 5: Στάδια για παραγωγή RNG από αναερόβια χώνευση.....	24
Εικόνα 6: Στάδια για παραγωγή RNG από ΧΥΤΑ/ΧΥΤΥ.....	24
Εικόνα 7: Εθνικό Σύστημα Αγωγών ΦΑ.....	31
Εικόνα 8: Διασυνδεδημένοι αγωγοί ΕΣΦΑ.....	36
Εικόνα 9: Τα βασικά στάδια της αλυσίδας αξιών του LNG.....	85

## Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Παγκόσμια κατανάλωση ΦΑ, TWh <sub>eq</sub> , 1965-2020.....	15
Διάγραμμα 2: Εγχώρια κατανάλωση ΦΑ 2020, ανά κατηγορία πελατών.....	15
Διάγραμμα 3: Διακύμανση τιμών ΦΑ, 16/1/20-7/8/21, US\$/mcf.....	17
Διάγραμμα 4: Προβλεπόμενο μήκος Δικτύου Διανομής χαμηλής πίεσης στη Δυτική Ελλάδα (χλμ).....	47
Διάγραμμα 5: Προβλεπόμενος αριθμός συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025.....	48
Διάγραμμα 6: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025 (MWh).....	49
Διάγραμμα 7: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025 (€).....	50
Διάγραμμα 8: Προβλεπόμενο μήκος Δικτύου Διανομής χαμηλής πίεσης στην Ήπειρο (χλμ).....	51
Διάγραμμα 9: Προβλεπόμενος αριθμός συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την περίοδο 2021-2025.....	52
Διάγραμμα 10: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την πενταετία 2021-2025 (MWh).....	52
Διάγραμμα 11: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την πενταετία 2021-2025 (€).....	53
Διάγραμμα 12: Μεθοδολογική προσέγγιση ενεργειακών καταναλώσεων στις εξεταζόμενες πόλεις, ανά τομέα και τύπο ενέργειας.....	60
Διάγραμμα 13: Μεθοδολογική προσέγγιση ανάλυσης κόστους - οφέλους.....	108

### Συντομογραφίες

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΜΦΑ	Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς ΦΑ
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΠΕ	Περιφερειακή Ενότητα
ΠΘ	Πετρέλαιο Θέρμανσης
ΠΦΑ	Πεπιεσμένο φυσικό αέριο
ΦΑ	Φυσικό αέριο
ΥΦΑ	Υγροποιημένο φυσικό αέριο
CNG	Compressed Natural gas
LNG	Liquefied Natural Gas
MMBTU	Million British Thermal Units
MTPA	Million of tons per Annum
NG	Natural Gas
nm	Ναυτικά μίλια (nautical miles)
RNG	Renewable Natural Gas

### Συντελεστές Μετατροπής Ενέργειας- Το ενεργειακό περιεχόμενο διαφορετικών καυσίμων

1-liter ΠΘ (Diesel) = 10,7 kWh

1-liter ΠΘ (Diesel) = 0.969 Nm<sup>3</sup> NG

1 Nm<sup>3</sup> NG = 11 kWh = 0.011 MWh

1 Nm<sup>3</sup> NG ισοδύναμο με 1,42 liter diesel

1 ton LNG = 1380 m<sup>3</sup> LNG

1 ton LNG = 14.45 MWh

1 Nm<sup>3</sup> = 0.93 million BTU

Η σελίδα αυτή μένει κενή

## **ΜΕΡΟΣ Α΄**

## 1. Εισαγωγή – Reason d’ etre

Η μελέτη επικεντρώνεται στην εξέταση εναλλακτικών λύσεων για την επέκταση του δικτύου ΦΑ στις Περιφέρειες της Δυτικής Ελλάδας και της Ηπείρου, και επικεντρώνεται στις διαφορετικές μεθόδους μεταφοράς του ΦΑ στους τελικούς καταναλωτές.

Το Φυσικό Αέριο (ΦΑ) αποτελεί ένα μεταβατικό καύσιμο-γέφυρα ανάμεσα στις συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) με σκοπό την επίτευξη της ενεργειακής μετάβασης, στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, του Ευρωπαϊκού νομοθετήματος για «την Κλιματική ουδετερότητα έως το 2050»<sup>1</sup> και του Ενεργειακού πακέτου «Fit for 55»<sup>2</sup>, με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση κατά 55% έως το 2030 και την κλιματική ουδετερότητα της Ευρώπης, έως το 2050.

Συνεπώς η επένδυση έχει σημαντικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα, αφενός διότι το φυσικό αέριο θα υποστηρίξει τη σταδιακή μετάβαση της Ελλάδας σε μία οικονομία μηδενικών ρύπων, και αφετέρου καθώς τα δίκτυα μεταφοράς που θα κατασκευαστούν θα μπορούν να διανείμουν αέρια καύσιμα από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως το βιομεθάνιο και το υδρογόνο. Πρόκειται λοιπόν για υποδομή που θα αποτελέσει το μέσο για την περαιτέρω διείσδυση νέων πηγών, φιλικών προς το περιβάλλον, στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα.

Η αναγκαιότητα της επέκτασης του δικτύου ΦΑ σε ενεργειακά απομονωμένες περιοχές, όπως είναι αυτές της Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου αναγνωρίζεται από τη ΔΕΔΑ, καθώς στον προγραμματισμό της 2021-2025 εντάσσει τις εν λόγω περιοχές στο επενδυτικό της πρόγραμμα.

Στόχος είναι η προώθηση της ενεργειακής ισότητας μεταξύ των δήμων, των καταναλωτών και των επαγγελματιών μέσω της εξάπλωσης της χρήσης του ΦΑ. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, έχουν προγραμματιστεί επενδύσεις για την επέκταση του δικτύου διανομής ώστε να διακοπεί η ενεργειακή απομόνωση ολόκληρων δήμων και περιοχών, δίνοντας στους καταναλωτές την ευκαιρία να απολαύσουν οικονομική και αποδοτική ενέργεια, καθώς και όλα τα οφέλη και πλεονεκτήματα που προκύπτουν από τη χρήση του ΦΑ.

Πιο συγκεκριμένα, το φυσικό αέριο αποτελεί διαχρονικά την πιο οικονομική επιλογή και την καλύτερη ενεργειακή επένδυση σε βάθος χρόνου, για οικιακή και επαγγελματική χρήση, προσφέροντας ανταγωνιστικά τιμολόγια ως προς άλλες συμβατικές μορφές ενέργειας.

Είναι μια επιλογή η οποία έχει και ένα έντονο αναπτυξιακό πρόσημο, γιατί μειώνει το κόστος παραγωγής των επιχειρήσεων, κινητοποιεί ιδιωτικές επενδύσεις και τονώνει τελικά τις τοπικές οικονομίες.

Τέλος, η πρόσβαση στο ΦΑ σημαίνει πρόσβαση και στο πλέον φιλικό προς το περιβάλλον καύσιμο, σε σχέση και με τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα. Όντας πιο καθαρό και λιγότερο ρυπογόνο, η καύση του παράγει λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα συμβάλλοντας έτσι στη μείωση της παραγωγής ρύπων του μεγαλύτερου αριθμού καταναλωτών που είναι τα νοικοκυριά.

---

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119&from=EL>

<sup>2</sup> <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55>

## 2. Διεθνής & Εγχώρια Εμπειρία σε επεκτάσεις δικτύων ΦΑ

### 2.1 Καταναλώσεις σε παγκόσμιο επίπεδο και τιμές ΦΑ

Το ΦΑ, μείγμα αερίων υδρογονανθράκων που ανήκει στη 2<sup>η</sup> οικογένεια αερίων καυσίμων, είναι άχρωμο, η οσμή του δίνεται με τεχνητό τρόπο για λόγους ασφαλείας και είναι ελαφρύτερο από τον αέρα. Το ειδικό βάρος του ΦΑ είναι ίσο με 0,59. Το ΦΑ εξάγεται από υπόγειες κοιλότητες σε υψηλή πίεση και από το κοίτασμα μεταφέρεται στην εγκατάσταση επεξεργασίας, όπου καθαρίζεται με την αφαίρεση τυχόν συμπυκνωμάτων, όπως νερό, λάσπη, βαρύτερα κλάσματα υδρογονανθράκων (condensates), καθώς και άλλα αέρια, όπως ήλιο και όξινα αέρια, όπως το CO<sub>2</sub> και H<sub>2</sub>S και κατόπιν με αγωγούς στους τόπους χρήσης.

Η καύση του ΦΑ, για ηλεκτροπαραγωγή ή για παραγωγή θερμότητας/ZNX, σε σχέση με άλλα καύσιμα, όπως το πετρέλαιο ή ο γαιάνθρακας, έχει σαφώς λιγότερο επιβλαβείς συνέπειες προς το περιβάλλον, αφού κατά την καύση του δεν παράγονται ενώσεις θείου (S) και οξειδίων του αζώτου (NOx) και οι εκπομπές του σε CO<sub>2</sub> είναι σαφώς μικρότερες από αυτές με χρήση πετρελαίου ή λιγνίτη. Το ΦΑ είναι καύσιμο πολλαπλών χρήσεων, που χρησιμοποιείται σε ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών.

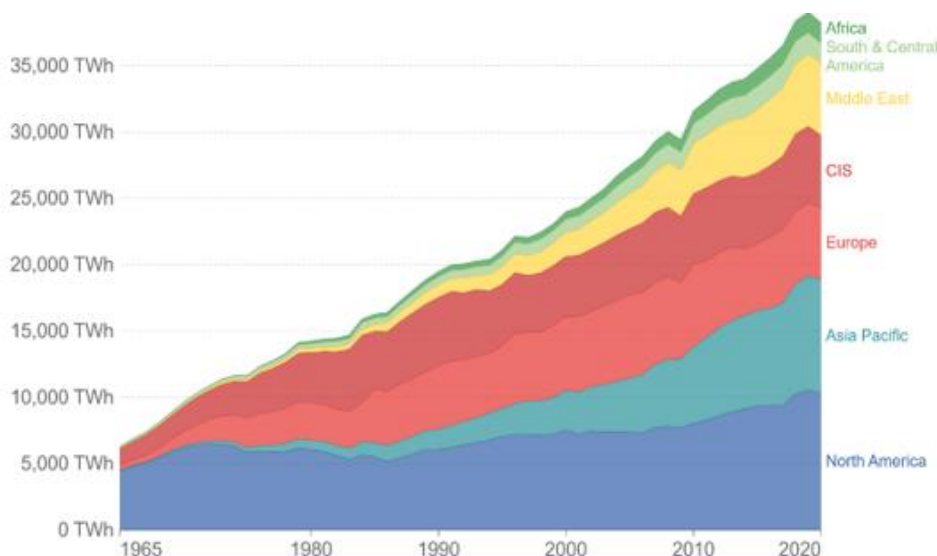
Το ΦΑ χρησιμοποιείται, επίσης, ως καύσιμο και σε συστήματα Συμπαραγωγής και Τριπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας/Ψύξης, ΣΗΘ, όπου παράγεται ταυτόχρονα ηλεκτρική και θερμική/ψυκτική ενέργεια.

Τα παγκόσμια αποθέματα ΦΑ, σύμφωνα με τελευταίες έρευνες [1], ανέρχονται σε 6.886,1 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (τ.κ.π – tcf) ή 188,1 τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ή 188.100 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (δ.κ.μ – bcm). Την μερίδα του λέοντος κατέχει το Ιράν, με 1.187,3 τ.κ.π, ενώ στην δεύτερη θέση ακολουθεί η Ρωσία, με 1.163 τ.κ.π αποδεδειγμένων κοιτασμάτων ΦΑ.

Θεωρείται ότι τα διαθέσιμα αποθέματα ΦΑ επαρκούν για περισσότερα από πενήντα πέντε χρόνια με τους σημερινούς ρυθμούς άντλησης του και χρήσης.

Η παγκόσμια κατανάλωση ΦΑ μετά τον Β΄ ΠΠ, στη φάση ανοικοδόμησης της Ευρώπης αλλά και παγκόσμια, και ιδιαίτερα από το 1965 έως και το 2020 έχει σαφείς αυξητικές τάσεις, όπως δείχνει το Διάγραμμα 1 [2].

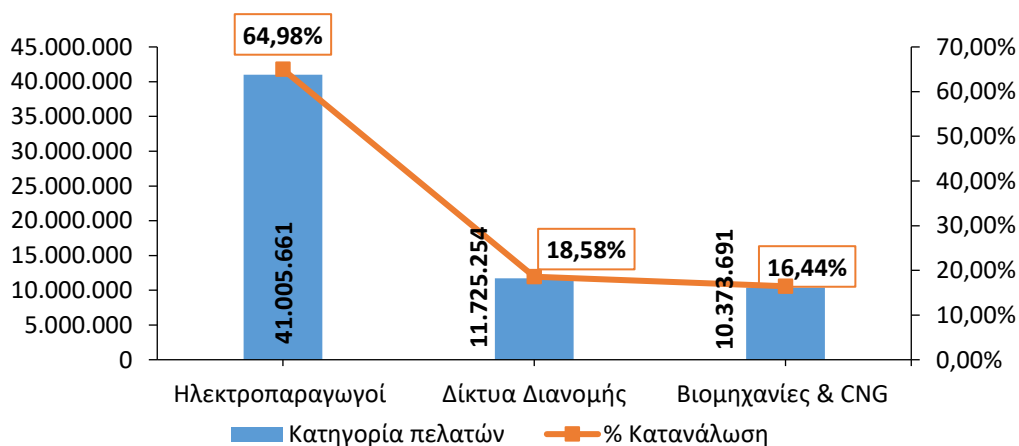
**Διάγραμμα 1: Παγκόσμια κατανάλωση ΦΑ, TWh<sub>eq</sub>, 1965-2020**



Πηγή: Our World in Data [2]

Σύμφωνα με τα ετήσια στοιχεία που δημοσίευσε ο φορέας δικτύου ΦΑ, ΔΕΣΦΑ [3], η Ελλάδα σημείωσε ένα νέο ιστορικό υψηλό στην κατανάλωση ΦΑ, το 2020, με σχεδόν τις μισές ποσότητες που καταναλώθηκαν να προέρχονται από τον τερματικό σταθμό υδροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ-LNG) στη νήσο Ρεβυθούσα, όπου, σε έτος πανδημίας, η κατανάλωση αερίου αυξήθηκε κατά 9,58% σε σχέση με το 2019, ενώ η κατανάλωση σχεδόν διπλασιάστηκε (+99%), σε σύγκριση με το 2014. Οι εισαγωγές αυξήθηκαν επίσης, κατά 3,8% από το 2019, με συνολικά 49 φορτία ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα να προέρχονται από οκτώ χώρες. Το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης αφορούσε για άλλη μια φορά τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, που αντιπροσώπευαν το 65% της ζήτησης (Διάγραμμα 2). Η συνολική κατανάλωση το 2020 ανήλθε σε 63,1 εκατ. MWh από 57,4 εκατ. MWh, το 2019. Οι εισαγωγές φορτίου ΥΦΑ αντιπροσώπευαν το 46,18% του καταναλισκόμενου αερίου.

**Διάγραμμα 2: Εγχώρια κατανάλωση ΦΑ 2020, ανά κατηγορία πελατών**



Πηγή: ΔΕΣΦΑ



Η κύρια μέθοδος μεταφοράς ΦΑ με αγωγούς αναπτύχθηκε στη δεκαετία του 1920 και αποτέλεσε ένα σημαντικό στάδιο ανάπτυξης και διεύρυνσης του ΦΑ, σε όλους τους τομείς της οικονομίας, σε παγκόσμια κλίμακα. Εναλλακτικά έχουν αναπτυχθεί και άλλοι τρόποι μεταφοράς του ΦΑ, εκτός των αγωγών, όπως αυτή σε υγροποιημένη μορφή, γνωστή ως Liquefied NG-LNG και σε πεπιεσμένη μορφή, γνωστή ως Compressed NG-CNG. Το υγροποιημένο ΦΑ (ΥΦΑ-LNG) μεταφέρεται από τη τοποθεσία όπου υγροποιείται, με ειδικά σχεδιασμένα δεξαμενόπλοια και αυτός ο τρόπος μεταφοράς έχει βοηθήσει στην παγκοσμιοποίηση της αγοράς ΦΑ, που προηγουμένως βασιζόταν περισσότερο σε αγωγούς και, συνεπώς, τη σύνδεση του ΦΑ με το πετρέλαιο για την τιμολόγηση του.

Η τιμολόγηση ΦΑ με αγωγούς ως προς το LNG αποτελεί πάντα ένα σημαντικό θέμα, για τους ενεργειακούς αναλυτές, τις κυβερνήσεις αλλά και τους καταναλωτές.

Τον Οκτώβριο 2020 συνεχιζόταν μια ανοδική πορεία της τιμής του ΦΑ, γεγονός που καθιστούσε πιο ανταγωνιστικό το ΦΑ μέσω αγωγών, που λόγω των χαμηλών τιμών του πετρελαίου, βάσει του οποίου τιμολογείται, από το LNG, με τη διαφορά μεταξύ των δυο σχημάτων τιμολόγησης κοντά στο 1 €/MWh. Τις τελευταίες εβδομάδες του Αυγούστου/Σεπτεμβρίου 2021, οι τιμές του ΦΑ στην Ευρώπη έχουν εκτιναχθεί στα ύψη, φθάνοντας στα 25 US\$ ανά εκατομμύριο BTU. Αυτό οφείλεται σε σειρά από παράγοντες, όπως από τη τεχνητή μείωση της ρωσικής προμήθειας ΦΑ προς την Ευρώπη, στην έλλειψη αιολικού δυναμικού στη Βόρεια Θάλασσα με αποτέλεσμα μειωμένη παραγωγή ΗΕ από αιολική ενέργεια, στον παρατεταμένο χειμώνα στο βόρειο ημισφαίριο που σήμαινε ότι μειώθηκαν τα αποθέματα ΦΑ των ευρωπαϊκών χωρών, 25% χαμηλότερα από τον ιστορικό μέσο όρο.

Οι διαταραχές των εισαγωγών ΦΑ από τη Ρωσία και τη Νορβηγία, που παρέχουν σχεδόν το ήμισυ του ΦΑ της Ευρώπης, καθιστούν δύσκολη την αναπλήρωση των αποθεμάτων, αφού η ροή από τη Νορβηγία εξακολουθεί να είναι περιορισμένη λόγω των εργασιών για τη βελτίωση των υποδομών της και ταυτόχρονα πυρκαγιά σε εργοστάσιο επεξεργασίας ΦΑ στη Σιβηρία προκάλεσαν σοβαρά προβλήματα στην προμήθεια ΦΑ στην ΕΕ με συνέπεια την αύξηση των τιμών.

Στους παράγοντες να προστεθεί η μεγάλη ζήτηση ΦΑ στις ασιατικές χώρες, συμπεριλαμβανομένης της Ιαπωνίας, της Νότιας Κορέας και της Κίνας, που συνεχίστηκε όλο το καλοκαίρι 2021 λόγω των υψηλών θερμοκρασιών στην Ασία, που ενίσχυσαν τη ζήτηση κλιματισμού, αλλά και οι προσπάθειες σε πολλές χώρες που βρίσκονται υπό περιβαλλοντική πίεση, να χρησιμοποιήσουν ΦΑ για την παραγωγή ΗΕ, ώστε να μειώσουν την εξάρτησή τους από τον άνθρακα. Το Διάγραμμα 3 δείχνει τη διακύμανση των τιμών ΦΑ από 16/01/2020 έως και 27/08/2021 στην Ευρωπαϊκή και Ασιατική αγορά, όπου φαίνεται η τρομακτική αύξηση από 6 US\$/mcf σε 18 US\$/mcf, μια αύξηση σχεδόν 300%.

Διάγραμμα 3: Διακύμανση τιμών ΦΑ, 16/1/20-7/8/21,US\$/mcf



Πηγή: Bloomberg

## 2.2 Τεχνολογίες που αφορούν επεκτάσεις δικτύων ΦΑ και ανάπτυξης μη-διασυνδεδεμένων δικτύων διανομής ΦΑ

Το κεφάλαιο αυτό εξετάζει τη διεθνή εμπειρία σε θέματα που αφορούν τις επεκτάσεις δικτύων ΦΑ, ανά τον κόσμο, ιδιαίτερα σε απομακρυσμένες περιοχές, με έμφαση στη Β. Αμερική, την Αυστραλία σε χώρες της ΕΕ, αλλά και αλλού. Επίσης, το Κεφάλαιο επικεντρώνεται και σε θέματα ανάπτυξης μη- διασυνδεδεμένων δικτύων διανομής ΦΑ, αλλά και σε εφαρμογές αξιοποίησης μικρής κλίμακας σταθμών LNG (small-scale LNG), σε εικονικούς αγωγούς τόσο με χρήση ΦΑ όσο και μελλοντικά με υδρογόνο ή/και RNG (βιομεθάνιο), με την παρουσίαση καλών πρακτικών από την εφαρμογή και υλοποίηση τέτοιων έργων, σε παγκόσμια κλίμακα.

### 2.2.1 Η χρήση του πεπιεσμένου ΦΑ (ΠΦΑ-CNG)

Το πεπιεσμένο φυσικό αέριο είναι το μεθάνιο, CH<sub>4</sub>. Το ΦΑ για να γίνει πεπιεσμένο πρέπει πρώτα να καθαριστεί από τους όποιους ρύπους πριν συμπιεστεί. Όταν ασκείται πίεση στο ΦΑ, γίνεται πεπιεσμένο ΦΑ (ΠΦΑ- Compressed NG-CNG), με τον όγκο του να είναι λιγότερο από το 1% της αρχικής του κατάστασης. Σε αυτή τη μορφή, το πεπιεσμένο ΦΑ παραμένει μη διαβρωτικό, άοσμο και διαφανές.



Το πεπιεσμένο ΦΑ διατηρείται, υπό υψηλές πιέσεις, στην αέρια του μορφή για εύκολη μεταφορά ή αποθήκευση για μελλοντική χρήση..

Να τονισθεί ότι 1m<sup>3</sup> CNG ισοδυναμεί σε 200 m<sup>3</sup> ΦΑ.

Το ΠΦΑ-CNG χρησιμοποιείται σε οικιακά και εμπορικά κτίρια, συνήθως για θέρμανση χώρων, για θέρμανση ZNX ή και για μαγείρεμα, αλλά έχει και ένα ευρύτερο φάσμα χρήσεων στις βιομηχανίες, ως πηγή θερμότητας και ιδιαίτερα για την παραγωγή χημικών και πλαστικών προϊόντων.

Η χρήση πεπιεσμένου ΦΑ, ειδικά ως καύσιμο μεταφοράς, είναι διαδομένη σε διάφορα μέρη του κόσμου, συμπεριλαμβανομένων των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής και της Ευρώπης, αλλά ιδιαίτερη διεξόδυση έχει στις πολυπληθείς χώρες της ΝΑ Ασίας, όπως Ινδία, Πακιστάν, Ινδονησία, κα, όπου το 90% του καυσίμου κίνησης είναι ΠΦΑ, τόσο σε οχήματα δημοσίας όσο και ιδιωτικής χρήσης.

Γενικά το ΠΦΑ-CNG είναι κατάλληλο καύσιμο για απορριμματοφόρα, λεωφορεία παντός τύπου (πχ σχολικά, ως MMM, κλπ.), μικρά φορτηγά αλλά και ιδιωτικά αυτοκίνητα, με μόνο όριο ότι η απόσταση που μπορούν να διανύσουν είναι περίπου 100 km, έως τον ανεφοδιασμό τους.

### 2.2.2 Η χρήση του υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ-LNG)

Το ΥΦΑ-LNG είναι ΦΑ που ψύχεται στους  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ , υπό κανονική πίεση, ώστε από την αέρια κατάσταση του να μετατραπεί σε υγρή και να μεταφέρεται εύκολα.

Το ΥΦΑ είναι άοσμο, μη τοξικό, μη διαβρωτικό και λιγότερο πυκνό από το νερό. Να τονισθεί ότι  $1\text{m}^3$  ΥΦΑ-LNG ισοδυναμεί σε περίπου  $600\text{ m}^3$  ΦΑ.



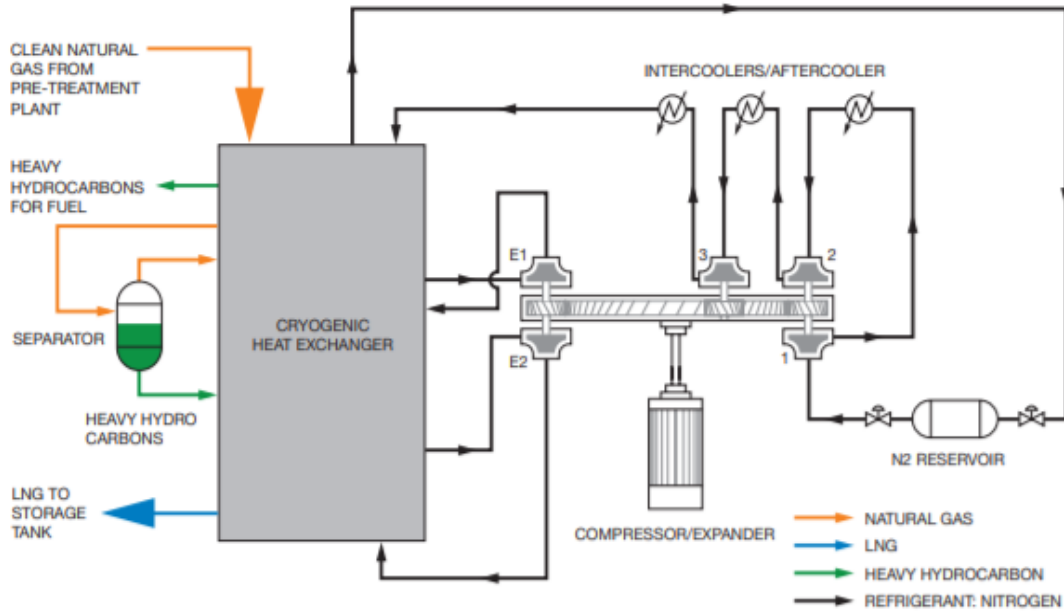
Τα σύγχρονα εργοστάσια υγροποίησης ΦΑ είναι αξιόπιστα και πλέον πλήρως αυτοματοποιημένα και αντιπροσωπεύουν μια λύση, τοπικού χαρακτήρα, χαμηλού κόστους κύκλου ζωής.

Αυτές οι εγκαταστάσεις υγροποίησης ΦΑ βασίζονται σε δυο διαδικασίες:

- A. με κύκλο ψύξης αζώτου, (reversed Brayton cycle),
- B. με κύκλο ψύξης με μίξη υδρογονανθράκων (mixed refrigerant).

Πιο αναλυτικά, στον κύκλο ψύξης αζώτου, ή όπως είναι γνωστός ως «reversed Brayton cycle», το άζωτο είναι το μοναδικό ψυκτικό μέσο και παράγεται επιτόπου απευθείας από τον αέρα. Κατόπιν, το άζωτο συμπιέζεται και διαστέλλεται προκειμένου να φτάσει την απαιτούμενη κρυογονική θερμοκρασία (Εικόνα 1).

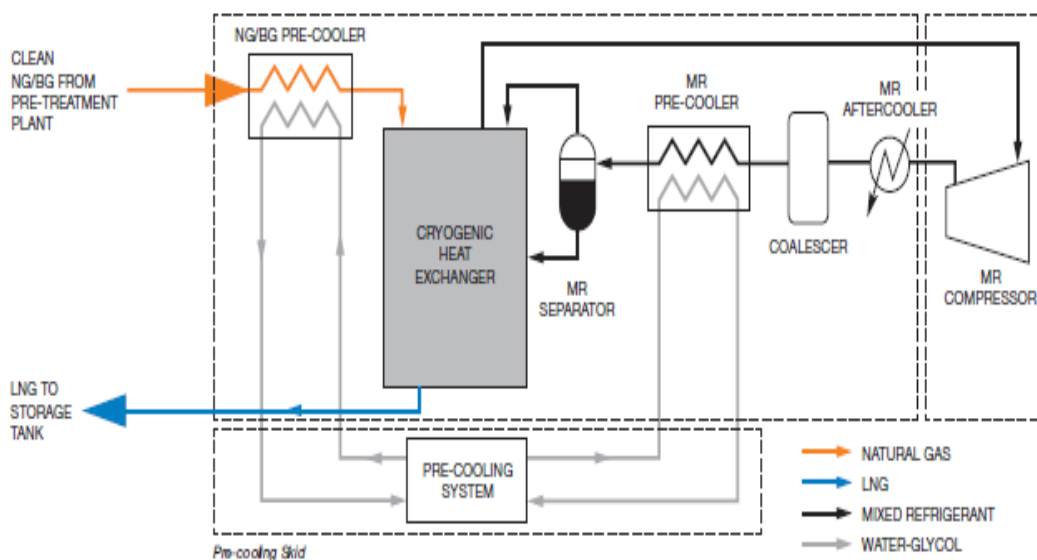
**Εικόνα 1: Κύκλος reserved Brayton για υγροποίηση ΦΑ**



Η παραγωγική ικανότητα μονάδας ΥΦΑ με τέτοιες διαδικασίες είναι της τάξης 20K-300K TPA. Εκτιμάται ότι η κατανάλωση ΗΕ για την παραγωγή 1 kg με τη διαδικασία αυτή ανέρχεται σε 0,70 kWh, αλλά εξαρτάται και από τις ειδικές συνθήκες του έργου. Εκτιμάται ότι η κατανάλωση ΗΕ για την παραγωγή 1 kg ΥΦΑ, με τη διαδικασία αυτή, ανέρχεται σε 0,35 kWh, αλλά εξαρτάται και από τις ειδικές συνθήκες του έργου. (δες *Product Guide: LNG plants-mini & small scale liquefaction technology, by Wartsila*)

Ο κύκλος ψύξης με μίξη υδρογονανθράκων βασίζεται σε έναν κοχλιωτό συμπιεστή και σε μείγμα υδρογονανθράκων, όπου όλο το σύστημα λειτουργεί σε κλειστό κύκλο, που δεν απαιτεί συμπλήρωση. Γίνεται αντιληπτό ότι η διαδικασία αυτή έχει χαμηλό κόστος επένδυσης, ενώ σε μικρό χρόνο μπορεί να ξεκινήσει η παραγωγή ΥΦΑ (Εικόνα 2).

**Εικόνα 2: Κύκλος ψύξης με μίξη υδρογονανθράκων**



Η παραγωγική ικανότητα μονάδας ΥΦΑ, με τέτοιες διαδικασίες είναι της τάξης 2K-30K TPA. Εκτιμάται ότι η κατανάλωση ΗΕ για την παραγωγή 1 kg ΥΦΑ με τη διαδικασία αυτή ανέρχεται σε 0,70 kWh, αλλά εξαρτάται και από τις ειδικές συνθήκες του έργου.

### **2.2.3 Εικονικοί αγωγοί ΦΑ (Virtual Compressed/Liquefied NG Pipelines)**

Οι εικονικοί αγωγοί εξυπηρετούν:

1. Την τροφοδοσία μεμονωμένων καταναλωτών.
2. Την τροφοδοσία μικροδικτύων διανομής αερίου.

Η μεταφορά ΦΑ μέσω συμβατικών αγωγών σε απομακρυσμένες περιοχές και σε τοποθεσίες που ζει και εργάζεται μικρός αριθμός καταναλωτών ΦΑ (π.χ. μικρές πόλεις και κωμοπόλεις/χωριά) είναι πολύ δύσκολη, ιδιαίτερα λόγω του υψηλού κόστους κατασκευής τους, της μικρής κατανάλωσης ΦΑ και, συνεπώς, του μεγάλου χρόνου απόσβεσης της επένδυσης. Σε τέτοιες συνθήκες, οι εικονικοί αγωγοί είναι η μόνη εφαρμόσιμη μέθοδος διανομής ΦΑ, σε παγκόσμια κλίμακα. Με τη βοήθεια αυτών των συστημάτων, οι άνθρωποι που ζουν και εργάζονται σε απομακρυσμένες περιοχές μπορούν να έχουν πρόσβαση στο ΦΑ και στα πλεονεκτήματά του, σε σχέση με τα άλλα καύσιμα, με ασφάλεια και οικονομία.

Οι αρθρωτοί εικονικοί αγωγοί ΦΑ μπορούν να χρησιμοποιήσουν αυτοκινητόδρομους, τρένα ή πλοία, για να παραδώσουν καύσιμο, στην αρχική του αέρια κατάσταση, στον τελικό χρήστη. Αυτό καθιστά το σύστημα μεταφοράς πιο ευέλικτο και οικονομικά αποδοτικό.

Η τεχνολογία, λοιπόν, επιτρέπει τη διανομή ΦΑ σε καταναλωτές, μακριά από αγωγούς ΦΑ, μέσω ενός εικονικού αγωγού, συνδέοντας και τους προμηθευτές ΦΑ με τους καταναλωτές.

Τα πλεονεκτήματα των εικονικών αγωγών ΦΑ έναντι των συμβατικών είναι ότι:

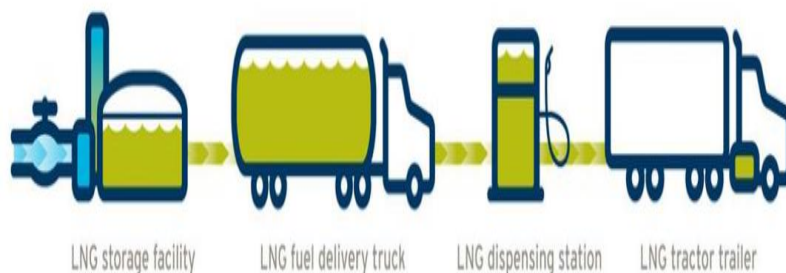
- Καταργούν την ανάγκη σύνδεσης των καταναλωτών με τα εθνικά δίκτυα ΦΑ.
- Παρέχουν μια αξιόπιστη, συνεπή παροχή μιας φιλικής προς το Περιβάλλον πηγής ενέργειας.
- Επιτρέπουν στους καταναλωτές να ικανοποιήσουν τις ανάγκες τους μέσω προσαρμόσιμης παροχής.
- Δεν απαιτούνται δαπάνες κεφαλαίου, καθώς οι καταναλωτές μπορούν να μισθώσουν εξοπλισμό παροχής ΦΑ.
- Προσφέρονται δυνατότητες φόρτωσης και εκφόρτωσης για απευθείας συνδέσεις σε όλους τους σταθμούς.

### **2.2.4 Εικονικοί αγωγοί ΥΦΑ και ΠΦΑ (Virtual LNG/CNG Pipelines)**

Εάν οι καταναλωτές ΦΑ βρίσκονται σε απομακρυσμένες τοποθεσίες, μακριά από αγωγούς ΦΑ, οι προμηθευτές ΦΑ μπορούν να το διανείμουν χρησιμοποιώντας εικονικούς αγωγούς ΥΦΑ (Virtual Liquefied NG Pipelines), που τροφοδοτείται από κρυογενικές (cryogenic) δεξαμενές ή δοχεία, σε υγρή κατάσταση, στους -162°C, καταλαμβάνοντας μειωμένο χώρο (πχ 1/600 φορές σε σχέση με την αέρια κατάσταση).

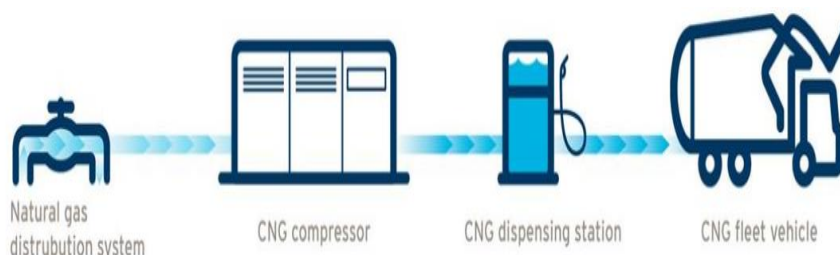
Οι εγκαταστάσεις υγροποίησης είναι εύχρηστες, αξιόπιστες, πλήρως αυτοματοποιημένες; μια λύση με χαμηλό κόστος για μικρής κλίμακας μονάδα υγροποίησης ΦΑ (Εικόνα 3).

**Εικόνα 3: Απεικόνιση της κίνησης οχημάτων με LNG**



Ο τρόπος μεταφοράς του ΠΦΑ είναι απλός: Το πεπιεσμένο ΦΑ (ΠΦΑ-CNG) προκύπτει από τη συμπίεση του ΦΑ με συμπιεστές που λειτουργούν στο υφιστάμενο δίκτυο, την παροχέτευσή του σε ειδικές φιάλες/βυτία και στη συνέχεια τη μεταφορά του στο χώρο της κατανάλωσης μέσω ειδικών ρυμουλκούμενων οχημάτων/τρένων/πλοίων (Εικόνα 4).

**Εικόνα 4: Απεικόνιση της κίνησης οχημάτων με CNG**



### 2.2.5 Εικονικά Δίκτυα ΦΑ με υδρογόνο – Αποθήκευση Υδρογόνου

Το ΦΑ είναι μια φθηνή - μεταβατική - λύση, όμως εκπέμπει CO<sub>2</sub> κατά την καύση του, επιβαρύνοντας την ήδη επιβαρυσμένη κατάσταση της Κλιματικής Αλλαγής. Η ηλεκτροκίνηση στον τομέα των μεταφορών θα μειώσει δραστικά τις εκπομπές ρύπων, καθώς θα προέρχεται από ΑΠΕ, ωστόσο ο συνδυασμός της ηλεκτροκίνησης με το υδρογόνο, θεωρείται κορυφαία επιλογή για το μέλλον.

Το υδρογόνο αποτελεί το καύσιμο του μέλλοντος, λόγω των πολλών πλεονεκτημάτων που διαθέτει, κύρια του ότι δεν εκπέμπει ρύπους, παρά μόνο υδρατμούς κατά την καύση του, καθώς η χημική αντίδραση με το οξυγόνο, παράγει μόνο νερό.

Το υδρογόνο, εδώ και περίπου 30 χρόνια εξετάζεται, σε παγκόσμιο επίπεδο, από τεχνολογικής και οικονομικής άποψης, τόσο για την παραγωγή όσο και την αποθήκευσή του, ωστόσο και τα δυο προαναφερόμενα δεν ήταν εύκολα, ώστε να προχωρήσει γρήγορα στην αυτοκίνηση και στη βιομηχανία.

Ένας έξυπνος τρόπος για να κλιμακωθεί η παραγωγή υδρογόνου είναι η έγχυση του σε υπάρχοντες αγωγούς ΦΑ.

Ο στόχος είναι να μειωθεί το κόστος του **πράσινου** υδρογόνου – ηλεκτρόλυση παραγωγή με χρήση ΑΠΕ - ώστε να γίνει ανταγωνιστικό με τα ορυκτά καύσιμα, κατά τα επόμενα πέντε χρόνια.

Οι υπάρχουσες υποδομές μεταφοράς ΦΑ - επίγειες και υποθαλάσσιες - αναμένεται να διαδραματίσουν, με τον πλέον αποτελεσματικό τρόπο, κεντρικό ρόλο στην υποστήριξη της διείσδυσης του υδρογόνου στο ενεργειακό μείγμα των Ευρωπαϊκών Κ-Μ και συνεπώς και της Ελλάδας.

Η αποθήκευση του υδρογόνου, με ασφαλή, συμπαγή, αξιόπιστο και οικονομικό τρόπο, αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα εμπόδια, ώστε να δημιουργηθεί μια οικονομία υδρογόνου, σε παγκόσμια κλίμακα.

Η πλέον κοινή μέθοδος αποθήκευσης υδρογόνου είναι σε μορφή πεπιεσμένου αερίου, όπου το υδρογόνο βρίσκεται υπό πίεση μέσα σε δεξαμενή μεταξύ 35 και 70 MPa. Ένα σημαντικό μειονέκτημα για τον τρόπο αποθήκευσης είναι το μέγεθος και το βάρος ενός συμπιεσμένου δοχείου καθιστώντας την μη ελκυστική επιλογή για κινητές εφαρμογές.



Άλλη μέθοδος αποθήκευσης είναι σε υγρή κατάσταση υπό κρυογενικές συνθήκες; όπου αναπτύσσεται ένα υβριδικό σύστημα, (cryo compression), όπου σε ένα δοχείο πίεσης που περιέχει κρύο αέριο υδρογόνο συμπιεσμένο στα 30 MPa και στους 200° C.

Νέες μέθοδοι περιλαμβάνουν την αποθήκευση υδρογόνου, είτε φυσικά είτε χημικά, μέσα σε επιλεγμένα υλικά. Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί στην επιφάνεια ενός υλικού μέσω προσρόφησης, είτε σε μοριακή είτε σε μονοτονική μορφή. Το υδρογόνο μπορεί επίσης να διαχωριστεί στα άτομα του, να απορροφηθεί σε ένα στερεό υλικό και να αποθηκευτεί σε κρυσταλλικό πλέγμα, όπως σε μεταλλικά υδρίδια, που σχηματίζονται όταν ορισμένα μέταλλα αντιδρούν με αέριο υδρογόνο, σε θερμοκρασία δωματίου.

Τέλος, το υδρογόνο μπορεί επίσης να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες υπόγειο σε σπήλαια, αλατούχα θόλους και πεδία πετρελαίου και ΦΑ. Υπάρχουν πολλά σημεία αποθήκευσης σε ολόκληρο τον κόσμο, με χαρακτηριστικό παράδειγμα το σπήλαιο ICI στο Teesside της Αγγλίας [4]

### 2.2.6 Εικονικοί αγωγοί με χρήση RNG - Δίκτυα RNG

Το Renewable Natural Gas-Ανανεώσιμο ΦΑ-ΑΦΑ, όπως π.χ. βιομεθάνιο είναι αναβαθμισμένο βιοαέριο που παράγεται από οργανικά απόβλητα από αγροκτήματα, δάση, χώρους υγειονομικής ταφής και εγκαταστάσεις επεξεργασίας νερού. Το βιοαέριο παράγεται, καθαρίζεται ώστε να αναβαθμιστεί σε βιομεθάνιο και εγχέεται σε αγωγούς για να χρησιμοποιηθεί με τον ίδιο τρόπο όπως το ΦΑ. Το RNG παρουσιάζεται ως ένα ακόμα βασικό εργαλείο στην αντιμετώπιση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, τη βελτίωση της ποιότητας του αέρα και την προώθηση μιας Κυκλικής Οικονομίας. Η διεθνής εμπειρία από εφαρμογές RNG, ιδιαίτερα στον Καναδά και τις ΗΠΑ, είναι σε τοπική κλίμακα και αφορά για την Τοπική Αυτοδιοίκηση, αφού μπορεί να εφαρμοστεί σε τοπικά συστήματα διανομής ΦΑ,



δεδομένης της χημικής του ομοιότητας με το ορυκτό ΦΑ. (δες RNG Handbook for Municipalities, by Canadian gas Association, July 2020)

- ✚ Οι πλέον εφαρμόσιμες φυσικές, χημικές και βιολογικές τεχνολογίες αναβάθμισης του βιοαερίου σε βιομεθάνιο είναι οι ακόλουθες [5]:
- ✚ Τεχνολογίες απορρόφησης (φυσική απορρόφηση, φυσική απορρόφηση με οργανικό διαλύτη, χημική απορρόφηση)
- ✚ Τεχνολογίες προσρόφησης (pressure swing adsorption – PSA)
- ✚ Τεχνολογία μεμβρανών
- ✚ Κρυογονική αναβάθμισης
- ✚ Τεχνολογία αναβάθμισης ακατέργαστου SNG, σύμφωνα με το European Biogas Association.
- ✚ Άλλες τεχνικές αναβάθμισης του Βιοαερίου είναι η αεριοποίηση της βιομάζας και αναβάθμιση της σε BioSNG (Substitute natural gas) και βιολογικές τεχνολογίες (χημιοαυτοτροφικές και φωτοσύνθεσης- μέσω συστημάτων μικροάλγων-βακτηρίων).

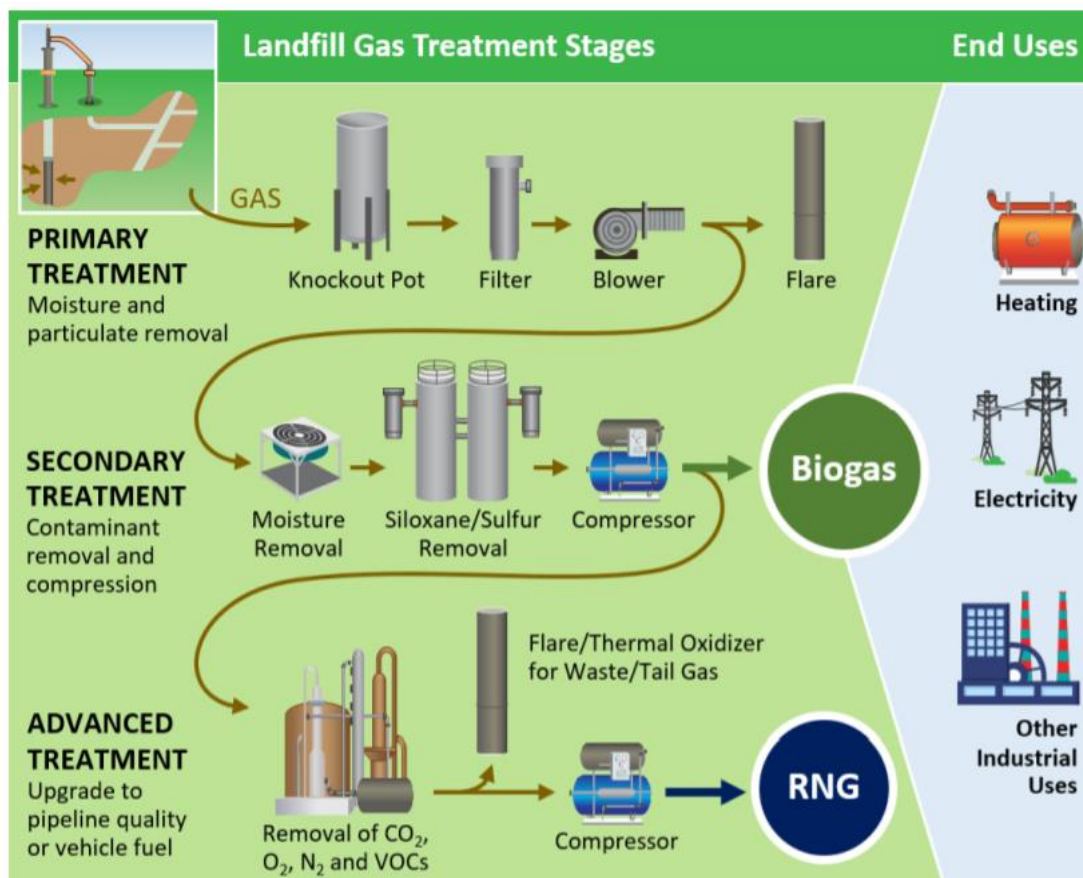
Η πλέον τυπική παραγωγή RNG αποτελείται από δύο κύρια στάδια: Αρχικά, τα οργανικά απόβλητα αποθηκεύονται σε δεξαμενή χωνευτηρίου όπου τα εμφανιζόμενα βακτήρια διασπούν τα οργανικά απόβλητα, σε απουσία οξυγόνου, σε μια στενή ζώνη θερμοκρασίας και παράγεται ακατέργαστο βιοαέριο, ως υποπροϊόν. Κατόπιν, το βιοαέριο αναβαθμίζεται με την αφαίρεση των μη μεθανικών συστατικών, όπως το CO<sub>2</sub>, το υδρογόνο, το θειούχο άζωτο, το νερό και το οξυγόνο, ενώ το τελικό προϊόν είναι το RNG.

Οι Εικόνες 5 και 6 απεικονίζουν τα κύρια στάδια από την συλλογή οργανικών αποβλήτων έως το τελικό RNG, που τροφοδοτεί τις κατοικίες και τις επιχειρήσεις.

Η Εικόνα 5 απεικονίζει τα όλα στάδια από την ιλύ, την τροφοδότηση του αναερόβιου χωνευτή όπου παράγεται το βιοαέριο, το οποίο στη συνέχεια αναβαθμίζεται σε RNG, το οποίο με τη σειρά του εγχέεται στο δίκτυο διανομής ΦΑ, για χρήση σε κατοικίες και σε επιχειρήσεις [6].



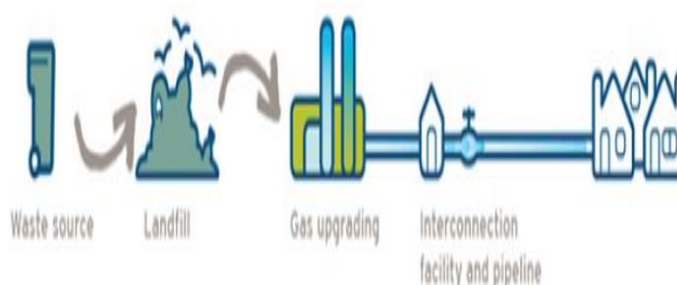
Εικόνα 5: Στάδια για παραγωγή RNG από αναερόβια χώνευση



Πηγή: Clean Networks Ireland

Όπως δείχνει η Εικόνα 6 τα στάδια για την παραγωγή RNG από ΧΥΤΑ/ΧΥΤΥ ακολουθούν κυρίως τα ίδια στάδια με αυτά για την αναερόβια χώνευση, εκτός από το ότι τα οργανικά απόβλητα, τα οποία αναμειγνύονται με μη-οργανικά απόβλητα, τοποθετούνται σε χώρο υγειονομικής ταφής που ενέχει το ρόλο αναερόβιου χωνευτή.

Εικόνα 6: Στάδια για παραγωγή RNG από ΧΥΤΑ/ΧΥΤΥ



Αναφορικά με το κόστος ενός έργου RNG, αυτό χωρίζεται στις παρακάτω κατηγορίες:

#### A. Κόστος RNG (βιοαερίου)

Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει το κόστος κατασκευής και λειτουργίας της εγκατάστασης του χώρου υγειονομικής ταφής ή του αναερόβιου χωνευτή, που και στις δυο περιπτώσεις αποδίδουν βιοαέριο. Οι δαπάνες περιλαμβάνουν:

- CapEx: όλα τα έξοδα για την κατασκευή μιας εγκατάστασης για την παραγωγή βιοαερίου,
- OpEx: κόστος λειτουργίας και συντήρησης μιας εγκατάστασης που παράγει βιοαέριο,
- Κόστος συγκέντρωσης βιοαερίου, στην περίπτωση υγειονομικής ταφής.

#### **B. Κόστος καθαρισμού βιοαερίου**

Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει το κόστος ρύθμισης και καθαρισμού του βιοαερίου και αναβάθμισής του σε RNG, κατάλληλο για προδιαγραφές αγωγών ΦΑ. Αναλυτικά τα έξοδα περιλαμβάνουν: πλήρες κόστος συστήματος και η λειτουργία του, συμπεριλαμβανομένου του ενεργειακού κόστους που απαιτείται για την προετοιμασία του βιοαερίου σε προδιαγραφές αγωγών RNG, παρακολούθηση χημικής σύνθεσης σε πραγματικό χρόνο και συμπίεσης του ρυθμισμένου αερίου.

Εάν η χημική σύνθεση το RNG δεν εμπίπτει στις επιτρεπόμενες προδιαγραφές της μονάδας αερίου για έγχυση στο δίκτυο ΦΑ ή η μονάδα είναι σε λειτουργία συντήρησης, το βιοαέριο/RNG πιθανότατα θα απορριφθεί και δεν θα επιτραπεί η έγχυση του στο δίκτυο διανομής της εταιρείας ΦΑ και θα πρέπει να σταλεί σε πυρσό (on-site flare). Κατά τον σχεδιασμό της εγκατάστασης, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η ποσότητα και η ποιότητα του απορριφθέντος βιοαερίου/RNG και εάν το υπάρχον σύστημα του πυρσού είναι ικανό να τη χειριστεί ή εάν θα απαιτηθεί νέα ή επιπρόσθετη μονάδα πυρσού, που βέβαια θα έχει αντίκτυπο τόσο στο CapEx όσο και στο OpEx του έργου.

#### **Γ. Κόστος σύνδεσης/γραμμής**

Το κόστος αυτό είναι αποκλειστική ευθύνη της εταιρείας διανομής ΦΑ και περιλαμβάνει δύο κύρια στοιχεία:

α) τον σταθμό ψεκασμού, τη συσκευή που ρυθμίζει την πίεση του RNG στο δίκτυο, εξατμίζει το αέριο με μερκαπτάνη, μετρά τη ροή και, τέλος, παρακολουθεί τη χημική σύνθεση του αερίου, σε πραγματικό χρόνο για έγχυση στο δίκτυο αγωγών,

β) τις ενισχύσεις/αναβαθμίσεις των δικτύων των αγωγών, ώστε το Δίκτυο να είναι ασφαλές και αξιόπιστη η εξυπηρέτηση του αναμενόμενου όγκου RNG, από τις εγκαταστάσεις έως τον τελικό καταναλωτή; διαδικασίες που τις αποφασίζει η εταιρεία διανομής ΦΑ, εάν απαιτούνται.

#### **Δ. Απρόβλεπτο/Πρόσθετο κόστος**

Πρόσθετες δαπάνες περιλαμβάνουν το κόστος που σχετίζεται τις υπηρεσίες μεταφοράς και διανομής, καθώς και των διοικητικών, νομικών και ασφαλιστικών δαπανών.

#### **Ε. Υποστηρικτική χρηματοδότηση**

Το κόστος αυτό καλύπτει τόσο τα κεφαλαιουχικά όσο και τα λειτουργικά έξοδα (πχ επιχορηγήσεις από ΕΣΠΑ, δάνεια, κα).

Επομένως, το συνολικό κόστος έργων RNG χωρίζεται σε δυο βασικές κατηγορίες; αυτό της Παραγωγής Βιοαερίου = A + B και στο κόστος Διανομής αερίου = Γ + Δ , ενώ αφαιρείται η οποία χρηματοδότηση Ε, τόσο στην παραγωγή όσο και στη Διανομή.

## 2.2.7 Καλές πρακτικές από εφαρμογές τέτοιων έργων παγκόσμια

### 1. Εικονικός αγωγός ΠΦΑ-CNG στην Ελλάδα

Στις 3/10/2018, έγιναν τα εγκαίνια του 1<sup>ου</sup> σταθμού αποσυμπίεσης ΦΑ στο Λαγκαδά Θεσσαλονίκης, από την ΕΔΑ ΘΕΣΣ, όπου δίνεται πρόσβαση στα πλεονεκτήματα του ΦΑ, σε όλους τους δυνητικούς καταναλωτές και των πλέον απομακρυσμένων από το δίκτυο περιοχών.

Όπως τόνισαν οι εκπρόσωποι της ΕΔΑ ΘΕΣΣ είχε προηγηθεί η διαμόρφωση του κανονιστικού και ρυθμιστικού πλαισίου, δεδομένου ότι η τεχνολογία ΠΦΑ-CNG είναι πρωτόγνωρη για τα ελληνικά δεδομένα. (Απόφαση ΡΑΕ 643/2018 ) [7].

Η «αλυσίδα» του εικονικού αγωγού που περιλαμβάνει:

- Συμπίεση του αερίου από 19 σε 200 bar
- Μεταφορά οδικώς με CNG trailer
- Αποσυμπίεση από 200 σε 4 bar
- Διοχέτευση του αερίου στο Τοπικό Δίκτυο και τον τελικό καταναλωτή.

Κατασκευάστηκαν 6 km δικτύου χαμηλής πίεσης, ενώ έως το 2022 το δίκτυο αναμένεται να φτάσει τα 10,5 km, οι συνδέσεις ανήλθαν στις 1500, με μέγιστη ετήσια κατανάλωση 1,5 εκ. κυβικά, μια επένδυση ύψους άνω των 3 εκ. € [8].

### 2. Εικονικός αγωγός ΥΦΑ-LNG στη Santa Cruz, Βολιβία

**Στοιχεία έργου:**

- ✚ Έναρξη εργασιών: 2013
- ✚ Ολοκλήρωση εργασιών: 2015
- ✚ Ικανότητα υγροποίησης ΦΑ: 210 t/d
- ✚ 5 έως 6 ημέρες η χωρητικότητα αποθήκευσης του ΥΦΑ-LNG
- ✚ 32 κρυογενικά φορτηγά



- ✚ 33 μονάδες «δορυφορικής» επαναεριοποίησης,
- ✚ Τύπος σύμβασης: EPC.

Το ΥΦΑ λαμβάνεται από μονάδα υγροποίησης και μεταφέρεται με κρυογενικά φορτηγά σε «δορυφορικές» μονάδες, επαναεριοποίησής του, που βρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες, καλύπτοντας ανάγκες πληθυσμών που κατοικούν σε απομακρυσμένες περιοχές – κύρια ιθαγενείς [9].

### 3. Εικονικός αγωγός ΥΦΑ-LNG στη Madeira, Πορτογαλία για παραγωγή ΗΕ



Ο σκοπός του έργου είναι η μεταφορά ΥΦΑ από τερματικούς σταθμούς της ηπειρωτικής χώρας, μέσω ειδικών πλοίων μεταφοράς LNG και κατόπιν με κρυογενικά βυτία ρυμουλκού στο σταθμό παραγωγής ΗΕ του αρχιτελάγου της Μαδέιρα, που βρίσκεται στον Ατλαντικό Ωκεανό, ΒΔ της Αφρικής, σε λιγότερο από μια εβδομάδα. Ο σταθμός παραγωγής ΗΕ παράγει 240-450 GWh.

- ✚ 55 κρυογενικά containers, τύπου TVS-43-PB-10 (intermodal cryogenic containers), με μεικτή χωρητικότητα 43.500 λίτρα, που λειτουργούν σε πίεση 10 barg (145 psig)
- ✚ 65+ ημέρες πριν τον νέο ανεφοδιασμό του [10].

### 4. Αποθήκευση Υδρογόνου στη Γερμανία



Τον Ιούλιο 2017, η γερμανική εταιρεία Siemens εγκαινίασε το μεγαλύτερο σταθμό ηλεκτρόλυσης στο Μάιντς της Γερμανίας, σχεδιασμένο για την αποθήκευση της περίσσειας της αιολικής ενέργειας σε υδρογόνο, για χρήση κυρίως στις μεταφορές. Το εργοστάσιο θα αποθηκεύει το υδρογόνο μέσω της τεχνολογίας μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM), με το αέριο να χρησιμοποιείται αργότερα είτε ως καύσιμο γενικής χρήσης είτε σε αγωγούς



ΦΑ. Η μεμβράνη PEM χρησιμοποιείται στην ηλεκτρόλυση για το διαχωρισμό των δύο ηλεκτροδίων στα οποία σχηματίζονται το οξυγόνο και το υδρογόνο. Στο μπροστινό και πίσω μέρος της μεμβράνης βρίσκονται ηλεκτρόδια από πολύτιμα μέταλλα που συνδέονται με τους θετικούς και αρνητικούς πόλους της πηγής τάσης, διαχωρίζοντας το νερό χρησιμοποιώντας το πλεόνασμα ενέργειας.

Η μονάδα θα επεξεργάζεται μέχρι 6 MW ηλεκτρικής ενέργειας, η μεγαλύτερη εγκατάσταση PEM στον κόσμο και θα μπορεί να προμηθεύει έως και 2.000 υδρογονοκίνητα αυτοκίνητα και να ανταποκρίνεται αποτελεσματικά στις διακυμάνσεις της παραγωγής αιολικής ενέργειας. Στο έργο συνεργάστηκαν εκτός της Siemens, η εταιρεία παροχής ενέργειας του Μάιντς, η εταιρεία βιομηχανικών αερίων Linde και το Πανεπιστήμιο Εφαρμοσμένων Επιστημών Rhein-Main [11] .

##### **5. Υπεράκτια ανεμογεννήτρια με ενσωματωμένο ηλεκτρολύτη για την παραγωγή «πράσινου» Υδρογόνου, στη Γερμανία**



Στις 26/8/2021, ανακοινώθηκε το H<sub>2</sub>Mare Project, που συντονίζεται από τη Siemens Energy και τη Siemens Gamesa και στοχεύει στην ανάπτυξη υπεράκτιας ανεμογεννήτριας με ενσωματωμένο ηλεκτρολύτη για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου, έως το 2025/26. Το μακροπρόθεσμο σχέδιο είναι να αντικατασταθεί ο υπεράκτιος τομέας πετρελαίου και ΦΑ με γιγάντιους «στόλους» στροβίλων υδρογόνου.

Το H<sub>2</sub>Mare υποστηρίζεται από ερευνητικά ιδρύματα και περιλαμβάνει τέσσερα κοινά έργα με 35 εταιρείες. Τα έργα καλύπτουν από την παραγωγή αιολικής ενέργειας με την παραγωγή υδρογόνου έως τη μετατροπή του υδρογόνου σε μεθάνιο, υγρούς υδρογονάνθρακες, μεθανόλη ή αμμωνία μέχρι τη χρήση του στη βιομηχανία ή τον τομέα της Ενέργειας.

Αρχικά, το πλάνο των εταιρειών είναι η κατασκευή ανεμογεννήτριας με βάση τον στρόβιλο 14MW και με ηλεκτρολύτη στη βάση του πύργου του στροβίλου, έως το 2026. Δύο από τα νέα μηχανήματα αναμένεται να εγκατασταθούν από την εταιρεία RWE στο υπο-έργο AquaPrimus του γιγάντιου υπεράκτιου αιολικού AquaVentus που στοχεύει στην τελική παραγωγή πράσινου H<sub>2</sub> έως και 10 GW υπεράκτιων αιολικών πάρκων στη Βόρεια Θάλασσα, κοντά στην ακτογραμμή της Γερμανίας. Το έργο έχει λάβει 100 εκατομμύρια ευρώ ενίσχυση από τη γερμανική κυβέρνηση [12].

## 6. Εφαρμογή Υδρογόνου σε τρένα στην Ευρώπη

Η Siemens Energy και η Siemens Mobility υπέγραψαν μνημόνιο συνεργασίας για να αναπτύξουν και να προσφέρουν ανάπτυξη ολιστικών λύσεων H<sub>2</sub> για σιδηροδρομικές μεταφορές για την προώθηση της οικονομίας υδρογόνου στη Γερμανία και την Ευρώπη και την υποστήριξη της απαλλαγής του τομέα των συγκοινωνιών από τις εκπομπές άνθρακα.



Στη Γερμανία, για παράδειγμα, αυτές οι διαδρομές αντιπροσωπεύουν περίπου το 50% του συνολικού σιδηροδρομικού δικτύου της χώρας. Οι φιλικές προς το περιβάλλον μπαταρίες και κινητήρες υδρογόνου θα χρησιμοποιούνται σε αντικατάσταση των πετρελαιοκινητήρων. Εκτίμηση είναι ότι στα επόμενα είκοσι χρόνια, χιλιάδες τρένα πολλαπλών μονάδων diesel στην Ευρώπη που εξακολουθούν να λειτουργούν σήμερα σε μη ηλεκτροφόρες σιδηροδρομικές διαδρομές, θα αντικατασταθούν διαδοχικά από εναλλακτικές λύσεις πιο φιλικές προς το Περιβάλλον [13].

## 3. Υφιστάμενη Κατάσταση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ

### 3.1 Υφιστάμενες Υποδομές

#### 3.1.1 Εθνικό Σύστημα ΦΑ

Το Εθνικό Σύστημα ΦΑ (ΕΣΦΑ) μεταφέρει Φυσικό Αέριο από τα ανάντη Συνδεδεμένα Συστήματα Μεταφοράς ΦΑ της Βουλγαρίας και της Τουρκίας, τον Trans Adriatic Pipeline (TAP) καθώς και από τον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ), ο οποίος βρίσκεται εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα του κόλπου Μεγάρων, σε καταναλωτές συνδεδεμένους με το δίκτυο ΕΣΦΑ στην ηπειρωτική Ελλάδα. Το Φυσικό Αέριο παραδίδεται από τους Χρήστες Μεταφοράς σε τέσσερα Σημεία Εισόδου του ΕΣΜΦΑ και παραλαμβάνεται από τους Χρήστες Μεταφοράς μέσω σαράντα τριών Σημείων Εξόδου σε όλη την ηπειρωτική Ελλάδα, συμπεριλαμβανομένου του Σημείου Εξόδου Αντίστροφης Ροής «ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ» μέσω του οποίου επιτυγχάνεται η παράδοση ποσοτήτων ΦΑ στο Συνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς ΦΑ της Βουλγαρίας [14].

Το ΕΣΦΑ αποτελείται από [14]:

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου μήκους 512 χλμ. και διαμέτρου 36” και 30” και τους κλάδους αυτού συνολικού μήκους 953,20 χλμ. (συμπεριλαμβανομένων (α) του υποθαλάσσιου αγωγού διαμέτρου 20” και μήκους 14,20 χλμ. του κλάδου Αλιβερίου και (β) των δύο υποθαλάσσιων αγωγών, εφεδρικός ο ένας του άλλου, διαμέτρου 24” έκαστος και μήκους 620 m και 630 m, που συνδέουν το Σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας με την ηπειρωτική χώρα), που συνδέουν διάφορες περιοχές της χώρας με τον κύριο αγωγό.
- Τους Μετρητικούς Σταθμούς των Σημείων Εισόδου «ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ», «ΚΗΠΟΙ», «ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ» και «ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ» του ΕΣΜΦΑ.
- Το Σταθμό Υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας, ο οποίος συνδέεται με το Σημείο Εισόδου «ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ».
- Το Σταθμό Συμπύεσης στη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης.
- Τους Μετρητικούς και Ρυθμιστικούς σταθμούς ΦΑ.
- Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου.
- Τα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου, Ανατολικής Ελλάδος, Βορείου Ελλάδος, Κεντρικής Ελλάδος, Νοτίου Ελλάδος και Πελοποννήσου, και
- Το σύστημα Τηλεέγχου και Τηλεπικοινωνιών.

Εικόνα 7: Εθνικό Σύστημα Αγωγών ΦΑ



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς, συνολικού μήκους 512 χλμ. και πίεσης σχεδιασμού 70 barg, εκτείνεται από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα (Προμαχώνας) έως την Αττική.

Από τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς ξεκινούν κλάδοι μεταφοράς ΦΑ μήκους 953,2 χλμ., με σκοπό την τροφοδοσία με φυσικό αέριο των περιοχών της ανατολικής Μακεδονίας, της Θράκης, της Θεσσαλονίκης, του Πλατέος, του Βόλου, των Τρικάλων, των Οιοφυτών, των Αντικύρων, του Αλιβερίου, της Κορίνθου, της Μεγαλόπολης, της Θίβης και της Αττικής.

Κατά μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων είναι εγκατεστημένοι:

- Σταθμοί βαλβιδοστασιών για την τμηματική απομόνωση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης ή προγραμματισμένης συντήρησης,
- Σταθμοί ξεστροπαγίδων για την αποστολή και παραλαβή συσκευών καθαρισμού (ξέστρων) ή συσκευών εσωτερικής επιθεώρησης του αγωγού,
- Σύστημα καθοδικής προστασίας του αγωγού από φαινόμενα διάβρωσης και
- Καλώδιο οπτικών ινών για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος ελέγχου λειτουργίας, επικοινωνιών και τηλεχειρισμού [15].



Στον Πίνακα 1 που ακολουθεί, αποτυπώνονται η διάμετρος και το συνολικό μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων του ΕΣΜΦΑ [14].

**Πίνακας 1: Διάμετρος και μήκος των αγωγών ΦΑ του ΕΣΜΦΑ**

Αγωγός Φυσικού Αερίου	Διάμετρος (inch)	Συνολικό Μήκος (χλμ.)
Κεντρικός Αγωγός	36 & 30	512
<b>Κλάδοι Μεταφοράς του ΕΣΜΦΑ</b>		
Κλάδος Λαυρίου	30	100,05
Κλάδος Κερατσινίου	30 & 24	24,48
Κλάδος ΗΑΡ	14	2,02
Κλάδος Οινοφύτων	10	20,62
Κλάδος Βόλου	10	40,42
Κλάδος Βόρεια Θεσσαλονίκη - ΕΚΟ	24 & 10	9,70
Κλάδος Ανατολικής Θεσσαλονίκης	24	24,41
Κλάδος Πλατέος	10	10,98
Κλάδος Καρπερή - Κομοτηνή	24	216,79
Κλάδος Κομοτηνή - Κήποι	36	86,71
Κλάδος Αλουμίνιον	20	28,12
Κλάδος Μέγαρο - Κόρινθος	30	52,88
Κλάδος ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ	20	1,46
Κλάδος Τρικάλων	10	71,94
Κλάδος Θίσβης	20	26,27
Κλάδος Ήρων	14	0,75
Κλάδος Αλιβερίου	20	73,13
Κλάδος Ελευσίνας (ΕΛΠΕ)	10	6,41
Κλάδος Κόρινθος - Μεγαλόπολη	24	155,43
<b>Υποθαλάσσιοι Αγωγοί Ρεβυθούσας- Αγ. Τριάδος</b>		
Ανατολικός Αγωγός	24	0,62
Δυτικός Αγωγός	24	0,63
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b> (Κλάδοι Μεταφοράς και Υποθαλάσσιοι Αγωγοί)		<b>953,20</b>

Σύμφωνα με στοιχεία της ΕΛΣΤΑΤ [16], οι δαπάνες συντήρησης των υποδομών μεταφοράς ΦΑ ανήλθαν το 2020 σε 4.580 χιλ. ευρώ, παρουσιάζοντας αύξηση 63,9% σε σχέση με το 2019, όπου οι αντίστοιχες δαπάνες ανήλθαν σε 2.795 χιλ. ευρώ, οι δε επενδύσεις σε νέες υποδομές ανήλθαν σε 27.412 χιλ. ευρώ το 2020, παρουσιάζοντας μείωση 0,9% σε σύγκριση με τις αντίστοιχες επενδύσεις του 2019, οι οποίες ανήλθαν σε 27.672 χιλ. ευρώ.

**Πίνακας 2: Δαπάνες για υποδομές μεταφοράς ΦΑ (σε χιλ. ευρώ), 2017-2020**

	2017	2018	2019	2020	Μεταβολή % 2018/2017	Μεταβολή % 2019/2018	Μεταβολή % 2020/2019
Σύνολο	26.247	47.304	30.467	31.992	80,2	-35,6	5,0
Δαπάνες συντήρησης	2.259	2.328	2.795	4.580	3,1	20,1	63,9
Επενδύσεις σε νέες υποδομές	23.988	44.976	27.672	27.412	87,5	-38,5	-0,9

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Στον Πίνακα 3 [16] παρουσιάζεται η διακίνηση του ΦΑ στην Ελληνική επικράτεια. Αναφορικά με τις συνολικές εισαχθείσες ποσότητες (παραλαβές) ΦΑ στα σημεία εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς ΦΑ (ΕΣΜΦΑ), κατά το έτος 2020 παρατηρήθηκε αύξηση 8,4% σε σχέση με το 2019. Ομοίως, αύξηση κατά 8,2% παρουσίασαν οι συνολικές εξαχθείσες ποσότητες (παραδόσεις) ΦΑ από τα σημεία εξόδου του ΕΣΜΦΑ, το 2020 σε σύγκριση με το 2019. Το μεταφορικό έργο κατά το 2020 ανήλθε σε 830,57 εκατομμύρια τονοχιλιόμετρα (Mt-km), παρουσιάζοντας μείωση 31,8% σε σχέση με το 2019, που ήταν 1.217 εκατομμύρια τονοχιλιόμετρα (Mtkm).

**Πίνακας 3: Διακίνηση ΦΑ στο ΕΣΜΦΑ, 2017-2020**

	2017	2018	2019	2020	Μεταβολή % 2018/2017	Μεταβολή % 2019/2018	Μεταβολή % 2020/2019
Εισαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου (MWh)	53.868.923	52.826.537	65.202.881	70.649.066	-1,9	23,4	8,4
Εξαχθείσες ποσότητες φυσικού αερίου από τα σημεία εξόδου (MWh)	53.570.256	52.537.882	65.109.198	70.474.183	-1,9	23,9	8,2
Μεταφορικό έργο (Mtkm)	713	1.188,5	1.217,0	830,6	66,7	2,4	-31,8

Σημείωση: Ένα τονοχιλιόμετρο (tkm) αντιστοιχεί στη μεταφορά ενός (1) τόνου φυσικού αερίου σε απόσταση ενός (1) χιλιομέτρου.

Μία μεγαβατώρα (MWh) είναι ενέργεια που ισοδυναμεί με κατανάλωση ισχύος ενός (1) μεγαβάτ (MW) επί μια (1) ώρα.

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

Ο Πίνακας 4 παρουσιάζει τις εισαχθείσες και εξαχθείσες ποσότητες ΦΑ ως ποσοστά επί της τεχνικής δυναμικότητας των σημείων εισόδου - εξόδου ΦΑ, για τα έτη 2017-2020. Κατά το 2020 σε σύγκριση με το 2019 παρατηρήθηκε μείωση του ποσοστού εισαγωγών ΦΑ στα σημεία εισόδου ως προς την τεχνική δυναμικότητά τους, από 47,6% σε 45,6% ενώ αύξηση από 23,0% σε 24,4% σημειώθηκε στο ποσοστό παραδόσεων ΦΑ στα σημεία εξόδου ως προς την τεχνική δυναμικότητά τους [16].

**Πίνακας 4: Διακίνηση ΦΑ στα σημεία εισόδου – εξόδου του ΕΣΜΦΑ σε σχέση με την τεχνική δυναμικότητα τους, 2017 – 2020**

	2017	2018	2019	2020
Τεχνική δυναμικότητα σημείων εισόδου (MWh/ημέρα)	319.756,7	321.045,0	375.654,1	424.246,4
Ετήσιος μέσος όρος εισαγωγών φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου (MWh/ημέρα)	147.586,1	144.730,2	178.638,0	193.559,1
Ποσοστό εισαγωγών φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου ως προς την τεχνική δυναμικότητά τους (%)	46,2	45,1	47,6	45,6
Τεχνική δυναμικότητα σημείων εξόδου (MWh/ημέρα)	743.690,5	740.679,8	774.565,0	792.856,1
Ετήσιος μέσος όρος παραδόσεων φυσικού αερίου στα σημεία εξόδου (MWh/ημέρα)	146.767,8	143.939,4	178.381,4	193.080,0
Ποσοστό παραδόσεων φυσικού αερίου στα σημεία εξόδου ως προς την τεχνική δυναμικότητά τους (%)	19,7	19,4	23,0	24,4

Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ

### **Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου ΦΑ**

Ο Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας.

Συγκαταλέγεται στους είκοσι οκτώ αντίστοιχους σταθμούς υγροποιημένου ΦΑ, που λειτουργούν σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης και είναι μοναδικός στην Ελλάδα για την υποδοχή δεξαμενοπλοίων ΥΦΑ, παραλαβή, αποθήκευση, αεριοποίηση ΥΦΑ και για την τροφοδοσία με ΦΑ του ΕΣΜΦΑ.

Ο Σταθμός ΥΦΑ Ρεβυθούσας αποτελεί τη μοναδική εγκατάσταση του ΕΣΦΑ που δύναται πλέον να αποθηκεύσει προσωρινά, έπειτα από τη 2η αναβάθμισή του, ποσότητες ΦΑ έως το ύψος των 221.815,677 m<sup>3</sup> ΥΦΑ. Αποτελείται από:

- Τρεις δεξαμενές Υγροποιημένου ΦΑ ωφέλιμης χωρητικότητας 63.379,931, 63.379,931 και 95.055,815 m<sup>3</sup> ΥΦΑ,
- Εγκαταστάσεις εκφόρτωσης πλοίων ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας εκφόρτωσης 7.250 m<sup>3</sup> ΥΦΑ/ώρα, και
- Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αεριοποίησης 1.250 m<sup>3</sup> ΥΦΑ/ώρα σε συνθήκες συνεχούς λειτουργίας.

Με αποθηκευτική ικανότητα 225.000 κ.μ. ΥΦΑ και ωριαία δυναμικότητα αεριοποίησης 1250 m<sup>3</sup> LNG σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας (Sustained Maximum Send out Rate – SMSR) αποτελεί μια από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές της χώρας, παρέχοντας ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς ΦΑ και αυξημένη δυνατότητα κάλυψης εκτάκτων απαιτήσεων της αγοράς ΦΑ.

Ο Τερματικός Σταθμός ΥΦΑ σχεδιάστηκε σύμφωνα με τις αυστηρότερες προδιαγραφές ασφαλείας τόσο για τους εργαζομένους στο νησί όσο και για τους κατοίκους των γύρω περιοχών και λειτουργεί σύμφωνα με τις απαιτήσεις της Ευρωπαϊκής Οδηγίας SEVESO III (Directive 2012/18/EU).

Η εκφόρτωση, αποθήκευση και αεριοποίηση του Υγροποιημένου ΦΑ (ΥΦΑ) πραγματοποιείται τηρώντας αυστηρά τις προδιαγραφές ασφάλειας (safety) και προστασίας του περιβάλλοντος όπως αυτές προβλέπονται στην Ελληνική και την Ευρωπαϊκή Νομοθεσία [17].

### **3.1.2 Διεθνής Διασύνδεση ΕΣΦΑ**

#### **TAP**

Ο TAP ξεκινάει από τους Κήπους, όπου βρίσκεται και ο ελληνικός Σταθμός Συμπίεσης, κοντά στα ελληνοτουρκικά σύνορα. Ακολουθώντας μια διαδρομή 550χλμ., με ένα σταθμό συμπίεσης και 22 βαλβιδοστάσια, ο αγωγός διασχίζει τη βόρεια Ελλάδα ως τα ελληνοαλβανικά σύνορα, νοτιοδυτικά της Ιεροπηγής.

Σταθμός M/P στην Ν. Μεσημβρία για την σύνδεση του ΕΣΜΦΑ με τον TAP, ολοκληρώθηκε τον Δεκέμβριο 2020 και η λειτουργία του ξεκίνησε στις 31.12.2020.

#### **Διασυνδετήριος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (EastMed)**

Ο διασυνδετήριος αγωγός Eastern Mediterranean (EastMed) έχει ως στόχο την απευθείας μεταφορά ΦΑ από τα κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου στο Ευρωπαϊκό Σύστημα ΦΑ, μέσω της Ελλάδας. Η αρχική δυναμικότητα του αγωγού είναι 10 δισ. κυβ. μέτρα ΦΑ ετησίως. Ο αγωγός EastMed ακολουθεί υποθαλάσσια όδευση προς την Κύπρο, στη συνέχεια προς τις ακτές της Κρήτης και ακολούθως, μέσω της Πελοποννήσου και της Δυτικής Ελλάδας ως τις ακτές της Θεσπρωτίας και την Ιταλία. Στο Φλωροβούνι της Θεσπρωτίας, ο αγωγός EastMed μπορεί να συνδεθεί με το έργο του αγωγού ΠΟΣΕΙΔΩΝ, ενισχύοντας περαιτέρω την ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας της ΕΕ με τις νέες ανακαλύψεις στη λεκάνη της Λεβαντίνης [18].

#### **Ο Αγωγός ΠΟΣΕΙΔΩΝ (Poseidon)**

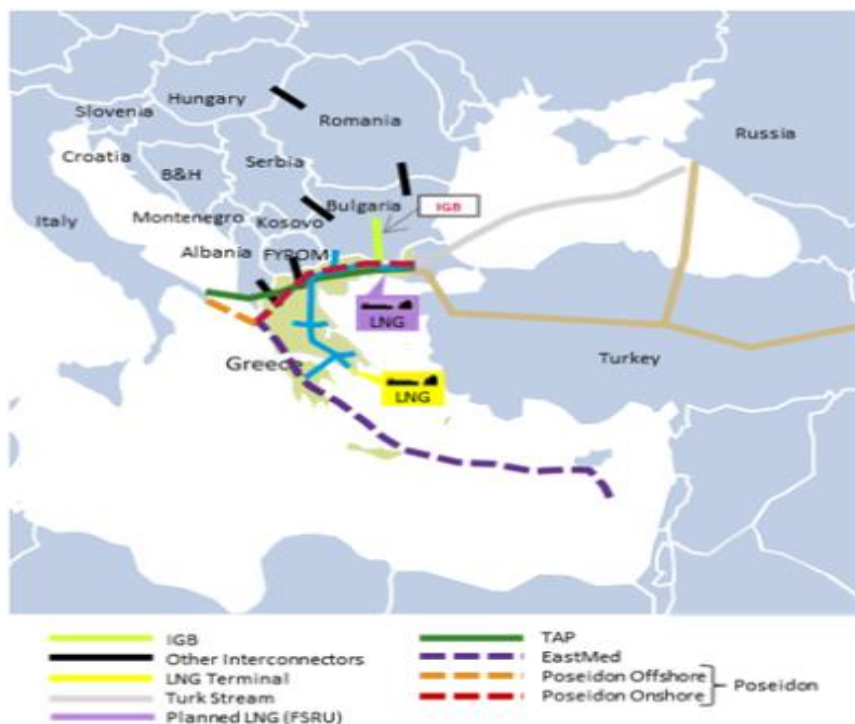
Ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας – Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ αποτελείται από δύο τμήματα: το χερσαίο τμήμα μήκους περίπου 760 χλμ. που ξεκινά από τα ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους και διασχίζοντας τις Περιφέρειες Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, Κεντρικής Μακεδονίας, Δυτικής Μακεδονίας, Θεσσαλίας και Ηπείρου, καταλήγει στις ακτές της Θεσπρωτίας, και το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, με μήκος περίπου 210 χλμ. το οποίο συνδέει τις Θεσπρωτικές ακτές με το Ότραντο της Ιταλίας και αναπτύσσεται από την ελληνική εταιρεία με την επωνυμία «Υποθαλάσσιος Αγωγός ΦΑ Ελλάδος – Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ Α.Ε.» (ΥΑΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ). Ο αγωγός έχει σχεδιαστεί με αρχική δυναμικότητα 12 δισ. M<sup>3</sup> ΦΑ ετησίως προς την Ιταλία, με δυνατότητα αναβάθμισης μέχρι και σε 20 δισ. M<sup>3</sup> ΦΑ ετησίως, το οποίο θα είναι διαθέσιμο στα ελληνικά σύνορα [18].

#### **Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας – Βουλγαρίας (IGB)**

Το Έργο του Ελληνο-Βουλγαρικού Διασυνδετήριου Αγωγού (IGB) αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. (εκ των οποίων περίπου 31 χλμ. βρίσκονται εντός της ελληνικής επικράτειας), καθώς και τις αναγκαίες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις (Μετρητικοί Σταθμοί, βανοστάσια, Κέντρο Λειτουργίας). Με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή, ο αγωγός θα καταλήγει στη Stara Zagora, συνδέοντας τα δίκτυα ΦΑ Ελλάδος και Βουλγαρίας, ενώ θα

υπάρχει η δυνατότητα της αντίστροφης ροής (reverse flow). Προβλέπεται επίσης η διασύνδεσή του με τον αγωγό TAP. Ο αγωγός IGB έχει αρχική δυναμικότητα 3 δισ. κυβ. μέτρα ΦΑ ετησίως, με δυνατότητα αύξησής τους στα 5 δισ. κυβ. μέτρα ΦΑ ετησίως με την κατασκευή Σταθμού Συμπίεσης [18].

**Εικόνα 8: Διασυνδετήριοι αγωγοί ΕΣΦΑ**



Πηγή: ΔΕΠΑ

### 3.2 Μελλοντικές Υποδομές

Σύμφωνα με την Απόφαση αριθμ. 116/2021 «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος ΦΑ (ΕΣΦΑ) για την περίοδο 2021-2030» (ΦΕΚ 1392/Β/8.4.2021), τα έργα που προτείνεται να ενταχθούν στην 3-ετή Περίοδο Ανάπτυξης και που σχετίζονται με το αντικείμενο της παρούσας μελέτης, είναι [19]:

#### Α) Νέα Έργα

##### α) Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία

Το εν λόγω έργο αφορά στην επέκταση του Συστήματος ΦΑ μέσω νέου κλάδου αγωγού υψηλής πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία και σχετίζεται με τις γενικές κατευθύνσεις του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης των λιγνιτικών περιοχών. Σύμφωνα με την προκαταρκτική μελέτη, ο νέος αγωγός θα ξεκινά από την περιοχή του υφιστάμενου βανοστασίου στα Τρίκαλα Ημαθίας και θα έχει μήκος 122 χλμ, με τα εξής ειδικότερα χαρακτηριστικά: τα αγωγός 94 χλμ με διάμετρο 30'' και αγωγός 28 χλμ με διάμετρο 14''.

Το έργο περιλαμβάνει Μετρητικό/Ρυθμιστικό σταθμό 50.000 Nm<sup>3</sup>/h στην περιοχή της Καρδιάς για την τροφοδοσία των εγκαταστάσεων τηλεθέρμανσης στις περιοχές της Πτολεμαΐδας, της Κοζάνης και του Αμύνταιου, καθώς και βανοστάσια για την τροφοδοσία λοιπών καταναλώσεων της περιοχής. Επιπλέον, προβλέπεται σύνδεση με τους Μ/Ρ σταθμούς Άσπρους και Περδίκκα, οι οποίοι θα συνδεθούν αρχικά με έξοδο του TAP, έως ότου

κατασκευαστεί ο αγωγός. Προβλέπεται, επίσης, ένας κλάδος για την τροφοδοσία της Νάουσας και της Βέροιας, καθώς και αναμονές για μελλοντικές επεκτάσεις, όπως αυτή προς την Πορεία. Ο εκτιμώμενος προϋπολογισμός του έργου ανέρχεται σε 110 εκατ. € και η ημερομηνία ένταξής του στο Σύστημα είναι ο Σεπτέμβριος 2023 [19].

**Πίνακας 5: Σύνοψη έργου «Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία»**

<b>Κατηγορία Έργου</b>	Νέο Έργο
<b>Τύπος έργου</b>	Αγωγός & Μ σταθμός
<b>Τρέχων προϋπολογισμός</b>	110 εκατ. €
<b>Αναμενόμενο όφελος</b>	Προμήθεια ΦΑ σε νέες περιοχές και διασφάλιση πιθανής πρόσβασης νέων χρηστών
<b>Έναρξη έργου</b>	Ιουλ – 20
<b>Τελική επενδυτική απόφαση</b>	Νοε – 21
<b>Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας</b>	Αυγ – 23
<b>Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα</b>	Σεπ - 23
<b>Φάση υλοποίησης</b>	Υπό προκαταρκτική μελέτη
<b>Τρόπος χρηματοδότησης</b>	Ίδια κεφάλαια ΔΕΣΦΑ ή δάνειο, πιθανή επιχορήγηση (Ταμείο Ανάκαμψης)
<b>Τρόπος ανάκτησης επενδύσεων</b>	Ένταξη στο ΡΠΒ Υπηρεσιών Μεταφοράς (εκτός της επιχορήγησης)
<b>Επίδραση στη μεσοσταθμική χρέωση χρήσης ΕΣΦΑ</b>	Χωρίς επιχορήγηση: 0-0,58% Με 50% επιχορήγηση: 0 – [-0,57]%
<b>Ένταξη στην τριετή περίοδο ανάπτυξης</b>	Ναι

Πηγή: ΔΕΣΦΑ

#### β) Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς την Πάτρα

Το εν λόγω έργο αφορά στην κατασκευή αγωγού προς την πόλη της Πάτρας καθώς και τη Βιομηχανική Περιοχή (ΒΙ.ΠΕ) Πατρών. Αποτελείται από αγωγό υψηλής πίεσης, διαμέτρου 16” και μήκους 120 χλμ, ο οποίος θα ξεκινά από κατάλληλο σημείο επί του αγωγού υψηλής πίεσης προς τη Μεγαλόπολη και θα καταλήγει σε δύο μετρητικούς και ρυθμιστικούς σταθμούς, έναν για την πόλη της Πάτρας και έναν για την ΒΙ.ΠΕ Πατρών. Ο εκτιμώμενος προϋπολογισμός του έργου ανέρχεται σε 85 εκατ. € και η επίδραση στη Μέση Χρέωση Χρήσης του ΕΣΦΑ θα είναι αύξηση αυτής κατά 1,63%. Στην περίπτωση, όμως, λήψης επιχορηγήσεων κατά 50% του κόστους του έργου, η αύξηση θα περιοριστεί στο 1,10%.



Συναφώς αναφέρεται ότι το αίτημα για επιχορήγηση του έργου θα υποβληθεί στο πλαίσιο του προγράμματος ΕΣΠΑ 2021-2027. Σημειώνεται ότι το εν λόγω έργο θα αναπτυχθεί σε συνέχεια συντονισμού με τον Διαχειριστή Συστήματος Διανομής του Δήμου Πατρών (ΔΕΔΑ Μ.Α.Ε.), ο οποίος θα αναλάβει την κατασκευή του δικτύου διανομής στην περιοχή. Η προτεινόμενη ημερομηνία ένταξής του στο Σύστημα είναι ο Ιούνιος 2026. Επομένως, η έγκαιρη υλοποίηση του έργου από τον ΔΕΣΦΑ αποτελεί την αναγκαία προϋπόθεση για την ολοκλήρωση της προγραμματιζόμενης επέκτασης του δικτύου διανομής και την άντληση ωφελειών για τους καταναλωτές της συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής [19].

**Πίνακας 6: Σύνοψη έργου «Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς την Πάτρα»**

<b>Κατηγορία Έργου</b>	Νέο Έργο
<b>Τύπος έργου</b>	Αγωγός & Μ/Ρ Σταθμός
<b>Τρέχων προϋπολογισμός</b>	85,0 εκατ. €
<b>Αναμενόμενο όφελος</b>	Προμήθεια ΦΑ σε νέες περιοχές και διασφάλιση πιθανής πρόσβασης νέων χρηστών
<b>Έναρξη έργου</b>	Ιουλ – 20
<b>Τελική επενδυτική απόφαση</b>	Ιαν – 23
<b>Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας</b>	Μαρ – 26
<b>Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα</b>	Ιουν - 26
<b>Φάση υλοποίησης</b>	Υπό προκαταρκτική μελέτη
<b>Τρόπος χρηματοδότησης</b>	Ίδια κεφάλαια ΔΕΣΦΑ ή δάνειο, επιχορήγηση (υπόθεση επιχορήγησης 50%)
<b>Τρόπος ανάκτησης επενδύσεων</b>	Ένταξη στο ΡΠΒ Υπηρεσιών Μεταφοράς (εκτός της επιχορήγησης)
<b>Επίδραση στη μεσοσταθμική χρέωση χρήσης ΕΣΦΑ</b>	Χωρίς επιχορήγηση: 1,63% Με 50% επιχορήγηση: 1,10%
<b>Ένταξη στην τριετή περίοδο ανάπτυξης</b>	Ναι

Πηγή: ΔΕΣΦΑ

## **Β) Έργα Ανάπτυξης - Επεκτάσεις ΕΣΦΑ σε νέες περιοχές**

α) Πιλοτικός (πρώτος) σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων

Η κατασκευή του πιλοτικού σταθμού φόρτωσης βυτιοφόρων θα δώσει τη δυνατότητα χρήσης του ΦΑ από καταναλωτές περιοχών όπου δεν έχει αναπτυχθεί το δίκτυο μεταφοράς

(π.χ. νησιά, Δυτική Ελλάδα) καθώς και ως καύσιμο στη ναυτιλία (πλοία με καύσιμο ΥΦΑ). Αποτέλεσμα θα είναι η αύξηση της κατανάλωσης του ΦΑ καθώς και η αποδοτικότερη λειτουργία της εγκατάστασης στη Ρεβυθούσα.

Ο σταθμός φόρτωσης περιλαμβάνει μια θέση φόρτωσης βυτιοφόρων χωρητικότητας έως 50m<sup>3</sup> με παροχή φόρτωσης 100 m<sup>3</sup>/h. Θα υπάρχει επίσης πρόβλεψη για μελλοντική δεύτερη θέση φόρτωσης.

Το έργο περιλαμβάνει επίσης:

- σύστημα μέτρησης LNG με γεφυροπλάστιγγα,
- σύνδεση του σταθμού φόρτωσης με την Αίθουσα Ελέγχου του σταθμού ΥΦΑ και με το δίκτυο Πληροφορικής του ΔΕΣΦΑ για την έκδοση τιμολογίων και φορτωτικών εγγράφων και,
- κυκλοφοριακές ρυθμίσεις τόσο εντός της ιδιοκτησίας ΔΕΣΦΑ, όσο στην οδό πρόσβασης στη Ρεβυθούσα,
- επέκταση της υφιστάμενης προβλήτας στο λιμάνι του Περάματος Μεγαρίδος.

Δεν υπάρχει αλλαγή στο σχεδιασμό του έργου, ο προϋπολογισμός του οποίου ανέρχεται σε 6,5 εκατ. € και προβλέπεται να λειτουργήσει τον Δεκέμβριο 2021 [19].

**Πίνακας 7: Σύνοψη του έργου «Πιλοτικός (πρώτος) σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων»**

Κατηγορία Έργου	Προγραμματισμένο έργο
Τύπος έργου	Εγκατάσταση ΥΦΑ μικρής κλίμακας
Τρέχων προϋπολογισμός	6,5 εκατ. €
Αναμενόμενο όφελος	Τροφοδοσία νέων περιοχών/αγορών
Έναρξη έργου	Απρ - 16
Τελική επενδυτική απόφαση	Έχει ληφθεί
Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας	Σεπ – 21
Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα	Δεκ-21
Φάση υλοποίησης	Υπό κατασκευή
Τρόπος χρηματοδότησης	Επιχορηγήσεις Poseidon Med II (για μελέτες), επιχορήγηση από ΕΣΠΑ 2014-2020, ίδια κεφάλαιο ΔΕΣΦΑ ή δάνειο.
Τρόπος ανάκτησης επενδύσεων	Ένταξη στη ΡΠΒ των Πρόσθετων Υπηρεσιών ΥΦΑ
Ένταξη στην τριετή περίοδο ανάπτυξης	Ναι

Πηγή: ΔΕΣΦΑ



β) Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας.

Το έργο αφορά στην κατασκευή νέας προβλήτας στο βορειοανατολικό τμήμα της Ρεβυθούσας η οποία θα εξυπηρετεί τη φόρτωση ΥΦΑ από τις δεξαμενές της Ρεβυθούσας στα πλοία μικρής κλίμακας (1.000 m<sup>3</sup> και έως 30.000 m<sup>3</sup>).

Τα μικρότερα πλοία θα εφοδιάζουν άλλα πλοία που κινούνται με LNG (πλοία μεταφοράς φορτίου, μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων, Ro-Pax), στο λιμάνι του Πειραιά κυρίως και ενδεχομένως σε άλλους λιμένες.

Τα μεγαλύτερα πλοία θα προμηθεύουν δορυφορικές αποθήκες ΥΦΑ και σταθμούς διανομής σε άλλους λιμένες της Ελλάδας (όπως στην Πάτρα, προβλέπεται στο πρόγραμμα Poseidon Med II), καθώς και νησιά μέσω εικονικών αγωγών.

Μετά την ολοκλήρωση των μελετών σκοπιμότητας, των γεωλογικών ερευνών και της ανάλυσης των βέλτιστων διαθέσιμων τεχνολογιών στις εσωτερικές αγορές, το έργο περιλαμβάνει την κατασκευή ενός νέου QUAYWALL (κατασκευή ελλιμενισμού παράλληλη προς την ακτή), όλων των αναγκαίων κρυογενικών σωληνώσεων και εγκαταστάσεων (βραχίονες εκφόρτωσης, βαλβίδων, οργάνων, χειριστηρίων κλπ.).

Το έργο θα αποτελέσει εφαρμογή των μελετών που είναι σε εξέλιξη στο πλαίσιο της δράσης POSEIDON MED II. Στη δράση αυτή, που τελεί υπό την εποπτεία της INEA (Innovation and Network Executive Agency), μελετώνται τα απαραίτητα βήματα προς την κατεύθυνση υιοθέτησης του υδροποιημένου ΦΑ ως καύσιμου ναυτιλίας στην Ανατολική Μεσόγειο καθιστώντας την Ελλάδα κομβικό σημείο ανεφοδιασμού και διανομής υδροποιημένου ΦΑ στην Νοτιοανατολική Ευρώπη. Με την δράση αυτή, στην οποία συμμετέχουν 26 εταίροι του κλάδου της ναυτιλίας και του ΦΑ από τρία κράτη Μέλη της Ε.Ε. (Κύπρος, Ελλάδα, Ιταλία), εφαρμόζεται η Οδηγία 94/2014/ΕΕ, η οποία ενσωματώθηκε με τον Ν. 4439/2016 στην ελληνική νομοθεσία [19].

**Πίνακας 8: Σύνοψη του έργου «Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας»**

<b>Κατηγορία Έργου</b>	Προγραμματισμένο έργο
<b>Τύπος έργου</b>	Εγκατάσταση ΥΦΑ μικρής κλίμακας
<b>Τρέχων προϋπολογισμός</b>	20,4 εκατ. €
<b>Αναμενόμενο όφελος</b>	Τροφοδοσία νέων περιοχών/αγορών
<b>Έναρξη έργου</b>	Ιουν-17
<b>Τελική επενδυτική απόφαση</b>	Έχει ληφθεί
<b>Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας</b>	Ιουν - 22
<b>Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα</b>	Σεπ - 22
<b>Φάση υλοποίησης</b>	Υπό κατασκευή

<b>Τρόπος χρηματοδότησης</b>	Επιχορηγήσεις Poseidon Med II (για μελέτες), επιχορήγηση από ΕΣΠΑ 2014-2020 ή Ταμείο Ανάκαμψης, ίδια κεφάλαιο ΔΕΣΦΑ ή δάνειο.
<b>Τρόπος ανάκτησης επενδύσεων</b>	Ένταξη στη ΡΠΒ των Πρόσθετων Υπηρεσιών ΥΦΑ
<b>Ένταξη στην τριετή περίοδο ανάπτυξης</b>	Ναι

Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Δεν υπάρχει αλλαγή στο σχεδιασμό του έργου, ο προϋπολογισμός του οποίου ανέρχεται σε 20,4 εκατ. € και προβλέπεται να λειτουργήσει το Σεπτέμβριο 2022.

Ορισμένα από τα ανωτέρω έργα, όπως «Πιλοτικός σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων» και «Νέα προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό σταθμό Ρεβυθούσας» χρηματοδοτούνται από το ευρωπαϊκό πρόγραμμα Poseidon Med II, το οποίο περιγράφεται παρακάτω.

### **Poseidon Med II**

Το δρόμο για τη δυναμική είσοδο και επέκταση του LNG (υγροποιημένου ΦΑ) στη Ναυτιλία της Ανατολικής Μεσογείου, άνοιξε το ευρωπαϊκό συγχρηματοδοτούμενο πρόγραμμα Poseidon Med II. Στο σύνολό του, το έργο Poseidon Med II στοχεύει στην υιοθέτηση του LNG ως θαλάσσιου καυσίμου στην Ανατολική Μεσόγειο, καθιστώντας παράλληλα την Ελλάδα έναν διεθνή κόμβο θαλάσσιων ανεφοδιασμών και διανομής LNG στη ΝΑ Ευρώπη.

Το Poseidon Med II είναι η συνέχεια του έργου Poseidon Med (COSTA II East) & "Archipelago-LNG". Η επιτυχής πρόοδος και οι δυνατότητες του έργου Poseidon Med οδήγησαν στην έναρξη του Poseidon Med II (PMII) το 2015, με στόχο τη συνέχιση των ενισχυμένων τεχνικών και επιχειρηματικών μελετών που καλύπτουν πλοία, μεγάλα λιμάνια, εργασίες ανεφοδιασμού και εγκαταστάσεις ΥΦΑ, λαμβάνοντας περαιτέρω βήματα προς την ωριμότητα και την εφαρμογή του κύριου πεδίου εφαρμογής. Στο ευρωπαϊκό συγχρηματοδοτούμενο πρόγραμμα Poseidon Med II συμμετέχουν πέντε κομβικοί λιμένες (Πειραιάς, Πάτρα, Ηγουμενίτσα, Ηράκλειο, Λεμεσός) και ο τερματικός σταθμός LNG στη Ρεβυθούσα. Σε ό,τι αφορά τους λιμένες, στα πλαίσια του προγράμματος διερευνάται η ανάπτυξη των απαραίτητων υποδομών μικρής κλίμακας για την αποθήκευση και τη διανομή του LNG, στους πέντε προαναφερθέντες λιμένες, μέσω της εκπόνησης του συνόλου των εξειδικευμένων μελετών ασφάλειας και περιβαλλοντικών επιπτώσεων και την επικαιροποίηση των Γενικών Προγραμματικών Σχεδίων (Masterplans) των λιμένων, ανοίγοντας ουσιαστικά το δρόμο για την υλοποίησή τους.

Στο πρόγραμμα εντάσσεται ακόμη, ο Τερματικός Σταθμός LNG στη Ρεβυθούσα, ο οποίος έχει καθοριστικό ρόλο στην εφοδιαστική αλυσίδα του LNG. Ο σχεδιασμός περιλαμβάνει ένα νέο σταθμό φόρτωσης βυτιοφόρων LNG καθώς και νέο προβλήτα LNG μικρής κλίμακας, με δυνατότητα εξυπηρέτησης πλοίων χωρητικότητας από 1.000 m<sup>3</sup> έως 20.000 m<sup>3</sup>. Ο τελευταίος προορίζεται για φόρτωση πλοίων μεταφοράς και διανομής (feeder vessels), καθώς και πλοίων ανεφοδιασμού LNG (bunkering vessels), με στόχο τον ανεφοδιασμό πλοίων στον λιμένα του Πειραιά, αλλά και την τροφοδοσία σταθμών αποθήκευσης και διανομής άλλων λιμένων της Ελλάδας και του εξωτερικού. Μέσω του προγράμματος Poseidon Med II έχουν προετοιμαστεί μια σειρά τεχνικό-οικονομικών μελετών σε υπάρχοντα και νεότευκτα πλοία

με στόχο τη χρήση LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο. Συγκεκριμένα, έχει ολοκληρώσει τις μελέτες μετασκευής πέντε πλοίων για χρήση LNG (2 RO/PAX Ferries, 1 RO/RO Oil Tanker, 1 High – Speed Ferry και 1 Catamaran) και πραγματοποιεί αντίστοιχες για άλλα πέντε (1 RO/PAX Ferry, 1 Cruise Ferry, 1 Car Carrier, 1 Bulk Carrier, 1 Utility/Tug Boat).

Ταυτόχρονα, έχουν ολοκληρωθεί οι μελέτες για δύο νέα επιβατηγά πλοία κινούμενων με LNG, μεταξύ των οποίων ένα υπερσύγχρονο επιβατηγό – οχηματαγωγό πλοίο έως και 1.400 επιβατών, καθώς και για δύο πλοία μεταφοράς και διανομής LNG (LNG feeder vessels). Όλες οι μελέτες έχουν λάβει έγκριση από νηογνώμονα. Υπό την αιγίδα του Poseidon Med II, προετοιμάστηκε το νομοθετικό πλαίσιο για τον ασφαλή ανεφοδιασμό πλοίων με LNG και ολοκληρώθηκε με τη θέσπιση ειδικού Προεδρικού Διατάγματος για την Ελλάδα υπ. Αριθ 64/2019, το οποίο δημοσιεύθηκε στην Εφημερίδα της Κυβέρνησης (ΦΕΚ 103/Α/20-6-2019). Το Poseidon Med II στοχεύει να συμβάλει στη μείωση των αρνητικών επιπτώσεων της τροφοδοσίας με μαζούτ και να διευκολύνει την εφαρμογή των απαιτήσεων των οδηγιών της ΕΕ σχετικά με εναλλακτικά καύσιμα, για ένα βιώσιμο μέλλον στη ναυτιλιακή βιομηχανία [20].

Οι ειδικοί στόχοι του έργου είναι [20]:

- να διευκολύνει την υιοθέτηση του κανονιστικού πλαισίου για την αποθήκευση LNG,
- να σχεδιάσει την επέκταση του τερματικού ΥΦΑ Ρεβυθούσα,
- να οδηγήσει στο σχεδιασμό και την κατασκευή πλοίων μεταφοράς και διανομής με καύσιμο LNG,
- να εφαρμόσει τεχνικά σχέδια και να εγκρίνει σχέδια για την ανακαίνιση/ανακατασκευή πλοίων με καύσιμο LNG καθώς και για πρόσθετες υποδομές λιμένων για διευκόλυνση εργασιών ανεφοδιασμού,
- να εξετάσει πιθανές συνέργειες με άλλες χρήσεις LNG,
- να αναπτύξει ένα βιώσιμο μοτίβο συναλλαγών και τιμολόγησης ΥΦΑ,
- να συμβάλλει στην ανάπτυξη χρηματοδοτικών μέσων για την υποστήριξη των λιμενικών και εγκαταστάσεων σκαφών,
- να αναπτύξει συνέργειες με άλλους τομείς (κυρίως ενέργεια) που θα δημιουργήσουν οικονομίες κλίμακας στη χρήση του ΥΦΑ.

**Πίνακας 9: Γενικά στοιχεία Poseidon Med II**

Συντονιστής	ΔΕΠΑ
Προϋπολογισμός	53.279.405
Συγχρηματοδότηση από ΕΕ- «Συνδέοντας την Ευρώπη»	26.639.702.5 (50%)
Συμμετέχουσες χώρες	Ελλάδα – Κύπρος – Ιταλία
Λιμένες	Πειραιάς, Ηράκλειο, Πάτρα, Ηγουμενίτσα, Λεμεσός, Βενετία και Σταθμός ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα
Διάρκεια	Ιούνιος 2015- Δεκέμβριος 2021
Εταίροι	26

Πηγή: Poseidon Med

## 4. Νομοθετικό Πλαίσιο για το ΦΑ και τις επέκτασης Δικτύων ΦΑ στην Ελλάδα

### 4.1 Διεθνείς Κανονισμοί και Πλαίσια

Η νομοθεσία και οι διεθνείς κανονισμοί, ιδιαίτερα αυτοί που αφορούν την ασφαλή επικοινωνία και συνεργασία στον τομέα της ναυσιπλοΐας σχετικά με τη μεταφορά του LNG και το LNG γενικά, δεν έχει αναπτυχθεί σε διεθνές επίπεδο, αλλά βρίσκεται στο στάδιο σχεδιασμού από διεθνείς οργανισμούς, όπως ο Διεθνής Οργανισμός Ναυσιπλοΐας (IMO), ο Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης (ISO), ο Εθνικός οργανισμός Πυροπροστασίας των ΗΠΑ (NFPA) και ο Οργανισμός SIGTTO (Society of International Gas Tanker Terminal Operators).

Ο Πίνακας 10 παρουσιάζει τους κυριότερους διεθνείς κανονισμούς σχετικά με τη μεταφορά και τον ανεφοδιασμό του LNG.

**Πίνακας 10: Διεθνείς κανονισμοί για την μεταφορά και ανεφοδιασμό του LNG**

Οργανισμός	Standard	Αφορά
IMO	IGC Code	Κανονισμοί ασφαλούς μεταφοράς LNG/ΥΦΑ
IMO	Recommendations on the safe transport of dangerous cargoes and related activities in port areas	Ασφαλής μεταφορά φορτίου σε λιμάνια
NFPA	59A	Αποθήκευση και παραγωγή LNG
NFPA	52	Προστασία από πυρκαγιά
ISO	TS 18683/2015	Σκάφη ανεφοδιασμού με LNG
ISO	10976	Ποσότητα φορτίου LNG
ISO	CD 16903	Ιδιότητες και υλικά LNG
SIGTTO	Gas carrier manifold guidelines	Κατευθυντήριες γραμμές για LNG και LPG και σχεδιασμός θέσης εγκαταστάσεων σε νέες προβλήτες για φόρτωση /εκφόρτωση

## 4.2 Ευρωπαϊκό Πλαίσιο

Η ΕΕ έχει θεσπίσει κανονισμούς για την ομαλή διαχείριση του ΥΦΑ που παρουσιάζονται στον Πίνακα 11.

**Πίνακας 11: Ευρωπαϊκοί κανονισμοί για τη διαχείριση του LNG**

Κανονισμοί	Αφορά
EN1473:2007	Σχεδιασμός τερματικού LNG στη ξηρά
EN1474 part 1	Βραχίονες μεταφοράς LNG
EN1474 part 2	Σωλήνες μεταφοράς LNG
EN1474 part 3	Συστήματα μεταφοράς εκτός ξηράς
SEVESO III (2012/18/EU)	Προστασία από ατυχήματα στη ξηρά
ADN	Διεθνής μεταφορά επικίνδυνων εμπορευμάτων στις εσωτερικές πλωτές διόδους

## 4.3 Ελληνική Νομοθεσία για προμήθεια και διανομή ΦΑ στη χώρα

Η εισαγωγή και εμπορία (προμήθεια), μεταφορά και διανομή του ΦΑ στην Ελλάδα ρυθμίστηκε αρχικά με τον **N. 2364/1995 (ΦΕΚ Α' 252/6.12.1995) [21]**.

Στη συνέχεια, σε συμμόρφωση με τις υποχρεώσεις περί απελευθέρωσης της αγοράς ΦΑ που επέβαλλε το 2ο Ενεργειακό Πακέτο της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με τους κοινούς κανόνες στην εσωτερική αγορά αερίου (Οδηγία 2003/55/ΕΚ και Ε.Κ. 1775/2005) εκδόθηκε ο **N. 3428/2005 (ΦΕΚ Α' 313/27.12.2005)** περί Απελευθέρωσης της Αγοράς ΦΑ, με τον οποίο ενσωματώθηκαν στο εθνικό δίκαιο οι προβλέψεις ανωτέρω Ευρωπαϊκών Οδηγιών και Κανονισμών.

Σε συνέχεια της έκδοσης του 3ου ενεργειακού Πακέτου και για τον σκοπό εναρμόνισης με τις προβλέψεις αυτού (ειδικότερα την Οδηγία 2009/73/ΕΚ και τους Κανονισμούς (Ε.Κ.) 713/2009 και 715/2009), με στόχο την περαιτέρω ομαλή ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ΦΑ και της δημιουργίας ίσων όρων πρόσβασης για όλες τις επιχειρήσεις ΦΑ που δραστηριοποιούνται εντός της Ε.Ε., εκδόθηκε ο νέος ενεργειακός νόμος **N. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.8.2011)** για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και ΦΑ, ο οποίος αντικατέστησε τον Ν. 3428/2005.

Με τους **N. 4336/2015 (ΦΕΚ Α' 94/14.8.2015)**, **N. 4337/2015 (ΦΕΚ Α' 129/17.10.2015)**, καθώς και τον **N. 4414/2016 (ΦΕΚ Α' 149/09.08.2016)**, το άρθρο 55 του **N. 4423/2016 (ΦΕΚ Α' 182/27.09.2016)** και το άρθρο 15 του **N. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016)**, τροποποιήθηκε ο Ν. 4001/2011 με σκοπό την περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ΦΑ στην Ελλάδα, δια της αναμόρφωσης του πλαισίου διανομής ΦΑ μέσω της υποχρέωσης των Κάθετα Ολοκληρωμένων Εταιρειών ΦΑ για νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των δραστηριοτήτων Διαχείρισης Δικτύων Διανομής από τις δραστηριότητες προμήθειας ΦΑ, καθώς και της διεύρυνσης του ορισμού του «Επιλέγοντος» Πελάτη. Οι νέες

ως άνω διατάξεις περιέχουν, επίσης, λεπτομερείς προβλέψεις σχετικά με την πραγματοποίηση του εν λόγω νομικού και λειτουργικού διαχωρισμού.

Με την **υπ' αριθ. 643/2018 Απόφαση ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 3334/10.08.2018)** εγκρίθηκε το Πλαίσιο Ανάπτυξης Απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής με Χρήση Συμπιεσμένου/ Υγροποιημένου ΦΑ, στο οποίο προβλέπεται η δυνατότητα των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής να αναπτύσσουν εικονικούς αγωγούς CNG/LNG και περιγράφονται οι λεπτομέρειες για την τροφοδοσία με φυσικό αέριο των Χρηστών που βρίσκονται σε απομακρυσμένα Δίκτυα Διανομής.

Σε εφαρμογή της εν λόγω Απόφασης, εκδόθηκε η **υπ' αριθ. 821/2018 Απόφαση ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 4298/27.09.2018)** με τον καθορισμό της μέγιστης τιμής ανά kWh για την υπηρεσία του Εικονικού Αγωγού Συμπιεσμένου ΦΑ για το έτος 2018 η οποία τροποποιήθηκε με την **υπ' αρ. 442/2019 Απόφαση ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 2972/19.07.2019)** και η οποία με τη σειρά της τροποποιήθηκε με την υπ' αρ. 1427/2020 Απόφαση ΡΑΕ (**ΦΕΚ Β' 4920/09.11.2020**).

Με την **υπ' αριθ. 633/2021 Απόφαση ΡΑΕ (ΦΕΚ Β' 4271/16.09.2021)** τροποποιήθηκε η υπ' αριθμ 643/2018 Απόφαση της ΡΑΕ και το ρυθμιστικό πλαίσιο που αφορά στην πρόσβαση των Χρηστών στα Απομακρυσμένα Δίκτυα Διανομής, ενώ παράλληλα διευρύνθηκε η έννοια του Εικονικού Αγωγού ώστε να συμπεριλάβει πρόσθετες περιπτώσεις τροφοδότησης Απομακρυσμένου Δικτύου Διανομής.

Επιπλέον, με την εν λόγω Απόφαση τροποποιήθηκαν οι διατάξεις της περ. ιε της παρ. 2 του άρθρου 12 του Κώδικα Διαχείρισης Δικτύων Διανομής (ΦΕΚ Β' 1507/02.05.2018) προκειμένου να συμπληρωθεί σχετικά το ρυθμιστικό πλαίσιο.

Τέλος, με την **Υ.Α. Αρ. ΔΥδρογ/Δ/οικ. 174720 (ΦΕΚ Β' 1809/21.05.2018)** εγκρίθηκε ο Τεχνικός Κανονισμός Εγκαταστάσεων Αποσυμπίεσης Πεπιεσμένου ΦΑ και Βοηθητικών Διατάξεων που καθορίζει τις απαιτήσεις σχετικά με το σχεδιασμό, την κατασκευή, τη δοκιμή, τη θέση σε λειτουργία, τη λειτουργία, τη συντήρηση, την εκμετάλλευση και την πυροπροστασία των εγκαταστάσεων αποσυμπίεσης CNG [\[21\]](#).

## 5. Δυνατότητες Επέκτασης Δικτύων ΦΑ σε Δυτική Ελλάδα και Ήπειρο

### 5.1 Επέκταση σε Δυτική Ελλάδα

Το έργο αφορά στην κατασκευή νέου δικτύου διανομής ΦΑ στην Περιφέρεια της Δυτικής Ελλάδας και συγκεκριμένα στις περιφερειακές ενότητες Αχαΐας, Ηλείας και Αιτωλοακαρνανίας. Το δίκτυο διανομής που θα αναπτυχθεί θα καλύψει τρεις κεντρικούς Δήμους των παραπάνω αναφερόμενων νομών: Πατρών του νομού Αχαΐας, Πύργου του νομού Ηλείας και Αγρινίου του νομού Αιτωλοακαρνανίας. Το έργο αποσκοπεί στην διείσδυση του ΦΑ σε εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές, καθώς και στην απόκτηση σημαντικού μεριδίου της αγοράς των οικιακών καταναλωτών [22].

Για την επίτευξη αυτού του στόχου προβλέπεται η κατασκευή δικτύου μέσης και χαμηλής πίεσης μήκους περίπου 208 χλμ. και 1 σταθμός Μέτρησης και Ρύθμισης Πίεσης (M/P) για την τροφοδότηση της πόλης της Πάτρας. Η τροφοδότηση των δικτύων διανομής θα πραγματοποιηθεί με ΥΦΑ το οποίο θα παραλαμβάνεται από τις εγκαταστάσεις του ΔΕΣΦΑ στην περιοχή της Ρεβυθούσας και θα μεταφέρεται με βυτιοφόρα-φορτηγά σε δεξαμενές που θα εγκατασταθούν στις παρυφές των πόλεων. Στην συνέχεια θα κατασκευαστεί από την ΔΕΔΑ το δίκτυο Μέσης Πίεσης για την πόλη της Πάτρας το οποίο θα μεταφέρει το ΦΑ από την περιοχή της ΒΙΠΕ που εγκατασταθούν οι δεξαμενές στην πόλη. Στις πόλεις του Αγρινίου και του Πύργου, η τροφοδότηση των δικτύων του αστικού ιστού θα γίνεται απευθείας από την έξοδο των δεξαμενών. Σε όλες τις περιπτώσεις μεταξύ των δεξαμενών και των δικτύων θα παρεμβάλλονται οι μονάδες αεριοποίησης οι οποίες θα μετατρέπουν το ΦΑ από την υγρή μορφή που είναι αποθηκευμένο σε αέρια μορφή.

Στις πόλεις αυτές θα αναπτυχθούν «δένδρα» δικτύων ΦΑ με σκοπό να καλυφθεί μέρος του αστικού ιστού της κάθε πόλης. Για την προτεραιοποίηση στην κατασκευή των «δένδρων» θα ληφθούν υπόψη οι δυνητικές καταναλώσεις που περιλαμβάνονται σε κάθε δένδρο και οι εκδηλώσεις ενδιαφέροντος των καταναλωτών όλων των κατηγοριών για την σύνδεση των εγκαταστάσεων τους στο δίκτυο διανομής ΦΑ. Στόχος είναι με την εξέλιξη κατασκευής των δικτύων διανομής ΦΑ να συνδέονται ταυτόχρονα καταναλωτές, δίνοντας έμφαση στην σύνδεση των Δημόσιων κτιριακών εγκαταστάσεων, όπως Νοσοκομείων και μονάδων υγείας, σχολείων και λοιπών εγκαταστάσεων.

Για την ανάπτυξη των δικτύων διανομής εκτός των απαραίτητων κατασκευαστικών συμβάσεων θα συναφθούν συμβάσεις για την προμήθεια των απαραίτητων υλικών και για την επίβλεψη και επιθεώρηση των έργων

Επίσης το έργο θα τύχει Αρχαιολογικής επίβλεψης σε σημεία και περιοχές που θα υποδείξει η κατά τόπους Εφορεία Αρχαιοτήτων.

Το έργο συγχρηματοδοτείται από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ) με προϋπολογισμό 21.327.723,11 ευρώ.

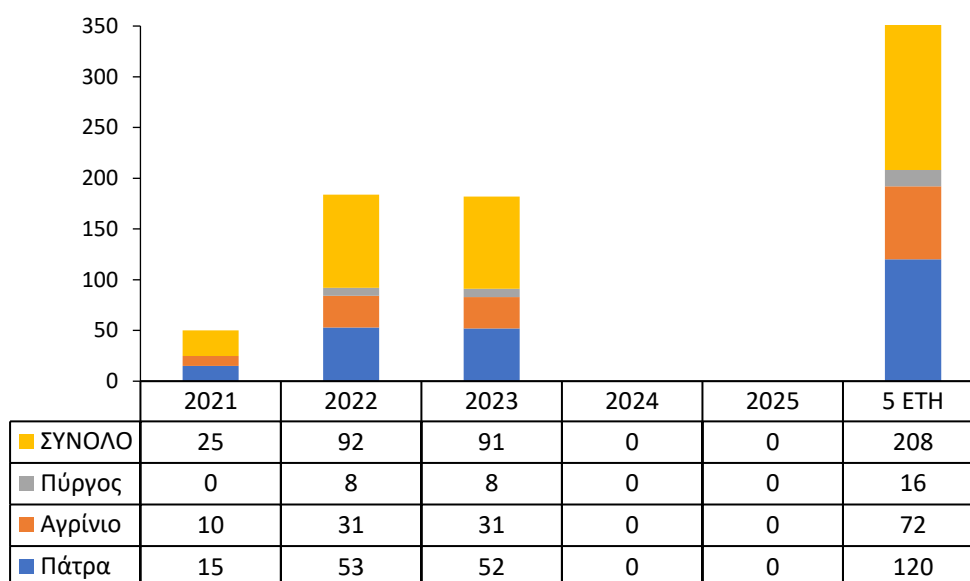
Οι εργασίες θα ξεκινήσουν εντός του 2021, ενώ ο χρονικός ορίζοντας ολοκλήρωσης των εργασιών είναι το 2023 [22].

Σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης της ΔΕΔΑ 2021-2025 [23], οι προβλεπόμενες ημερομηνίες έναρξης των έργων σε κάθε πόλη είναι:

- Πάτρα: Σεπτέμβριος 2021
- Αγρίνιο: Σεπτέμβριος 2021
- Πύργος: Μάρτιος 2022

Το μήκος του νέου Δικτύου Διανομής (σε χιλιόμετρα) το οποίο πρόκειται να αναπτυχθεί στις ανωτέρω περιοχές την εν λόγω περίοδο, αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 4 [23]:

**Διάγραμμα 4: Προβλεπόμενο μήκος Δικτύου Διανομής χαμηλής πίεσης στη Δυτική Ελλάδα (χλμ)**



Πηγή: ΔΕΔΑ

Στα δίκτυα αυτά, εκτιμάται ότι θα συνδεθούν 10.318 οικιακοί, 568 εμπορικοί και 23 βιομηχανικοί νέοι τελικοί πελάτες (Πίνακας 12, Διάγραμμα 5).

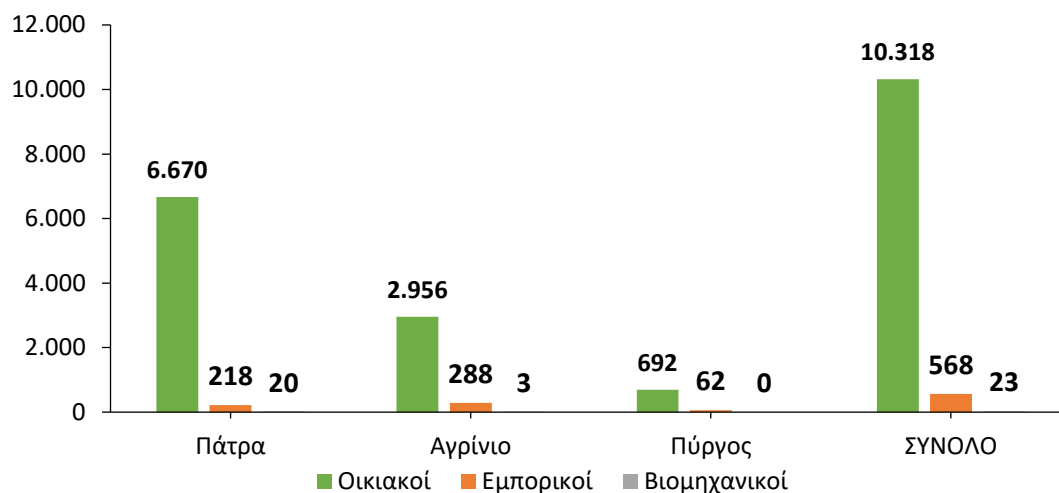
**Πίνακας 12: Αριθμός συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Πάτρα	50	5	0	2.514	65	9	2.251	69	11	932	39	0	923	40	0
Αγρίνιο	30	5	0	960	84	1	978	88	2	856	55	0	132	56	0
Πύργος	0	0	0	267	18	0	258	20	0	82	13	0	85	11	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>80</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>3.741</b>	<b>167</b>	<b>10</b>	<b>3.487</b>	<b>177</b>	<b>13</b>	<b>1.870</b>	<b>107</b>	<b>0</b>	<b>1.140</b>	<b>107</b>	<b>0</b>

Πηγή: ΔΕΔΑ



**Διάγραμμα 5: Προβλεπόμενος αριθμός συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025**



Πηγή: ΔΕΔΑ

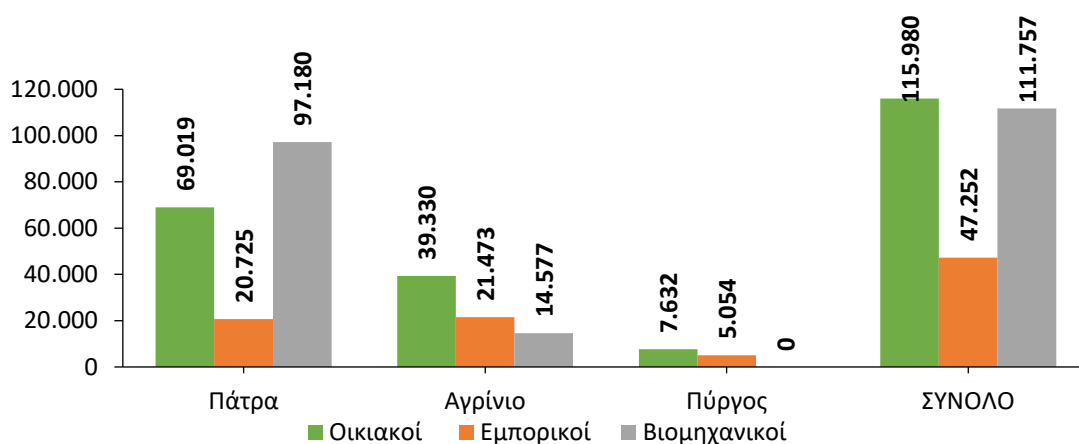
Η προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ σε περίοδο 5 ετών ανέρχεται συνολικά σε 274.989 MWh, για όλων των ειδών τους καταναλωτές (Πίνακας 13, Διάγραμμα 6).

**Πίνακας 13: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος (MWh)**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Πάτρα	120	90	0	8.848	2.456	13.119	27.784	7.536	46.646	21.447	6.570	37.414	10.820	4.073	0
Αγρίνιο	72	90	0	4.267	2.501	1.458	13.569	7.707	6.317	12.756	6.892	6.803	8.666	4.284	0
Πύργος	0	0	0	977	416	0	3.230	1.743	0	2.491	2.072	0	934	823	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>192</b>	<b>180</b>	<b>0</b>	<b>14.093</b>	<b>5.373</b>	<b>14.577</b>	<b>44.582</b>	<b>16.986</b>	<b>52.963</b>	<b>36.694</b>	<b>15.534</b>	<b>44.217</b>	<b>20.420</b>	<b>9.179</b>	<b>0</b>

Πηγή: ΔΕΔΑ

**Διάγραμμα 6: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025 (MWh)**



Πηγή: ΔΕΔΑ

Το συνολικό προβλεπόμενο κόστος εγκατάστασης ανέρχεται σε 28.581.892 € και αναλύεται στους Πίνακες 14, 15 και στο Διάγραμμα 7.

**Πίνακας 14: Κόστος Δικτύων Χαμηλής Πίεσης στη Δυτική Ελλάδα (€)**

	2021	2022	2023	2024	2025	5 ΕΤΗ
Πάτρα	1.031.547	3.699.471	3.684.115	0	0	8.415.133
Αγρίνιο	687.698	2.163.842	2.196.299	0	0	5.047.839
Πύργος	0	558.411	566.787	0	0	1.125.198
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.719.245</b>	<b>6.421.724</b>	<b>6.447.201</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14.588.170</b>

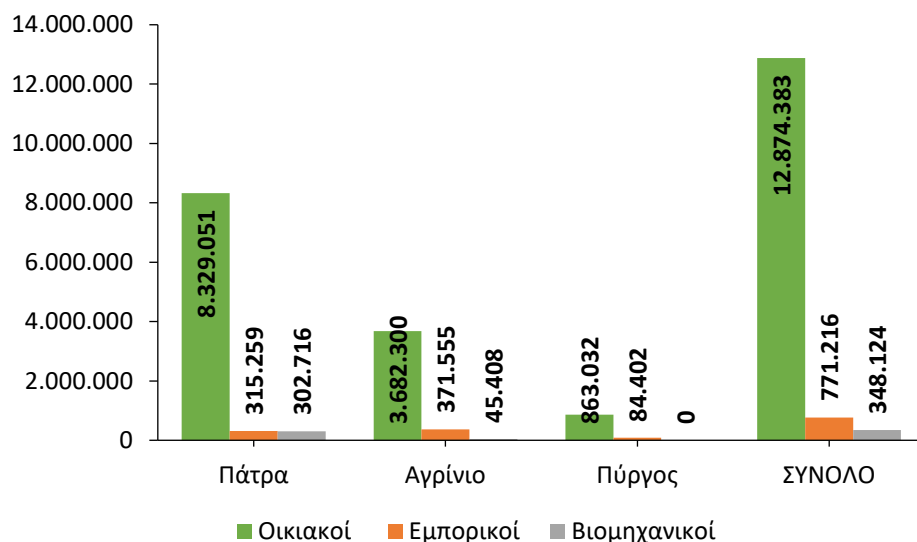
Πηγή: ΔΕΔΑ

**Πίνακας 15: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα ανά έτος (€)**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Πάτρα	60.798	5.939	0	3.091.767	94.607	136.222	2.809.320	100.286	166.494	1.180.433	56.162	0	1.186.734	58.265	0
Αγρίνιο	36.479	5.939	0	1.177.033	107.514	15.136	1.217.849	114.021	30.272	1.082.322	71.527	0	168.617	72.554	0
Πύργος	0	0	0	328.069	24.824	0	321.745	28.278	0	103.909	17.433	0	109.309	13.867	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>97.277</b>	<b>11.877</b>	<b>0</b>	<b>4.596.869</b>	<b>226.945</b>	<b>151.358</b>	<b>4.348.914</b>	<b>242.585</b>	<b>196.766</b>	<b>2.366.664</b>	<b>145.123</b>	<b>0</b>	<b>1.464.660</b>	<b>144.686</b>	<b>0</b>

Πηγή: ΔΕΔΑ

**Διάγραμμα 7: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα συνολικά την πενταετία 2021-2025 (€)**



Πηγή: ΔΕΔΑ

## 5.2 Επέκταση σε Ήπειρο

Στο νέο δεκαετές πλάνο ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος ΦΑ 2022-2031 [24] αναμένεται να περιληφθεί και ένα νέο έργο που αφορά στην έλευση του ΦΑ στην Ήπειρο.

Πιο συγκεκριμένα ο ΔΕΣΦΑ εξετάζει δύο εναλλακτικές επιλογές προκειμένου να αναπτυχθεί δίκτυο ΦΑ στην περιοχή. Η πρώτη αφορά στην κατασκευή αγωγού υψηλής πίεσης από τη Δυτική Μακεδονία προς την Ήπειρο.

Ο εν λόγω αγωγός προβλέπεται να έχει μήκος 220 χιλιόμετρα και θα ξεκινά από την Πτολεμαΐδα, προκειμένου να καταλήξει στα Ιωάννινα.

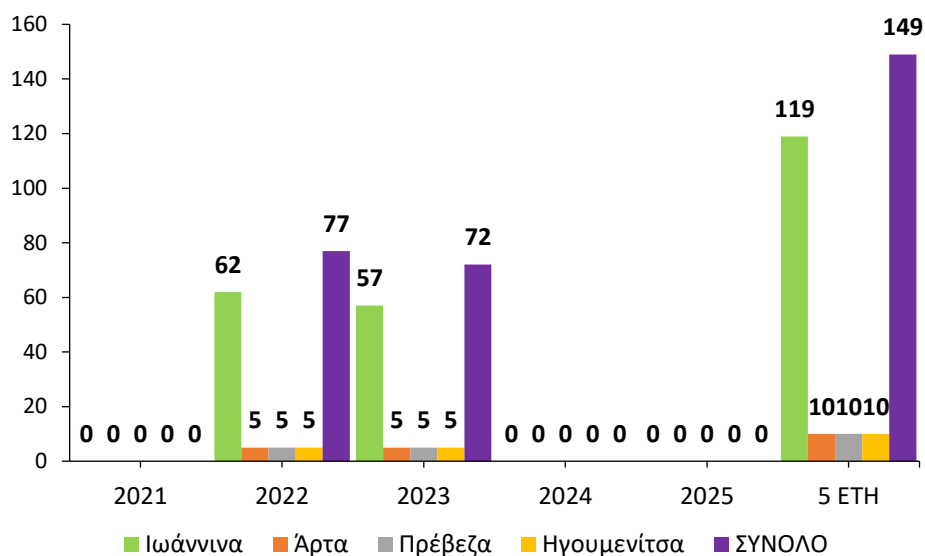
Η δεύτερη εναλλακτική επιλογή αφορά στην κατασκευή σταθμού επαναεριοποίησης στο λιμάνι της Ηγουμενίτσας, όπου και θα φτάνουν ειδικά πλοία που θα μεταφέρουν υγροποιημένο φυσικό αέριο LNG από το σταθμό της Ρεβυθούσας.

Από την Ηγουμενίτσα, στη συνέχεια προβλέπεται η κατασκευή αγωγού μήκους 50 χιλιομέτρων προκειμένου να φτάσει το φυσικό αέριο στα Ιωάννινα.

Σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης της ΔΕΔΑ 2021-2025 [23], οι προβλεπόμενες ημερομηνίες έναρξης των έργων για τις πόλεις των Ιωαννίνων, Άρτας, Πρέβεζας, Ηγουμενίτσας είναι ο Φεβρουάριος του 2022.

Το μήκος του νέου Δικτύου Διανομής (σε χιλιόμετρα) το οποίο πρόκειται να αναπτυχθεί στις ανωτέρω περιοχές την εν λόγω περίοδο, αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 8:

**Διάγραμμα 8: Προβλεπόμενο μήκος Δικτύου Διανομής χαμηλής πίεσης στην Ήπειρο (χλμ)**



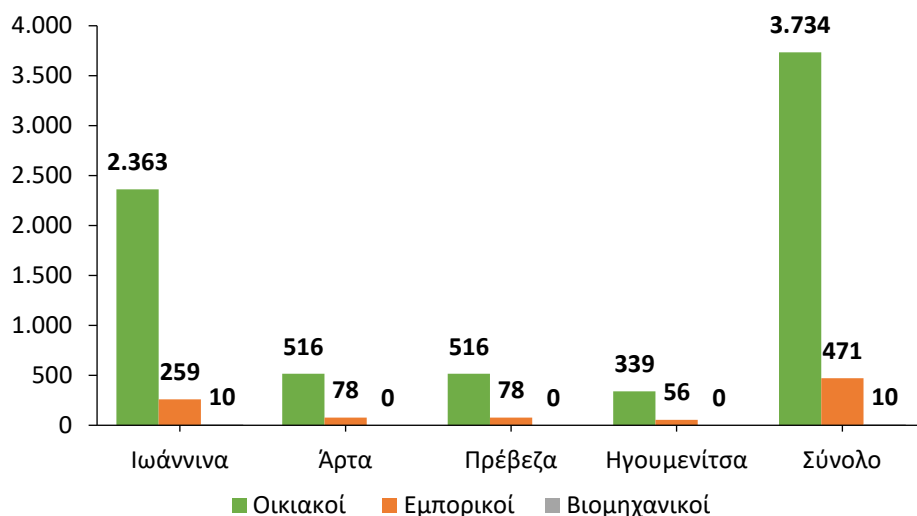
Πηγή: ΔΕΔΑ

**Πίνακας 16: Αριθμός συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Ιωάννινα	0	0	0	765	78	4	720	74	6	446	51	0	432	56	0
Άρτα	0	0	0	82	16	0	85	17	0	177	22	0	172	23	0
Πρέβεζα	0	0	0	82	16	0	85	17	0	177	22	0	172	23	0
Ηγουμενίτσα	0	0	0	82	16	0	85	17	0	87	11	0	85	12	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1011</b>	<b>126</b>	<b>4</b>	<b>975</b>	<b>125</b>	<b>6</b>	<b>887</b>	<b>106</b>	<b>0</b>	<b>861</b>	<b>114</b>	<b>0</b>

Στα δίκτυα αυτά, εκτιμάται ότι θα συνδεθούν 3.734 οικιακοί, 471 εμπορικοί και 10 βιομηχανικοί νέοι τελικοί πελάτες στο τέλος της πενταετίας 2021-2025.

**Διάγραμμα 9: Προβλεπόμενος αριθμός συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την περίοδο 2021-2025**



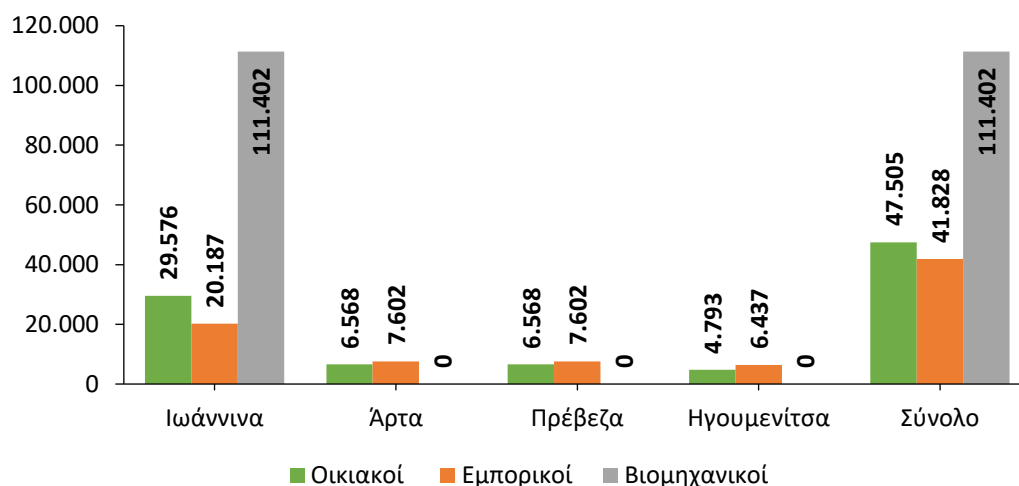
Πηγή: ΔΕΔΑ

**Πίνακας 17: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος (MWh)**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Ιωάννινα	0	0	0	4.302	2.938	17.824	10.494	7.250	53.473	8.575	5.720	40.105	6.204	4.278	0
Άρτα	0	0	0	591	1.038	0	1.551	2.618	0	1.985	2.258	0	2.441	1.688	0
Πρέβεζα	0	0	0	591	1.038	0	1.551	2.618	0	1.985	2.258	0	2.441	1.688	0
Ηγουμενίτσα	0	0	0	591	1.038	0	1.551	2.618	0	1.472	1.925	0	1.179	856	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.074</b>	<b>6.051</b>	<b>17.824</b>	<b>15.147</b>	<b>15.104</b>	<b>53.473</b>	<b>14.018</b>	<b>12.162</b>	<b>40.105</b>	<b>12.265</b>	<b>8.510</b>	<b>0</b>

Πηγή: ΔΕΔΑ

**Διάγραμμα 10: Προβλεπόμενη κατανάλωση ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την πενταετία 2021-2025 (MWh)**



Πηγή: ΔΕΔΑ

Το συνολικό προβλεπόμενο κόστος εγκατάστασης ανέρχεται σε 15.924.193 € και αναλύεται ως ακολούθως:

**Πίνακας 18: Κόστος χαμηλής πίεσης στην Ήπειρο (€)**

	2021	2022	2023	2024	2025	5 ΕΤΗ
Ιωάννινα	0	4.327.683	4.038.357	0	0	8.366.040
Άρτα	0	349.007	354.242	0	0	703.249
Πρέβεζα	0	349.007	354.242	0	0	703.249
Ηγουμενίτσα	0	349.007	354.242	0	0	703.249
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>0</b>	<b>5.374.703</b>	<b>5.101.082</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.475.786</b>

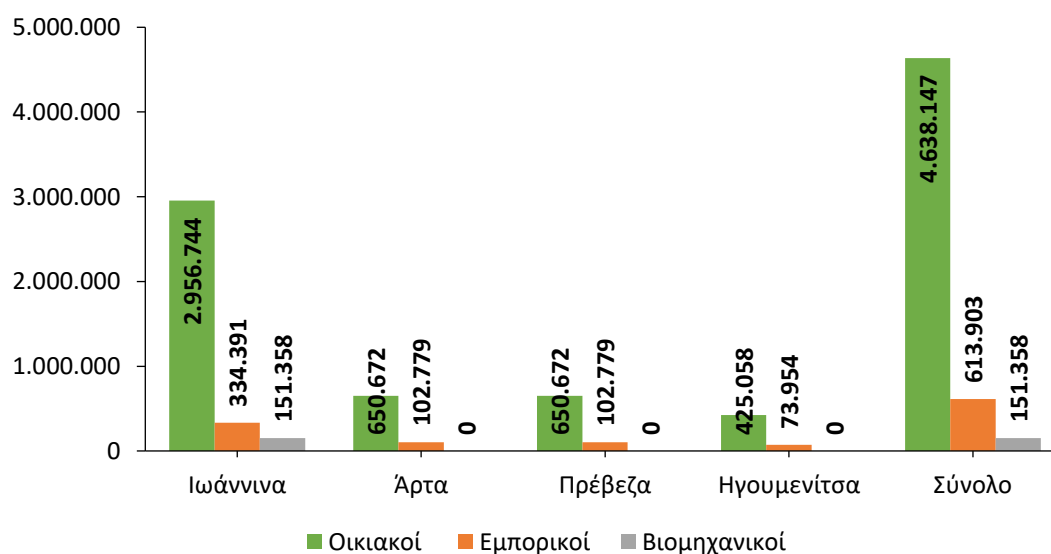
Πηγή: ΔΕΔΑ

**Πίνακας 19: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο ανά έτος (€)**

	2021			2022			2023			2024			2025		
	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.	Οικιακ.	Εμπορ.	Βιομηχ.
Ιωάννινα	0	0	0	939.718	99.656	60.543	897.733	96.256	90.815	564.402	65.272	0	554.890	73.207	0
Άρτα	0	0	0	100.316	21.163	0	105.375	22.704	0	224.022	28.611	0	220.960	30.301	0
Πρέβεζα	0	0	0	100.316	21.163	0	105.375	22.704	0	224.022	28.611	0	220.960	30.301	0
Ηγουμενίτσα	0	0	0	100.316	21.163	0	105.375	22.704	0	110.148	14.305	0	109.219	15.781	0
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.240.665</b>	<b>163.145</b>	<b>60.543</b>	<b>1.213.858</b>	<b>164.369</b>	<b>90.815</b>	<b>1.122.595</b>	<b>136.799</b>	<b>0</b>	<b>1.106.029</b>	<b>149.589</b>	<b>0</b>

Πηγή: ΔΕΔΑ

**Διάγραμμα 11: Προβλεπόμενο κόστος συνδέσεων ΦΑ στην Ήπειρο συνολικά την πενταετία 2021-2025 (€)**



Πηγή: ΔΕΔΑ

## 6. Εικονικοί αγωγοί LNG (virtual LNG pipelines) για οικιακό, εμπορικό & βιομηχανικό τομέα, σε πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

### 6.1. Ανεφοδιασμός από Σταθμό Ανεφοδιασμού LNG σε βυτιοφόρα

Ο συγκεκριμένος τρόπος αποτελεί ιδανική λύση για την παράδοση, με υψηλούς ρυθμούς, μεγάλων ποσοτήτων αερίων καυσίμων, πράγμα που σημαίνει ότι ο ανεφοδιασμός μπορεί να πραγματοποιηθεί σε μικρό χρονικό διάστημα. Αποτελεί κατάλληλη λύση για βυτιοφόρα που πραγματοποιούν δρομολόγια, μικρής, σχετικά, χρονικής διάρκειας, με υψηλή συχνότητα και για σταθμούς αποθήκευσης με υψηλή συχνότητα παράδοσης ποσοτήτων όγκου LNG.

Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες μεταφοράς LNG με βυτιοφόρα:

- ✚ Ρυμουλκούμενα ή ημιρυμουλκούμενα κρυογενικά βυτία μεταφοράς LNG,
- ✚ Βυτία μεγέθους ISO container, που περιγράφονται στις παρακάτω ενότητες.

#### 6.1.1. Οχήματα μεταφοράς LNG - LNG trailers – στις πόλεις της Περιφ. Δ. Ελλάδας & Ηπείρου

Τα LNG trailers είναι μονωμένα σε κενό, κρυογενή ημι-ρυμουλκούμενα 2 ειδών οχήματα, σχεδιασμένα ειδικά για την μεταφορά υγροποιημένου ΦΑ, LNG, μέσω οδικών αρτηριών. Τα ρυμουλκούμενα, σε πλαίσια με τρεις άξονες, με συστήματα ανάρτησης αέρα και κρυογενικό συστήματα βαλβίδων, αποτελούνται από μια οριζόντια δεξαμενή, με μόνωση κενού, από ένα «εσωτερικό» δοχείο πίεσης και ένα δομικό πλαίσιο/εξωτερικό κάλυμμα δοχείου κενού. Το εξωτερικό τζάκετ είναι από ελαφρύ, λεπτόκοκκο άνθρακα και από ανοξείδωτο χάλυβα, ενώ το εσωτερικό δοχείο είναι δοχείο πίεσης 4,85 bar (70 psig), κατασκευασμένο από ανοξείδωτο ατσάλι ASME SA240 T-304. Χρησιμοποιείται και ανοξείδωτος χάλυβας σε στρατηγικά σημεία στο εξωτερικό μέρος για να βελτιώσει τη διάρκεια ζωής της δεξαμενής όπως πχ στη σέλα μεταφοράς και στα ανοίγματα ακροφυσίων. Οι πτυσσόμενες σωληνώσεις, που λειτουργούν ανάλογα με το ύψος της μέσης σύνδεσης των βυσμάτων πλήρωσης (πλήρωση/αποστράγγιση και επιστροφή ατμού) καθώς και τα όργανα ελέγχου βρίσκονται στο πίσω ερμάριο για εύκολη πρόσβαση και λειτουργία. Τα βυτία αποθήκευσης LNG έχουν βαλβίδες ESD στην είσοδο και σε αριθμό των εξόδων, ώστε να επιτρέπουν την αυτόματη απενεργοποίηση και την αυτόματη λειτουργία κατά τη φάση λειτουργίας αλλά και ασφάλειας. Τα κρυογενικά βυτία αποθήκευσης LNG είναι διαθέσιμα από 40 έως 80 Nm<sup>3</sup> με εύρος πίεσης λειτουργίας έως 4.85 bar (70 psig).



Η μελέτη αυτή βασίζεται σε trailer με χωρητικότητας 50m<sup>3</sup>, για τη μεταφορά LNG στη Δυτ. Ελλάδα και στην Ήπειρο, ενώ η Ευρωπαϊκή τάση είναι για trailers μεταφοράς LNG χωρητικότητας 80 m<sup>3</sup> (δες Σουηδία).



### 6.1.2. Οχήματα μεταφοράς LNG – LNG ISO box containers

Τα LNG ISO box containers βασικής χωρητικότητας 50 m<sup>3</sup> κατασκευάζονται σύμφωνα με τους Κώδικες (codes & regulation) της ASME, EN, CCS, ISO, IMDG, USDOT, ADR, RID, TIR, IMO και αποτελείται από βυτίο, εγκιβωτισμένο σε παραλληλόγραμμο χαλύβδινο πλαίσιο, που τοποθετείται στη πλατφόρμα του οχήματος, όπως δείχνει και η παράπλευρη φωτογραφία.



### 6.2. Έργα αναβάθμισης τερματικού σταθμού στη Ρεβυθούσα για φόρτωση βυτιοφόρων με LNG

Αναφορικά με τις εργασίες που πραγματοποιούνται στον Τερματικό Σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) στο νησί Ρεβυθούσα του Δήμου Σαλαμίνας, ο στόχος του νέου έργου είναι η εγκατάσταση, επί του τερματικού σταθμού, εξοπλισμού για τη φόρτωση βυτιοφόρων οχημάτων με ΥΦΑ, με μέγιστο ρυθμό φόρτωσης ΥΦΑ, 100 m<sup>3</sup> ΥΦΑ/h και μέγιστη ποσότητα φόρτωσης ΥΦΑ ανά βυτιοφόρο 50m<sup>3</sup>, συνολικής ισχύος 13,50kW.

Το νέο έργο περιλαμβάνει: σταθμό φόρτωσης, εξοπλισμό ζύγισης, κανάλια και φρεάτιο για την απορροή ενδεχόμενης διαρροής ΥΦΑ, προκατασκευασμένο οικίσκο για τον εξοπλισμό Η/Μ, χρωματογράφο και λοιπά έργα πολιτικού μηχανικού για τη διαμόρφωση πρανούς στην περιοχή που θα γίνει ο σταθμός φόρτωσης και τη διαμόρφωση της οδοποιίας στην περιοχή.

Στην παρούσα φάση θα κατασκευαστεί μια θέση φόρτωσης με πρόβλεψη για μελλοντική δεύτερη θέση.

### 6.3. Μεταφορά LNG από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα με πλοίο LNG (Virtual NG pipeline)

Η χωρητικότητα των πλοίων μεταφοράς LNG για τον ανεφοδιασμό πλοίων μπορεί να κυμαίνεται από 1.000 έως 10.000 m<sup>3</sup>, ανάλογα με την απόσταση της τοποθεσίας για την προμήθεια, την τοποθεσία για τον ανεφοδιασμό, το είδος των πελατών που εξυπηρετούνται και του συνολικού όγκου καυσίμων που διαχειρίζεται ο σταθμός ανεφοδιασμού. Για την περίπτωση εφοδιασμού των εγκαταστάσεων LNG στην Ηγουμενίτσα και στην Πάτρα θεωρείται πλοίο χωρητικότητας έως 3.000 m<sup>3</sup>.

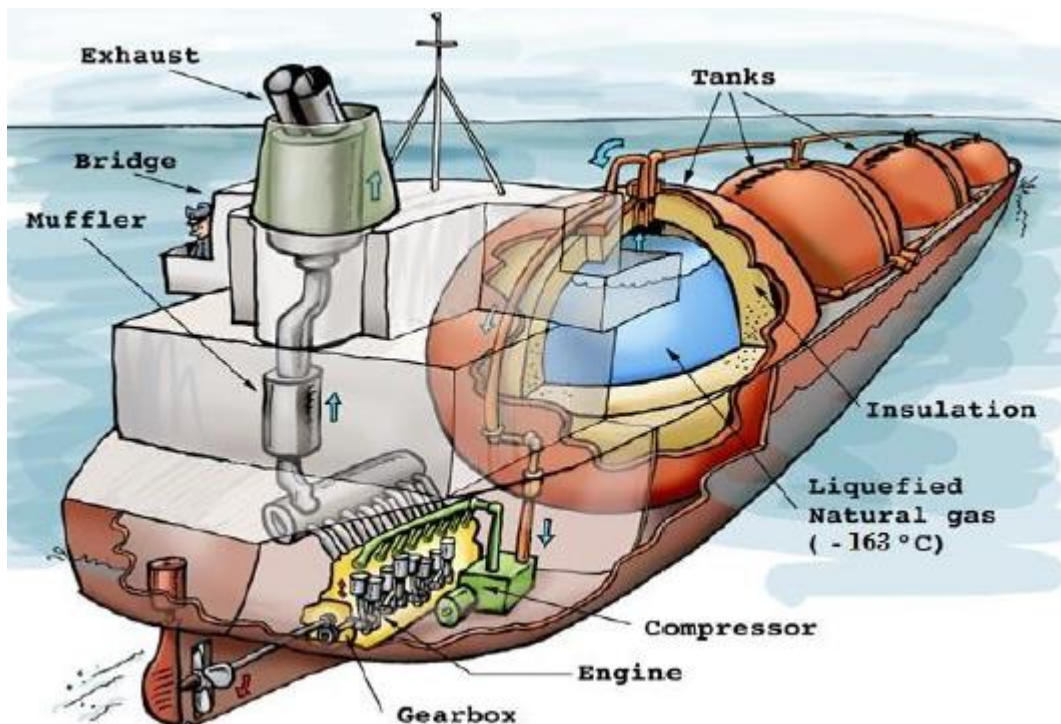
Τα μικρού και μεσαίου μεγέθους πλοία μεταφοράς LNG είναι απαραίτητα όταν απαιτείται περαιτέρω διανομή από τους τερματικούς σταθμούς εισαγωγής LNG σε ενδιάμεσους σταθμούς συμπεριλαμβανομένων των πλωτών σταθμών (πλοία/burges-μπάριζες).

Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες που διακρίνονται τα πλοία μεταφοράς LNG:

- ✚ LNG bunker vessels, (δες σχήμα)
- ✚ LNG feeder vessels, που κύριο σκοπό έχουν την περιφερειακή διανομή του ναυτιλιακού καυσίμου LNG, από τους μεγάλους τερματικούς σταθμούς εισαγωγής προς τους ενδιάμεσους σταθμούς κατά μήκος της ακτογραμμής καθώς και η δυνατότητα ανεφοδιασμού μεγάλων πλοίων που έχουν ανάγκη από μεγάλες ποσότητες LNG. Τυπική χωρητικότητα μεταφοράς φορτίου για ένα τέτοιο πλοίο τροφοδοσίας LNG είναι 7.000 έως 20.000 m<sup>3</sup>.

Το κύριο καύσιμο των πλοίων αυτών είναι το LNG, χρησιμοποιώντας τους ατμούς του LNG από τις δεξαμενές αποθήκευσης, αλλά διαθέτει μηχανή διπλού καυσίμου, ώστε να αυξηθεί η εφεδρική πρόωση του πλοίου.

Επίσης, το LNG μπορεί να μεταφερθεί με μπάριζες.



### 6.3.1 Φορτηγίδα για μεταφορά LNG, με ISO box containers, από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα

Τα LNG bunker vessels, σε σύγκριση με τα LNG feeder vessels, είναι μικρότερα και πιο ευέλικτα για κινήσεις εντός των λιμένων. Η πρόωση πραγματοποιείται βασικά από δύο προωθητήρες, ώστε να εξασφαλιστεί ικανότητα ελιγμών και η απαιτούμενη εφεδρεία.

Η μεταφορική ικανότητα των “LNG bunker vessels” κυμαίνεται από 1.000 έως 10.000 m<sup>3</sup>.

Το LNG bunker vessel χρησιμοποιεί LNG ως καύσιμο καθιστώντας το φιλικό προς το Περιβάλλον.

Αντλίες φορτίου υψηλής χωρητικότητας και ένα σύστημα διανομής χωρίς ιδιαίτερες επιπλοκές θεωρούνται αναγκαία ώστε να εξασφαλιστεί ένας γρήγορος και άκοπος ανεφοδιασμός.

Η μελέτη θα επικεντρωθεί στα LNG bunker vessels χωρητικότητας έως 4.000 m<sup>3</sup>. Το πλοίο αυτό, όμως, δεν δύναται να διασχίσει τον Ισθμό Κορίνθου, για λόγους ασφάλειας, επομένως το δρομολόγιο θα περιλαμβάνει το γύρο της Πελοποννήσου, αυξάνοντας τον χρόνο διαδρομής και το κόστος δρομολογίου.

### 6.3.2 Φορτηγίδα για μεταφορά LNG, με ISO box containers, από Ρεβυθούσα προς Ηγουμενίτσα και Πάτρα

Η ιδέα αυτή έχει αναπτυχθεί από την Norgas [25] που δημιούργησε φορτηγίδα για τη διανομή LNG σε εμπορευματοκιβώτια ISO μήκους 40 ποδιών για καταναλωτές ΦΑ που δεν είναι συνδεδεμένοι σε αγωγό σήμερα παρέχοντας τα ακόλουθα οφέλη: μειωμένο χρόνο παράδοσης σε σύγκριση με τις συμβατικές λύσεις LNG μικρής κλίμακας, αφού η χρήση τυπικών εμπορευματοκιβωτίων LNG ISO με πιστοποίηση IMDG δεν απαιτεί εκτεταμένες διαδικασίες έγκρισης πριν από την εφαρμογή και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε υπάρχουσες λιμενικές και οδικές υποδομές, όπου δηλαδή υπάρχει λιμάνι εμπορευματοκιβωτίων με την απαιτούμενη υποδομή για LNG (δες Ηγουμενίτσα ή Πάτρα) ή κατάλληλοι δρόμοι για τη μετακίνηση στην ξηρά.

Το LNG μπορεί να προμηθεύεται από μια μονάδα φόρτωσης συνδεδεμένη σε τερματικό ή δεξαμενή αποθήκευσης, ή μια πλωτή φορτηγίδα με μονάδα φόρτωσης φορτηγού που μπορεί να αγκυροβοληθεί σε ένα μεγάλο μεταφορέα LNG δημιουργώντας μια «πλωτή προβλήτα». Τα ISO LNG μπορούν να μεταφερθούν δια θαλάσσης σε παραδοσιακά πλοία τροφοδοσίας εμπορευματοκιβωτίων ή χρησιμοποιώντας ένα υπάρχον σκάφος υποστήριξης ανοικτής θαλάσσης με ελάχιστες τροποποιήσεις. Η μεταφορά LNG μέσω εμπορευματοκιβωτίων δεξαμενών ISO είναι ένα καινοτόμο και αποτελεσματικό μέσο στη συμβατική διανομή ΦΑ, μια ευέλικτη, γρήγορη και χαμηλού κόστους λύση, με σύντομο χρόνο παράδοσης, ειδικά ως λύση εκκίνησης για μικρότερους όγκους σε απομακρυσμένες τοποθεσίες (δες παρακάτω φωτογραφίες).

Το πλοίο της φωτογραφίας, έχει τη δυνατότητα να μεταφέρει τουλάχιστον 1.510 m<sup>3</sup> LNG, θεωρώντας ότι ένα container 40 ποδιών μεταφέρει 31,5 m<sup>3</sup> LNG.



#### **6.4. Κατασκευή πλοίου για μεταφορά LNG από Ρεβουθούσα προς Πάτρα και Ηγουμενίτσα – Διεθνής εμπειρία (ΝΑ Ευρώπη)**

Στο ευρύτερο πλαίσιο των δράσεων του προγράμματος Poseidon Med II, πραγματοποιήθηκε την Τρίτη 26 Οκτωβρίου 2021 στη Ραβένα της Ιταλίας η τελετή παρουσίασης του πρώτου σκάφους ανεφοδιασμού πλοίων LNG, Semi Ballastable Barge Transporter (SBBT) [26]. Η καινοτομία του εν λόγω πλωτού μέσου, το οποίο βρίσκεται στο τελικό στάδιο ναυπήγησής του, στηρίζεται στον διττό σχεδιασμό του. Συγκεκριμένα, απαρτίζεται από μια πλατφόρμα ανεφοδιασμού ΥΦΑ (cargo unit) και ένα ρυμουλκό (tug), το οποίο ουσιαστικά, διαθέτοντας σύστημα πρόωσης, θα εφάπτεται στην πρύμνη της πλατφόρμας, συνδυάζοντας χωρητικότητα και πρόωση σε ένα σκάφος (SBBT).

Τα καινοτόμα αυτά ναυπηγήματα θα λειτουργούν συνδυαστικά παρέχοντας υπηρεσίες υψηλού επιπέδου, βασισμένες σε διεθνή πρότυπα ασφαλούς ναυσιπλοΐας αναφορικά με τον ανεφοδιασμό των πλοίων που χρησιμοποιούν ΥΦΑ ως βασικό καύσιμο. Πιο συγκεκριμένα, το σκάφος SBBT, με χωρητικότητα φορτίου 4.000 m<sup>3</sup> LNG και 1.000 m<sup>3</sup> MDO (Marine Diesel Oil), θα δραστηριοποιείται κυρίως στη Βόρεια Αδριατική Θάλασσα, αποτελώντας το πρώτο πλοίο αυτού του τύπου στην περιοχή της Μεσογείου που θα χρησιμοποιηθεί για ανεφοδιασμό. Η πλατφόρμα Cargo Unit θα μπορεί επίσης να ανεφοδιάζει μεγάλα κρουαζιερόπλοια που κινούνται με ΥΦΑ, χάρη στις δύο μεγάλες αποθήκες που διαθέτει, οι οποίες μπορούν να μεταφέρουν LNG υπό ελεγχόμενη θερμοκρασία.

Το συνολικό κόστος του έργου θα φτάσει τα 40 εκατ. €, συμπεριλαμβανομένων των 9,5 εκατ. ευρώ της οικονομικής αρωγής από την Ευρωπαϊκή Ένωση.

Παράλληλα με την Ιταλία και η Ελλάδα έχει σχέδια για την κατασκευή ενός πλοίου εφοδιασμού με LNG, με τη ΔΕΠΑ να έχει τον συντονισμό των προσπαθειών.

Σύμφωνα με τις τελευταίες πληροφορίες, η διαγωνιστική διαδικασία βρίσκεται σε εξέλιξη στην Ελλάδα όπου αναμένεται η ανακοίνωση - πρόσκληση για δεσμευτικές προσφορές. Ήδη η ΔΕΠΑ και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ) έχουν υπογράψει συμφωνία για τη χρηματοδότηση, με ποσό έως 20 εκατ. €, της κατασκευής ενός νέου πλοίου τροφοδοσίας LNG για ναυτιλιακή χρήση (LNG bunkering vessel) στην Ελλάδα.

## **ΜΕΡΟΣ Β΄**



## 7. Ενεργειακές Καταναλώσεις σε ΟΤ, ΕΤ & ΒΤ, στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου - Ενεργειακά Κόστη

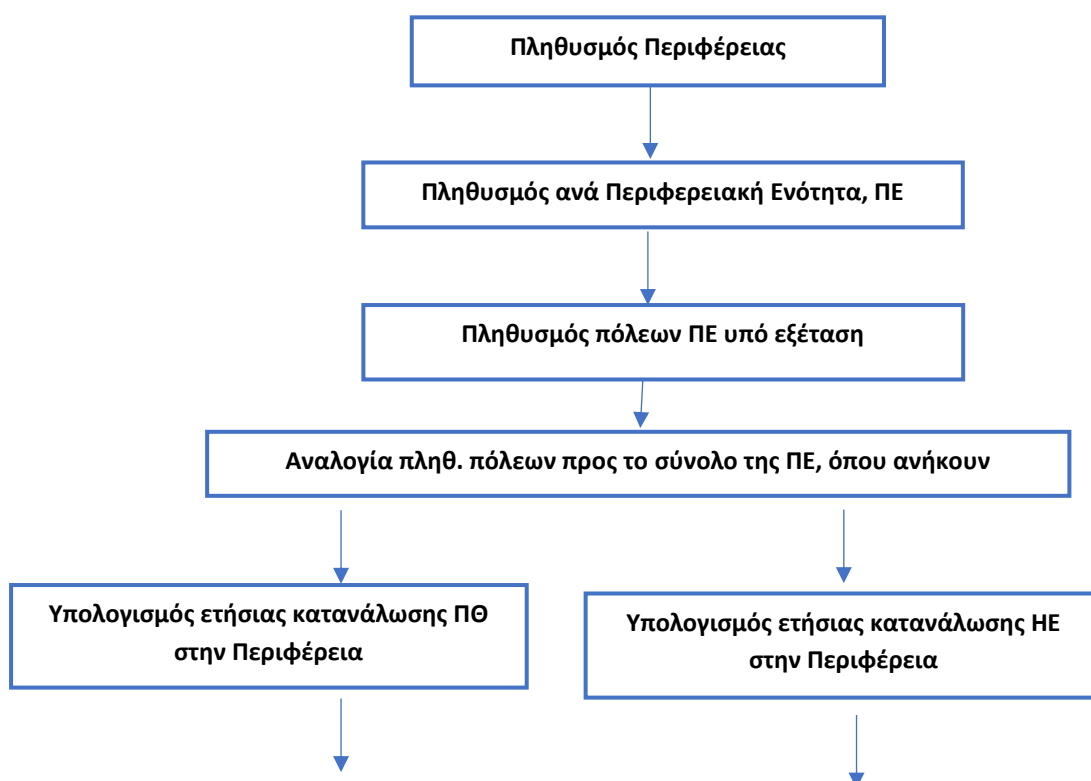
### 7.1 Μεθοδολογία υπολογισμού ενεργειακών καταναλώσεων στον ΟΤ/ΕΤ/ΒΤ

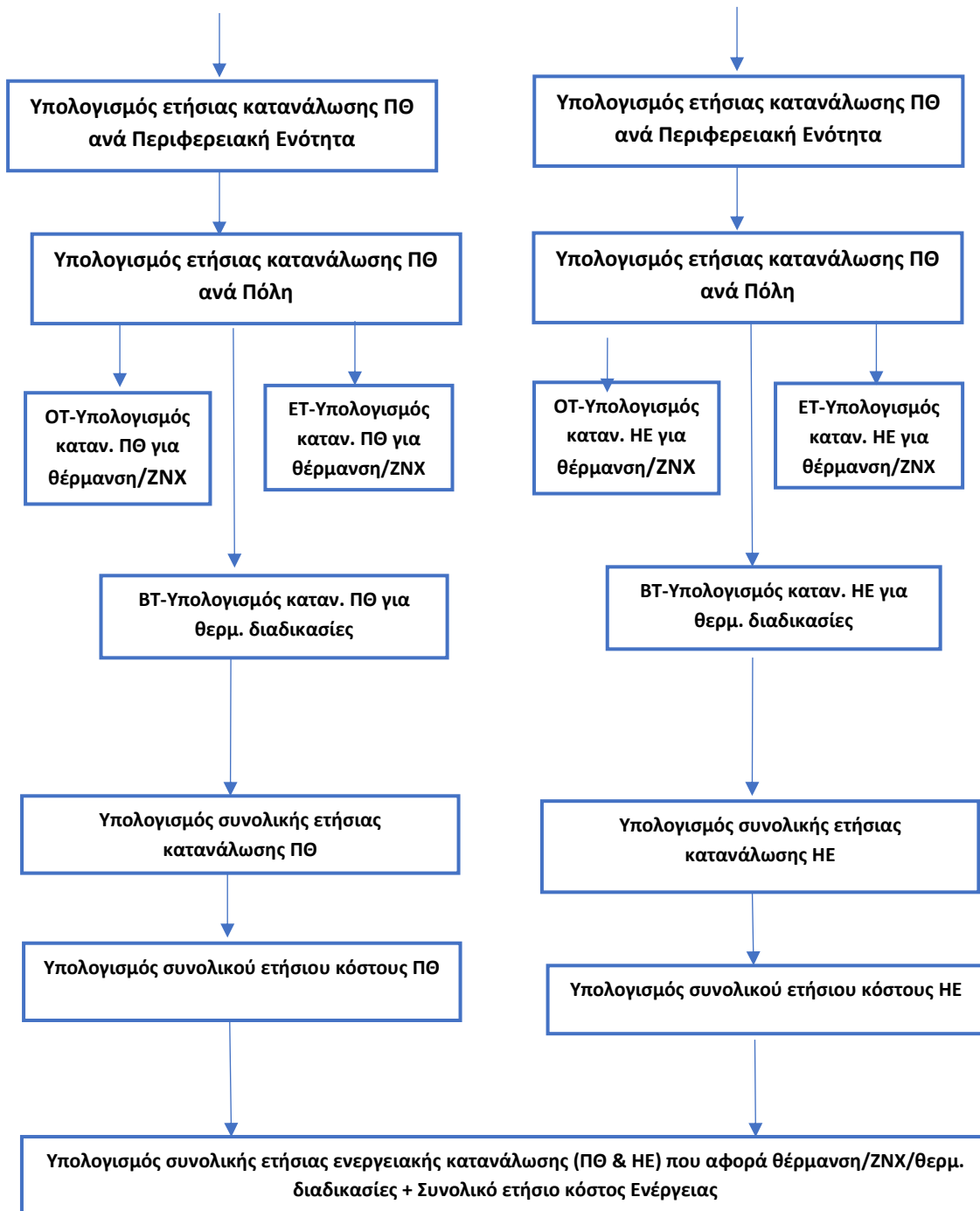
Ο κύριος στόχος του Κεφαλαίου είναι ο υπολογισμός, κατ' εκτίμηση, των ενεργειακών καταναλώσεων (θερμικής & ηλεκτρικής ενέργειας), στις υπό εξέταση πόλεις των περιφερειών Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου.

Τα απαιτούμενα δεδομένα βασίζονται στα στοιχεία που δίνουν τόσο η Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία, ΕΛ.ΣΤΑΤ., όσο και η Στατιστική Υπηρεσία της ΕΕ, Eurostat.

Το Διάγραμμα 12 δίνει αναλυτικά την μεθοδολογική προσέγγιση των εκτιμώμενων ενεργειακών καταναλώσεων (θερμικής & ηλεκτρικής ενέργειας) για όλες τις πόλεις της εξεταζόμενης Περιφέρειας – εκεί όπου σχεδιάζεται να εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ και ανά τομέα οικονομικής δραστηριότητας – οικιακός, εμπορικός και βιομηχανικός.

**Διάγραμμα 12: Μεθοδολογική προσέγγιση ενεργειακών καταναλώσεων στις εξεταζόμενες πόλεις, ανά τομέα και τύπο ενέργειας**







## 7.2 Υπάρχουσα πληθυσμιακή κατάσταση και ετήσιες καταναλώσεις Ενέργειας στις Περιφέρειες Δ. Ελλάδας και Ηπείρου

### 7.2.1 Υπάρχουσα κατάσταση στην Περιφέρεια Δ. Ελλάδας

#### Πληθυσμός Δυτικής Ελλάδας

Στοιχεία για την πληθυσμιακή κατάσταση των 3 ΠΕ της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας και των 3 πόλεων που θα εγκατασταθούν δίκτυα ΦΑ δίνονται παρακάτω.

**Πίνακας 20: Πληθυσμός Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδος**

Πληθυσμός της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας-που αποτελείται από τρεις (3) Π.Ε. ανέρχεται σε 651.065 άτομα. ΕΛΣΤΑΤ- 1.1.2020 [27]					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Πληθυσμός (άτομα)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Πληθυσμός πόλης (άτομα)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Αιτωλοακαρνανίας	198.920	30,55	Αγρίνιο	93.663	47,08
Αχαΐας	296.945	45,61	Πάτρα	215.139	72,45
Ηλείας	155.200	23,84	Πύργος	48.187	31,05

#### Κατανάλωση Πετρελαίου Θέρμανσης

Το καταναλισκόμενο Πετρέλαιο Θέρμανσης (ΠΘ) στην Ελλάδα υπολογίζεται σε 1.082.152 ΜΤ, το 2019 [28] Το ποσοστό της κατανάλωσης πετρελαίου στη Δ. Ελλάδα σε σχέση με τη συνολική κατανάλωση ΠΘ της χώρας, δίνεται ως 6,1%.

**Πίνακας 21: Κατανάλωση Πετρελαίου Θέρμανσης στη Δυτική Ελλάδα**

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ στην Δ. Ελλάδα είναι 66.011 ΜΤ ή 77.659.961 liters ΠΘ <sup>3</sup>					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Κατανάλωση ΠΘ (ΜΤ)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Κατανάλωση ΠΘ πόλης (ΜΤ)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Αιτωλο-ακαρνανίας	20.166	30,55	Αγρίνιο	9.498	47,08
Αχαΐας	30.108	45,61	Πάτρα	22.581	72,45*
Ηλείας	15.737	23,84	Πύργος	4.878	31,05

\*εκτιμάται με υψηλότερο ποσοστό, λόγω ότι η Πάτρα είναι η μεγαλύτερη πόλη του νομού, η πλέον πυκνοκατοικημένη και δομημένη, σε αντίθεση με τις άλλες (Καλάβρυτα, Αίγιο, κα) που είναι με σαφώς λιγότερο πληθυσμό και με αγροτικό προφίλ, όπου ως καύσιμο σημαντικό ρόλο κατέχει η βιομάζα.

<sup>3</sup> 1 ΜΤ = 1.176,47 liters πετρελαίου θέρμανσης

Επομένως, η συνολική εκτιμώμενη κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης, σε liters, στις τρεις εξεταζόμενες πόλεις είναι η ακόλουθη:

✚ Αγρίνιο:	11.169.832 liters
✚ Πάτρα:	26.565.641 liters
✚ Πύργος:	5.748.663 liters

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ των τριών πόλεων υπολογίζεται σε 43.477.250 liters ή το 56% της συνολικής κατανάλωσης ΠΘ της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας καταναλώνεται για θέρμανση χώρων/ZNX/διαδικασίες στις τρεις εξεταζόμενες πόλεις.

Θεωρώντας ότι η κατανάλωση ΠΘ, για θέρμανση χώρων/ZNX/βιομ. διαδικασίες παραγωγής, αφορά τόσο τον οικιακό όσο τον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα, γίνεται εκτίμηση του ποσοστού της κατανάλωσης ανά τομέα, βασισμένη και στα στοιχεία του ΔΕΔΑ για την περιοχή (δες Πίνακα 13) (Πίνακας 22)

**Πίνακας 22: Εκτίμηση ποσοστού κατανάλωσης ΠΘ ανά τομέα**

Τομέας	Περίοδος Χρήσης ΠΘ για θέρμανση - ZNX - διαδικασίες	Ποσοστό επί του συνολικού (%)
Οικιακός	210– 365 ημ./έτος	38
Εμπορικός	210-365 ημ./έτος	15
Βιομηχανικός	365 ημ./έτος	47

Στην περίπτωση που δεν υπάρχει βιομηχανικός τομέας στη πόλη της Δυτ. Ελλάδας, τότε το ποσοστό επιμερίζεται μεταξύ οικιακού και εμπορικού τομέα, σε αναλογία 70% - 30%.

Με βάση τον Πίνακα 23, υπολογίζονται οι εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ΠΘ στις τρεις πόλεις, ανά εξεταζόμενο τομέα, σε λίτρα ΠΘ και  $MWh_{\theta}$ , θεωρώντας ότι 1 λίτρο πετρελαίου θέρμανσης αποδίδει  $10,71 kWh_{\theta}$  (με μέση απόδοση συστημάτων θέρμανσης  $\eta=90\%$ ) και παρουσιάζονται στον Πίνακα 23.

**Πίνακας 23: Εκτιμώμενες καταναλώσεις ΠΘ στις τρεις πόλεις της Δ. Ελλάδας**

Κατανάλωση ΠΘ ανα πόλη στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας, σε ΜΤ και ΜWh	Κατανάλωση	Μον	Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός	Μονάδες
			38%	15%	47%	
Κατανάλωση ΠΘ στο Αγρίνιο	9,494	ΜΤ	3,608	1,424	4,462	ΜΤ
	11,169,832	lt	4,244,536	1,675,475	5,249,821	Λιτρα ΠΘ
		MWh	<b>45,459</b>	<b>17,944</b>	<b>56,226</b>	<b>MWh ΠΘ</b>
Κατανάλωση ΠΘ στη Πάτρα	22,581	ΜΤ	8,581	3,387	10,613	ΜΤ
	26,565,641	lt	10,094,943	3,984,846	12,485,851	Λιτρα ΠΘ
		MWh	<b>108,117</b>	<b>42,678</b>	<b>133,723</b>	<b>MWh ΠΘ</b>
Κατανάλωση ΠΘ στο Πύργο	4,886	ΜΤ	3,176	1,710	0	ΜΤ
	5,748,663	lt	3,736,631	2,012,032	0	Λιτρα ΠΘ
		MWh	<b>40,019</b>	<b>21,549</b>	<b>0</b>	<b>MWh ΠΘ</b>
<b>Σύνολο</b>			<b>18,076,110</b>	<b>7,672,353</b>	<b>17,735,672</b>	<b>Λιτρα ΠΘ</b>
<b>Σύνολο</b>			<b>193,595</b>	<b>82,171</b>	<b>189,949</b>	<b>MWh ΠΘ</b>

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ στις 3 πόλεις της Περιφ Δ. Ελλάδας ανέρχεται σε **465.715,1 MWh**

#### Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια (ΗΕ) στην Ελλάδα ανήλθε σε 51.168.377 MWh, το 2019 (ΕΛΣΤΑΤ). Το ποσοστό της κατανάλωσης ΗΕ στη Δ. Ελλάδα σε σχέση με τη συνολική της χώρας δίνεται ως 6,28%.

**Πίνακας 24: Εκτιμώμενες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας στις τρεις πόλεις της Δ. Ελλάδας**

Η συνολική κατανάλωση ΗΕ στην Δ. Ελλάδα ανέρχεται σε 3.213.374 MWh.					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Κατανάλωση ΗΕ (MWh)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Κατανάλωση ΗΕ πόλης (MWh)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Αιτωλοακαρνανίας	983.292	30,55	Αγρίνιο	463.131	47,08
Αχαΐας	1.465.299	45,61	Πάτρα	1.060.876	72,45
Ηλείας	764.783	23,84	Πύργος	237.083	31,05

Η συνολική κατανάλωση ΗΕ των τριών πόλεων υπολογίστηκε σε 1.761.090 MWh ή το 54,8% της συνολικής κατανάλωσης ΗΕ της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας.

Η ΗΕ καταναλώνεται στις υπηρεσίες (καταστήματα, γραφεία κλπ.-34,6% το 2019), στον οικιακό τομέα (33,6%) και στη βιομηχανία (23,8% το 2019) [29].

Ο Πίνακας 25 παρουσιάζει την εκτιμώμενη ετήσια κατανάλωση ΗΕ, MWh, ανά τομέα, για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας.

**Πίνακας 25: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα, MWh**

Κατανάλωση ΗΕ ανα πόλη στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας, MWh	Κατανάλωση	Μον	Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός
			33.6%	34.6%	23.8%
Κατανάλωση ΗΕ στο Αγρίνιο	463,131	MWh	155,612	160,243	110,225
Κατανάλωση ΗΕ στη Πάτρα	1,060,876	MWh	356,454	367,063	252,489
Κατανάλωση ΗΕ στο Πύργο	237,083	MWh	79,660	82,031	0
<b>Σύνολο</b>			<b>591,726</b>	<b>609,337</b>	<b>362,714</b>

Σύμφωνα με στοιχεία από ΕΛΣΤΑΤ [30], η κατανομή της ΗΕ στον οικιακό τομέα για θέρμανση με ΗΕ (αντλίες θερμότητας, ηλεκτρικά θερμαντικά σώματα, κα), για ΖΝΧ (πχ ηλεκτρικός θερμοσίφωνας, κα) είναι συνολικά 12,4%.

Για τον εμπορικό τομέα, το ποσοστό της ΗΕ που χρησιμοποιείται για θέρμανση χώρων/ΖΝΧ/διαδικασίες είναι, επίσης, 12,4%, ενώ στον βιομηχανικό το ποσοστό εκτιμάται σε 24% και τα αποτελέσματα δίνονται στον Πίνακα 26.

**Πίνακας 26: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ για θέρμανση/ΖΝΧ/διαδικασίες, ανά τομέα, MWh**

Κατανάλωση ΗΕ ανα πόλη, για διεργασίες θέρμανσης/ΖΝΧ/κα στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας, MWh	Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός
	12.4%	12.4%	24.0%
Κατανάλωση ΗΕ στο Αγρίνιο για Θερμ/ΖΝΧ	19,296	19,870	26,454
Κατανάλωση ΗΕ στη Πάτρα για θερμ/ΖΝΧ/θερμ διεργασίες	44,200	45,516	60,597
Κατανάλωση ΗΕ στο Πύργο για θερμ/ΖΝΧ	9,878	10,172	0
<b>Σύνολο</b>	<b>73,374</b>	<b>75,558</b>	<b>87,051</b>

**Σύνοψη Αποτελεσμάτων**

Ο Πίνακας 27 δίνει αναλυτικά τις εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ενέργειας (ΠΘ & ΗΕ) στους τρεις βασικούς τομείς – οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό – για τις τρεις εξεταζόμενες πόλεις της Δυτικής Ελλάδας.

**Πίνακας 27: Συγκεντρωτικά στοιχεία ενεργειακών καταναλώσεων των 3 πόλεων της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας**

Τομείς	Οικιακός		Εμπορικός		Βιομηχανικός	
	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ
Ενεργειακή Κατανάλωση ανά πόλη και τομέα	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>
Αργίριο	45,436	19,296	17,935	19,870	56,197	26,454
Πάτρα	108,016	44,200	42,638	45,516	133,599	60,597
Πύργος	39,918	9,878	21,494	10,172	0	0
<b>Σύνολο</b>	<b>193,370</b>	<b>73,374</b>	<b>82,067</b>	<b>75,558</b>	<b>189,796</b>	<b>87,051</b>

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ, και για τους τρεις τομείς στις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, ανέρχεται σε 465.233 MWh<sub>θ</sub> και 253.983 MWh<sub>ε</sub> και η συνολική κατανάλωση ενέργειας ανέρχεται σε 701.216 MWh<sub>tot.</sub>

## 7.2.2 Υπάρχουσα κατάσταση στην Περιφέρεια Ηπείρου

### Πληθυσμός Περιφέρειας Ηπείρου

Στοιχεία για την πληθυσμιακή κατάσταση των 4 ΠΕ της Περιφέρειας Ηπείρου και των 4 πόλεων που θα εγκατασταθούν δίκτυα ΦΑ δίνονται παρακάτω.

**Πίνακας 28: Πληθυσμός Περιφέρειας Ηπείρου**

Ο Πληθυσμός της Περιφέρειας Ηπείρου-που αποτελείται από τέσσερεις (4) Π.Ε. ανέρχεται σε 333.265 άτομα. ΕΛΣΤΑΤ- 1.1.2020 [27]					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Πληθυσμός (άτομα)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Πληθυσμός πόλης (άτομα)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Άρτας	62.091	18,60	Άρτα	42.980	69,20
Θεσπρωτίας	45.032	13,50	Ηγουμενίτσα	25.780	57,20
Ιωαννίνων	168.087	50,40	Ιωάννινα	111.740	66,50
Πρεβέζης	58.055	17,40	Πρέβεζα	31.700	54,60

### Κατανάλωση Πετρελαίου Θέρμανσης

Το καταναλισκόμενο Πετρέλαιο Θέρμανσης (ΠΘ) στην Ελλάδα υπολογίζεται σε 1.082.152 ΜΤ, το 2019 [28].

Το ποσοστό της κατανάλωσης πετρελαίου θέρμανσης στην Ήπειρο, σε σχέση με τη συνολική κατανάλωση της χώρας ανέρχεται σε 3,1%.

**Πίνακας 29: Εκτιμώμενες καταναλώσεις ΠΘ στις τέσσερις πόλεις της Ηπείρου**

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ στην Ήπειρο είναι 33.547 MT ή 39.467.039 liters ΠΘ <sup>4</sup>					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Κατανάλωση ΠΘ (MT)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Κατανάλωση ΠΘ πόλης (MT)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Άρτας	6.250	18,60	Άρτα	4.326	69,20
Θεσπρωτίας	4.533	13,50	Ηγουμενίτσα	2.595	57,20
Ιωαννίνων	16.920	50,40	Ιωάννινα	12.690	75,00*
Πρεβέζης	5.844	17,40	Πρέβεζα	3.191	54,60

\*εκτιμάται υψηλότερο ποσοστό, λόγω ότι η πόλη των Ιωαννίνων είναι η μεγαλύτερη πόλη του νομού, η πλέον πυκνοκατοικημένη και δομημένη, σε αντίθεση με τις άλλες πόλεις/κωμοπόλεις (Ζίτσα, Μέτσοβο, κα) που έχουν σαφώς λιγότερο πληθυσμό και με αγροτικό προφίλ, όπου ως καύσιμο σημαντικό ρόλο κατέχει η βιομάζα.

Επομένως, η συνολική εκτιμώμενη κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης στις τέσσερις εξεταζόμενες πόλεις είναι η ακόλουθη:

- ✚ Άρτα: 5.089.409 liters
- ✚ Ηγουμενίτσα: 3.052.940 liters
- ✚ Ιωάννινα: 14.929.404 liters
- ✚ Πρέβεζα: 3.754.116 liters.

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ των τεσσάρων πόλεων υπολογίζεται σε 28.161.162 liters ή στο 71,3% της συνολικής κατανάλωσης ΠΘ της Περιφέρειας Ηπείρου καταναλώνεται για θέρμανση χώρων/ZNX/διαδικασίες στις τέσσερις εξεταζόμενες πόλεις.

Θεωρώντας ότι η κατανάλωση ΠΘ, για θέρμανση χώρων/ZNX/διαδικασίες παραγωγής, αφορά τόσο τον οικιακό όσο και τον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα, γίνεται εκτίμηση του ποσοστού της κατανάλωσης ΠΘ ανά τομέα. (δες Πίνακα 17).

Στην περίπτωση που δεν υπάρχει βιομηχανικός τομέας στη πόλη, τότε το ποσοστό επιμερίζεται μεταξύ οικιακού και εμπορικού τομέα, σε αναλογία 70% - 30%.

Με βάση τον Πίνακα 17, υπολογίζονται οι εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ΠΘ στις τέσσερις πόλεις, ανά εξεταζόμενο τομέα, σε λίτρα ΠΘ και MWh<sub>θ</sub>, θεωρώντας ότι 1 λίτρο πετρελαίου θέρμανσης αποδίδει 10,71 kWh<sub>θ</sub> (με μέση απόδοση συστημάτων θέρμανσης η=90%) (Πίνακας 30).

<sup>4</sup> 1 MT = 1.176,47 liters πετρελαίου θέρμανσης

**Πίνακας 30: Εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ΠΘ στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, ΜΤ/lt/MWh**

			Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός	Μονάδες
	Συν. Καταν ΠΤ, ΜΤ		Τομέας			
Κατανάλωση ΠΘ στην Άρτα	4,326	ΜΤ	2,005	2,321	0	ΜΤ
			2,359,159	2,730,720	0	Λιτρα ΠΘ
			<b>25,243</b>	<b>29,219</b>	<b>0</b>	<b>MWh</b>
Κατανάλωση ΠΘ στην Ηγουμενίτσα	2,595	ΜΤ	1,108	1,487	0	ΜΤ
			1,303,623	1,749,358	0	Λιτρα ΠΘ
			<b>13,949</b>	<b>18,718</b>	<b>0</b>	<b>MWh</b>
Κατανάλωση ΠΘ στα Ιωάννινα	12,690	ΜΤ	2,868	1,954	7,868	ΜΤ
			3,373,999	2,299,097	9,256,103	Λιτρα ΠΘ
			<b>36,102</b>	<b>24,600</b>	<b>99,040</b>	<b>MWh</b>
Κατανάλωση στην Πρέβεζα	3,191	ΜΤ	1,479	1,712	0	ΜΤ
			1,740,003	2,014,049	0	Λιτρα ΠΘ
			<b>18,618</b>	<b>21,550</b>	<b>0</b>	<b>MWh</b>
<b>Σύνολο</b>	<b>22,802</b>	<b>ΜΤ</b>	<b>93,911.59</b>	<b>94,087.50</b>	<b>99,040.30</b>	<b>MWh</b>

#### Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια (ΗΕ) στην Ελλάδα ανήλθε σε 51.168.377 MWh<sub>e</sub>, το 2019 (ΕΛΣΤΑΤ). Το ποσοστό της κατανάλωσης ΗΕ στην Ήπειρο, σε σχέση με τη συνολική κατανάλωση της χώρας ήταν το 3,11% της συνολικής.

**Πίνακας 31: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ήπειρο**

Η συνολική κατανάλωση ΗΕ στην Ήπειρο ανέρχεται σε 1.591.337 MWh <sub>e</sub> .					
Περιφερειακή Ενότητα, Π.Ε.	Κατανάλωση ΗΕ (MWh)	% επί του συνόλου Περιφέρειας	Πόλεις που θα εγκατασταθεί δίκτυο ΦΑ στην ΠΕ	Κατανάλωση ΗΕ πόλης (MWh)	% επί πληθυσμού ΠΕ
Άρτας	296.484	18,60	Άρτα	205.229	69,20
Θεσπρωτίας	215.027	13,50	Ηγουμενίτσα	123.099	57,20
Ιωαννίνων	802.613	50,40	Ιωάννινα	533.557	66,50
Πρεβέζης	277.212	17,40	Πρέβεζα	151.367	54,60

Η συνολική ετήσια κατανάλωση ΗΕ στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου ανέρχεται σε 1.013.253 MWh<sub>e</sub> ή το 64% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης ΗΕ της Περιφέρειας Ηπείρου. Η ΗΕ καταναλώνεται στις υπηρεσίες (καταστήματα, γραφεία κλπ.-34,6% το 2019), στον οικιακό τομέα (33,6%) και στη βιομηχανία (23,8% το 2019) [29].



Ο Πίνακας 32 παρουσιάζει την εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, MWh<sub>e</sub>, ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου.

**Πίνακας 32: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου MWh<sub>e</sub>**

Κατανάλωση ΗΕ ανα πόλη στην Περιφ. Ηπείρου MWh	Κατανάλωση	Μον	Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός
			33.6%	34.6%	23.8%
Κατανάλωση ΗΕ στην Άρτα	205,229	MWh	68,957	71,009	0
Κατανάλωση ΗΕ στην Ηγουμενίτσα	123,099	MWh	41,361	42,592	0
Κατανάλωση ΗΕ στα Ιωάννινα	533,557	MWh	179,275	184,611	126,987
Κατανάλωση ΗΕ στη Πρέβεζα	151,367	MWh	50,859	52,373	0
<b>Σύνολο</b>			<b>340,453</b>	<b>350,585</b>	<b>126,987</b>

Σύμφωνα με στοιχεία από την ΕΛΣΤΑΤ [30], η κατανομή της ΗΕ στον οικιακό τομέα για θέρμανση με ΗΕ (αντλίες θερμότητας, ηλεκτρικά θερμαντικά σώματα, κα), για ΖΝΧ (πχ ηλεκτρικός θερμοσίφωνα, κα) είναι συνολικά 12,4%.

Για τον εμπορικό τομέα το ποσοστό για τον υπολογισμό της ΗΕ για θέρμανση χώρων/ΖΝΧ/διαδικασίες είναι, επίσης, 12,4%, ενώ για τον βιομηχανικό το ποσοστό εκτιμάται σε 24%.

Η ετήσια ΗΕ που καταναλώνεται για θέρμανση/ΖΝΧ για τον οικιακό τομέα, δίνεται στον Πίνακα 33.

**Πίνακας 33: Εκτιμώμενη κατανάλωση ΗΕ, ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου MWh<sub>e</sub>**

Κατανάλωση ΗΕ ανα πόλη, για διεργασίες θέρμανσης/ΖΝΧ/κα στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας, MWh	Οικιακός	Εμπορικός	Βιομηχανικός
	12.4%	12.4%	24.0%
Κατανάλωση ΗΕ στην Άρτα για θερμ/ΖΝΧ	8,551	8,805	0
Κατανάλωση ΗΕ στην Ηγουμενίτσα για θερμ/ΖΝΧ	5,129	5,281	0
Κατανάλωση ΗΕ στα Ιωάννινα για θερμ/ΖΝΧ/θερμ διεργασίες	22,230	22,892	30,477
Κατανάλωση ΗΕ στη Πρέβεζα για θερμ/ΖΝΧ	6,307	6,494	0
<b>Σύνολο, MWh</b>	<b>42,216</b>	<b>43,473</b>	<b>30,477</b>

### Σύνοψη Αποτελεσμάτων

Ο Πίνακας 34 δίνει αναλυτικά τις εκτιμώμενες ετήσιες καταναλώσεις ενέργειας (θερμικές & ηλεκτρικές) για τους τρεις βασικούς τομείς – οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό – για τις τέσσερις εξεταζόμενες πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου.

**Πίνακας 34: Συγκεντρωτικά στοιχεία από καταναλώσεις ενέργειας ΘΕ & ΗΕ, στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, MWh<sub>tot</sub>**

Τομείς	Οικιακός		Εμπορικός		Βιομηχανικός	
	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ
Κατανάλωση	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>	MWh <sub>θ</sub>	MWh <sub>ε</sub>
Άρτα	25,243.00	8,551.00	29,919.00	8,805.00	0.00	0.00
Ηγουμενίτσα	19,949.00	5,129.00	18,718.00	5,281.00	0.00	0.00
Ιωάννινα	36,102.00	22,230.00	24,600.00	22,892.00	99,040.00	30,477.00
Πρέβεζα	18,618.00	6,307.00	21,550.00	6,494.00	0.00	0.00
<b>Σύνολο</b>	<b>99,912.00</b>	<b>42,217.00</b>	<b>94,787.00</b>	<b>43,472.00</b>	<b>99,040.00</b>	<b>30,477.00</b>

Η συνολική κατανάλωση ΠΘ, και για τους τρεις τομείς στις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, ανέρχεται σε 293.739 MWh<sub>θ</sub> και 116.166 MWh<sub>ε</sub> και η συνολική κατανάλωση ενέργειας ανέρχεται σε 409.905 MWh<sub>tot</sub>.

### 7.3 Ενεργειακά Κόστη: Πετρέλαιο Θέρμανσης - Φυσικό Αέριο - Ηλεκτρική Ενέργεια

#### 7.3.1 Κόστος Πετρελαίου Θέρμανσης

Η διαμόρφωση της τελικής τιμής πετρελαίου Θέρμανσης, ΠΘ, περιλαμβάνει:

*την τιμή διυλιστηρίου (46,98% επί της Λιανικής Τιμής, ΛΤ) + οι φόροι/τα τέλη/λοιπές επιβαρύνσεις (46,50%) + κέρδος εταιρειών εμπορίας/πρατηριούχων (6,52%).*

Στη μελέτη αυτή θεωρείται ότι η τιμή του ΠΘ, σε € ανά λίτρο, περιλαμβάνει μόνο: **την τιμή διυλιστηρίου + το κέρδος εταιρειών/πρατηριούχων ή συνολικά το 53,5% της ΛΤ (46,98%+6,52%)**

Το 2019, το μέσο κόστος του Πετρελαίου Θέρμανσης για τον οικιακό/εμπορικό τομέα αλλά και το Πετρέλαιο Κίνησης, ΠΚ, για τις ΠΕ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας και στην Περιφέρεια Ηπείρου, δίνονται στον Πίνακα 35, από στοιχεία του ΥΠΑΝ (Πληροφοριακό Δελτίο 02/01/2020 για τις τιμές 27/12/2019) [31]

**Πίνακας 35: Στοιχεία κόστους ΠΘ & ΠΚ για όλες τις ΠΕ, για το 2019, €/λίτρο**

	Τιμή ΠΘ με ΦΠΑ	Τιμή ΠΘ άνευ φόρων	Τιμή ΠΚ με ΦΠΑ	Τιμή ΠΚ άνευ φόρων
	€/λίτρο		€/λίτρο	
<b>Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας</b>				
ΠΕ Αιτωλ/νίας	1,028	0,550	1,285	0,646
ΠΕ Αχαΐας	1,018	0,545	1,277	0,642
ΠΕ Ηλείας	1,038	0,555	0	0
<b>Περιφέρεια Ηπείρου</b>				
	Τιμή ΠΘ με ΦΠΑ	Τιμή ΠΘ άνευ φόρων	Τιμή ΠΚ με ΦΠΑ	Τιμή ΠΚ άνευ φόρων
	€/λίτρο		€/λίτρο	
ΠΕ Άρτας	1,015	0,543	0	0
ΠΕ Θεσπρωτίας	1,024	0,548	0	0
ΠΕ Ιωαννίνων	1,018	0,545	1,294	0,651
ΠΕ Πρέβεζας	1,028	0,550	0	0

### 7.3.2 Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat [32], η τιμολόγηση της ΗΕ χωρίζεται σε δυο διακριτές κατηγορίες:

A. Οικιακό τιμολόγιο (household)

B. Μη-οικιακό τιμολόγιο (non-household)

Για το 2019, για την κατηγορία A, η τιμή της ΗΕ είναι 0,1059 €/kWh και με άλλες χρεώσεις αυξάνει σε 0,151 €/kWh (χωρίς ΦΠΑ).

Για την κατηγορία B, η τιμή της ΗΕ είναι 0,08 €/kWh και με άλλες χρεώσεις αυξάνει σε 0,105 €/kWh (χωρίς ΦΠΑ).

### 7.3.3 Τιμολόγηση ΦΑ

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat [33], η τιμολόγηση του ΦΑ χωρίζεται σε δυο διακριτές κατηγορίες:

A. Οικιακό τιμολόγιο (household)

B. Μη-οικιακό τιμολόγιο (non-household)

Για το 2019, για την κατηγορία A, η τιμή του ΦΑ είναι 0,055 €/kWh και με άλλες χρεώσεις αυξάνει σε 0,059 €/kWh (χωρίς ΦΠΑ).

Για την κατηγορία B, η τιμή της ΗΕ είναι 0,03 €/kWh και με άλλες χρεώσεις αυξάνει σε 0,035 €/kWh (χωρίς ΦΠΑ).

## 7.4 Ανάλυση Ενεργειακού Κόστους (ΠΘ και ΗΕ) για τις εξεταζόμενες πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

### 7.4.1 Ενεργειακό κόστος 3 πόλεων της Περιφ. Δυτικής Ελλάδας - Υπάρχουσα Κατάσταση

Ο Πίνακας 37 παρουσιάζει αναλυτικά το ενεργειακό κόστος ανά καύσιμο και τομέα για τις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, όπου προγραμματίζεται η εγκατάσταση δικτύου πόλης ΦΑ, με βάση τις τιμές που δίνονται στην Ενότητα 5.3 του Κεφαλαίου.

### 7.4.2 Ενεργειακό κόστος 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου – Υπάρχουσα Κατάσταση

Ο Πίνακας 38 παρουσιάζει αναλυτικά το ενεργειακό κόστος ανά καύσιμο και τομέα για τις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, όπου προγραμματίζεται η εγκατάσταση δικτύου πόλης ΦΑ, με βάση τις τιμές που δίνονται στην Ενότητα 5.3 του Κεφαλαίου.

### 7.4.3 Συγκεντρωτικά ενεργειακά κόστη πόλεων της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα για τις ετήσιες ενεργειακές καταναλώσεις και κόστη στη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας και στην Περιφέρεια Ηπείρου δίνονται παρακάτω:

**Πίνακας 36: Συνολικά ενεργειακά κόστη πόλεων Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου**

Σύνολο Ετήσιας Κατανάλωσης Ενέργειας (ΗΕ+ΠΘ) στις 3 πόλεις της Περιφέρειας <b>Δυτ. Ελλάδας</b>	701.592,84	MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο κόστους Ενέργειας	55.480.692,22	€
Κόστος Ενέργειας / Κατανάλωση	79,08	€/MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο Ετήσιας Κατανάλωσης Ενέργειας (ΗΕ + ΠΘ) στις 4 πόλεις της Περιφέρειας <b>Ηπείρου</b>	452.839	MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο κόστους Ενέργειας	33.318.292	€
Κόστος Ενέργειας / Κατανάλωση	73,58	€/MWh <sub>tot</sub>

**Πίνακας 37: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΠΘ-ΗΕ) ανά τομέα για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας**

Τομείς	Οικιακός				Εμπορικός				Βιομηχανικός			
	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
Κατανάλωση	MWh <sub>θ</sub>	€/MWh	MWh <sub>ε</sub>	151 E/MWh	MWh <sub>θ</sub>	€/MWh	MWh <sub>ε</sub>	105 E/MWh	MWh <sub>θ</sub>	€/MWh	MWh <sub>ε</sub>	105 E/MWh
Αργίριο	45,459.00	2,500,245.00	19,266.00	2,909,166.00	17,944.00	986,920.00	19,837.00	2,082,885.00	56,226.00	3,632,199.60	26,413.00	2,773,365.00
Πάτρα	108,116.84	5,892,368.02	44,200.00	6,674,200.00	42,678.00	2,325,951.00	45,516.00	4,779,180.00	133,723.00	8,585,016.60	60,597.00	6,362,685.00
Πύργος	40,019.00	2,221,054.50	9,877.00	1,491,427.00	21,549.00	1,195,969.50	10,172.00	1,068,060.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Σύνολο</b>	<b>193,594.84</b>	<b>10,613,667.52</b>	<b>73,343.00</b>	<b>11,074,793.00</b>	<b>82,171.00</b>	<b>4,508,840.50</b>	<b>75,525.00</b>	<b>7,930,125.00</b>	<b>189,949.00</b>	<b>12,217,216.20</b>	<b>87,010.00</b>	<b>9,136,050.00</b>
<b>Σύνολο κατανάλωσης ανά τομέα</b>	<b>266,937.84</b>				<b>157,696.00</b>				<b>276,959.00</b>			
<b>Συνολικό κόστος ανά τομέα</b>	<b>21,688,460.52</b>				<b>12,438,965.50</b>				<b>21,353,266.20</b>			
<b>Κόστος €/MWh<sub>tot</sub></b>	<b>81.25</b>				<b>78.88</b>				<b>77.10</b>			

**Πίνακας 38: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΠΘ-ΗΕ) ανά τομέα για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου**

Τομείς	Οικιακός				Εμπορικός				Βιομηχανικός			
Κατανάλωση	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ	Κατανάλωση ΠΘ	Κόστος ΠΘ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
	MWh <sub>θ</sub>	€	MWh <sub>e</sub>	151 E/MWh	MWh <sub>θ</sub>	€	MWh <sub>e</sub>	105 E/MWh	MWh <sub>θ</sub>	€	MWh <sub>e</sub>	105 E/MWh <sub>e</sub>
Άρτα	40,083.00	2,176,506.90	8,551.00	1,291,201.00	20,041.00	1,088,226.30	8,805.00	924,525.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ηγουμενίτσα	24,028.00	1,316,734.40	5,129.00	774,479.00	12,024.00	658,915.20	5,281.00	554,505.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ιωάννινα	88,282.00	4,899,651.00	22,230.00	3,356,730.00	39,237.00	2,138,416.50	22,892.00	2,403,660.00	68,664.00	4,463,160.00	30,477.00	3,200,085.00
Πρέβεζα	29,543.00	1,624,865.00	6,307.00	952,357.00	14,771.00	812,405.00	6,494.00	681,870.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Σύνολο</b>	<b>181,936.00</b>	<b>10,017,757.30</b>	<b>42,217.00</b>	<b>6,374,767.00</b>	<b>86,073.00</b>	<b>4,697,963.00</b>	<b>43,472.00</b>	<b>4,564,560.00</b>	<b>68,664.00</b>	<b>4,463,160.00</b>	<b>30,477.00</b>	<b>3,200,085.00</b>
<b>Σύνολο καταναλώσης ανά τομέα</b>	<b>224,153.00</b>				<b>129,545.00</b>				<b>99,141.00</b>			
<b>Συνολικό κόστος ανά τομέα</b>	<b>16,392,524.30</b>				<b>9,262,523.00</b>				<b>7,663,245.00</b>			
<b>Κόστος €/MWh<sub>tot</sub></b>	<b>73.13</b>				<b>71.50</b>				<b>77.30</b>			

## 7.5 Ανάλυση Ενεργειακού Κόστους (ΦΑ και ΗΕ) για τις εξεταζόμενες πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

### 7.5.1 Ενεργειακό κόστος στις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας – Μετατροπή συστημάτων από ΠΘ σε ΦΑ

Ο Πίνακας 40 (α, β, γ) παρουσιάζει αναλυτικά το ενεργειακό κόστος ανά καύσιμο (ΦΑ και ΗΕ) και τομέα για τις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, όπου προγραμματίζεται η εγκατάσταση δικτύου πόλης ΦΑ, με βάση τις τιμές που δίνονται στην Ενότητα 7.3 του Κεφαλαίου.

### 7.5.2 Ενεργειακό κόστος 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου – Μετατροπή συστημάτων με ΠΘ σε ΦΑ

Ο Πίνακας 41 (α, β, γ) παρουσιάζει αναλυτικά το ενεργειακό κόστος ανά καύσιμο (ΦΑ και ΗΕ) και τομέα για τις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου, όπου προγραμματίζεται η εγκατάσταση δικτύου πόλης ΦΑ, με βάση τις τιμές που δίνονται στην Ενότητα 7.3 του Κεφαλαίου.

### 7.5.3 Συνολικά ενεργειακά κόστη 4 πόλεων της Περιφέρειας Ηπείρου

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα για τις ετήσιες ενεργειακές καταναλώσεις στη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας και στην περιφέρεια Ηπείρου, με βάση τη μετατροπή συστημάτων από ΠΘ σε ΦΑ δίνονται παρακάτω.

**Πίνακας 39: Ενεργειακές καταναλώσεις με βάση μετατροπή ΠΘ σε ΦΑ σε Δυτική Ελλάδα και Ήπειρο**

Σύνολο Ετήσιας Κατανάλωσης Ενέργειας (ΦΑ & ΗΕ) στις 3 πόλεις της Περιφέρειας <b>Δ. Ελλάδας</b>	573.083,23	MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο κόστους Ενέργειας	43.307.735,53	€
Κόστος Ενέργειας / Κατανάλωση ενέργειας	75,57	€/MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο Ετήσιας Κατανάλωσης Ενέργειας (ΦΑ & ΗΕ) στις 4 πόλεις της Περιφέρειας <b>Ηπείρου</b>	311.009,88	MWh <sub>tot</sub>
Σύνολο κόστους Ενέργειας	22.521.568,83	€
Κόστος Ενέργειας / Κατανάλωση ενέργειας	72,41	€/MWh <sub>tot</sub>



Πίνακας 40α: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΟΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας

ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ ΦΑ & ΗΕ ΣΤΗ ΔΥΤ. ΕΛΛΑΔΑ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΦΑ

Τομέας	Οικιακός					
Κατανάλωση	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
	Lt	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	59€/MWh	MWh <sub>e</sub>	151 €/MWh
Αργίριο	4,246,339.14	2,994,597.42	32,940.57	1,943,493.73	19,266.00	2,909,166.00
Πάτρα	10,094,943.46	7,119,142.07	78,310.56	4,620,323.21	44,200.00	6,674,200.00
Πύργος	3,730,613.52	2,630,898.11	28,939.88	1,707,452.87	9,877.00	1,491,427.00
<b>Σύνολο</b>	<b>18,071,896.12</b>	<b>12,744,637.60</b>	<b>140,191.01</b>	<b>8,271,269.81</b>	<b>73,343.00</b>	<b>11,074,793.00</b>
Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh	213,534.01					
Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €	19,346,062.81					
Κόστος €/MWh <sub>tot</sub>	90.60					

Πίνακας 40β: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΕΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας

Κατανάλωση	Εμπορικός					
	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
Κατανάλωση	Lt	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	35 €/MWh	MWh <sub>e</sub>	151 €/MWh
Αγρίνιο	1,676,186.50	1,180,413.03	12,984.54	454,459.02	19,837.00	2,082,885.00
Πάτρα	3,984,846.10	2,806,229.65	30,868.53	1,080,398.42	45,516.00	4,779,180.00
Πύργος	2,008,791.90	1,414,642.18	15,561.06	544,637.24	10,172.00	1,068,060.00
<b>Σύνολο</b>	<b>7,669,824.50</b>	<b>5,401,284.86</b>	<b>59,414.13</b>	<b>2,079,494.67</b>	<b>75,525.00</b>	<b>7,930,125.00</b>
Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh	134,939.13					
Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €	10,009,619.67					
Κόστος €/MWh <sub>tot</sub>	74.18					

Πίνακας 40γ: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΒΤ για τις τρεις πόλεις της Περιφέρειας Δυτ. Ελλάδας

Τομέας	Βιομηχανικός					
	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
Κατανάλωση	Lt	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	35 €/MWh	MWh <sub>e</sub>	105 €/MWh
Αγρίνιο	5,252,051.04	3,703,844.18	40,742.29	1,425,980.01	26,413.00	2,773,365.00
Πάτρα	12,485,851.12	8,805,254.67	96,857.80	3,390,023.05	60,597.00	6,362,685.00
Πύργος	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Σύνολο</b>	<b>17,737,902.16</b>	<b>12,509,098.85</b>	<b>137,600.09</b>	<b>4,816,003.06</b>	<b>87,010.00</b>	<b>9,136,050.00</b>
<b>Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh</b>	<b>224,610.09</b>					
<b>Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €</b>	<b>13,952,053.06</b>					
<b>Κόστος €/MWh<sub>tot</sub></b>	<b>62.12</b>					

Πίνακας 41α: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΟΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου

Τομέας	Οικιακός					
	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
Κατανάλωση	L	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	59€/MWh	MWh <sub>e</sub>	151 €/MWh
Άρτα	2,358,941.17	1,663,569.23	18,299.26	1,079,656.43	8,551.00	1,291,201.00
Ηγουμενίτσα	1,303,605.23	919,326.68	10,112.59	596,643.01	5,129.00	774,479.00
Ιωάννινα	2,990,590.03	2,109,019.77	23,199.22	1,368,753.83	22,230.00	3,356,730.00
Πρέβεζα	1,740,032.66	1,227,103.43	13,498.14	796,390.12	6,307.00	952,357.00
<b>Σύνολο</b>	<b>8,393,169.10</b>	<b>5,919,019.11</b>	<b>65,109.21</b>	<b>3,841,443.40</b>	<b>42,217.00</b>	<b>6,374,767.00</b>
Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh	<b>107,326.21</b>					
Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €	<b>10,216,210.40</b>					
Κόστος €/MWh <sub>tot</sub>	<b>95.19</b>					

Πίνακας 41β: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΕΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου

Κατανάλωση	Εμπορικός					
	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
	L	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	35 €/MWh	MWh <sub>e</sub>	151 €/MWh
Άρτα	2,730,468.05	1,922,864.82	21,151.51	740,302.96	8,805.00	924,525.00
Ηγουμενίτσα	1,749,334.42	1,231,925.65	13,551.18	474,291.37	5,281.00	554,505.00
Ιωάννινα	2,037,835.69	1,435,095.55	15,786.05	552,511.79	22,892.00	2,403,660.00
Πρέβεζα	2,014,083.11	1,418,368.39	15,602.05	546,071.83	6,494.00	681,870.00
<b>Σύνολο</b>	<b>8,531,721.26</b>	<b>6,008,254.41</b>	<b>66,090.80</b>	<b>2,313,177.95</b>	<b>43,472.00</b>	<b>4,564,560.00</b>
<b>Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh</b>	<b>109,562.80</b>					
<b>Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €</b>	<b>6,877,737.95</b>					
<b>Κόστος €/MWh<sub>tot</sub></b>	<b>62.77</b>					

Πίνακας 41γ: Ανάλυση ενεργειακού κόστους (ΦΑ-ΗΕ) ΒΤ για τις τέσσερις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου

Τομέας	Βιομηχανικός					
Κατανάλωση	Κατανάλωση ΠΘ	Μετατροπή σε ΦΑ	Μετατροπή σε ΦΑ	Κόστος ΦΑ	Κατανάλωση ΗΕ	Κόστος ΗΕ
	L	Nm <sup>3</sup>	MWh NG	35 €/MWh	MWh <sub>e</sub>	105 €/MWh
Άρτα	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ηγουμενίτσα	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ιωάννινα	8,204,273.54	5,785,806.45	63,643.87	2,227,535.48	30,477.00	3,200,085.00
Πρέβεζα	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Σύνολο</b>	<b>8,204,273.54</b>	<b>5,785,806.45</b>	<b>63,643.87</b>	<b>2,227,535.48</b>	<b>30,477.00</b>	<b>3,200,085.00</b>
Συνολική κατανάλωση ανά τομέα, MWh	94,120.87					
Συνολικό κόστος αγοράς ανά τομέα, €	5,427,620.48					
Κόστος €/MWh <sub>tot</sub>	57.67					

## 7.6 Υπολογισμός εκπομπών αερίων ρύπων CO<sub>2</sub> από τη χρήση ΠΘ και ΦΑ

Από την ΤΟΤΕΕ 20701-1/2017 [34] δίνονται οι εκπομπές του CO<sub>2</sub> από τη χρήση διαφορετικών καυσίμων

- ✚ ΠΘ (diesel): 1 MWh<sub>ΠΘ</sub> εκπέμπει 263,6 kg CO<sub>2</sub> ή 0,263 tn CO<sub>2</sub>/MWh
- ✚ ΦΑ (natural gas): 1 MWh<sub>ΦΑ</sub> εκπέμπει 196,3 kg CO<sub>2</sub> ή 0.196 tn CO<sub>2</sub>/MWh
- ✚ Ηλεκτρική ενέργεια: 1 MWh<sub>ε</sub> εκπέμπει 850 kg CO<sub>2</sub> ή 0,85 tn CO<sub>2</sub>/MWh.

Για την Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας:

Με χρήση ΠΘ & ΗΕ

**Πίνακας 42: Υπολογισμός CO<sub>2</sub> με χρήση ΠΘ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας**

ΠΘ		Τομείς	ΗΕ	
MWh	tn CO <sub>2</sub>		MWh	tn CO <sub>2</sub>
193.594,84	48.205	Οικιακός	73.343	62.342
82.171,31	20.461	Εμπορικός	75.525	64.196
189.949,00	47.297	Βιομηχανικός	87.010	73.958
	<b>115.963</b>	<b>Σύνολο εκπομπών ανά καύσιμο ΠΘ &amp; ΗΕ</b>		<b>200.496</b>
<b>Σύνολο εκπομπών: 316.459 tn CO<sub>2</sub></b>				

Με χρήση ΦΑ & ΗΕ

**Πίνακας 43: Υπολογισμός CO<sub>2</sub> με χρήση ΦΑ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας**

ΦΑ		Τομείς	ΗΕ	
MWh	tn CO <sub>2</sub>		MWh	tn CO <sub>2</sub>
140.224	24.819	Οικιακός	73.343	58.674
59.434	10.520	Εμπορικός	75.525	60.420
137.583	24.352	Βιομηχανικός	87.010	69.608
	<b>59.692</b>	<b>Σύνολο εκπομπών ανά καύσιμο ΦΑ &amp; ΗΕ</b>		<b>188.702</b>
<b>Σύνολο εκπομπών: 248.394 tn CO<sub>2</sub></b>				

Η μετατροπή των θερμικών συστημάτων, για θέρμανση χώρων-ZNX και βιομηχανικών θερμικών διεργασιών, με καύσιμο από Πετρέλαιο Θέρμανσης σε Φυσικό Αέριο, εκτός των

άλλων πλεονεκτημάτων, μειώνει τις εκπομπές αερίων ρύπων και ιδιαίτερα του CO<sub>2</sub> κατά 21,51%.

Για την Περιφέρεια Ηπείρου:

Με χρήση ΠΘ & ΗΕ

**Πίνακας 44: Υπολογισμός CO<sub>2</sub> με χρήση ΠΘ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Ηπείρου**

ΠΘ		Τομείς	ΗΕ	
MWh	tn CO <sub>2</sub>		MWh	tn CO <sub>2</sub>
181.936	47849	Οικιακός	42.217	35.884
86.073	22.637	Εμπορικός	43.472	36.951
68.664	18.059	Βιομηχανικός	30.477	25.905
	<b>88.545</b>	<b>Σύνολο εκπομπών ανά καύσιμο ΠΘ &amp; ΗΕ</b>		<b>98.740</b>
		<b>Σύνολο εκπομπών: 187.285 tn CO<sub>2</sub></b>		

Με χρήση ΦΑ & ΗΕ

**Πίνακας 45: Υπολογισμός CO<sub>2</sub> με χρήση ΦΑ και ΗΕ για τη Περιφέρεια Ηπείρου**

ΦΑ		Τομείς	ΗΕ	
MWh	tn CO <sub>2</sub>		MWh	tn CO <sub>2</sub>
65.109	12.761	Οικιακός	42.217	35.884
66.091	12.954	Εμπορικός	43.472	36.951
63.644	12.474	Βιομηχανικός	30.477	25.905
	<b>38.189</b>	<b>Σύνολο εκπομπών ανά καύσιμο ΦΑ &amp; ΗΕ</b>		<b>98.740</b>
		<b>Σύνολο εκπομπών: 136.929 tn CO<sub>2</sub></b>		

Η μετατροπή των θερμικών συστημάτων, για θέρμανση χώρων-ZNX και βιομηχανικών θερμικών διεργασιών, με καύσιμο από Πετρέλαιο Θέρμανσης σε Φυσικό Αέριο, εκτός των άλλων πλεονεκτημάτων, μειώνει τις εκπομπές αερίων ρύπων και ιδιαίτερα του CO<sub>2</sub> κατά 26,60%.



## 8. Σενάρια τρόπων μεταφοράς ΦΑ στις επεκτάσεις των Δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου – Κόστη μεταφοράς ΦΑ των διαφορετικών σεναρίων

### 8.1 Γενικά

Το ΦΑ συνήθως υπάρχει στις περιοχές που δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί, σε περιοχές που δεν υπάρχει τρέχουσα αγορά και εξαιτίας της φύσης του δεν αποθηκεύεται και δεν μεταφέρεται εύκολα και για αυτό είναι απαραίτητο να μεταφέρεται άμεσα μετά την εξαγωγή του.

Όπως ήδη αναφέρθηκε σε προηγούμενα κεφάλαια, το ΦΑ μπορεί να μεταφερθεί από τις δεξαμενές παραγωγής στους τόπους κατανάλωσης, με δύο βασικούς τρόπους:

- . Μέσω αγωγών χωρίς να μεταβάλλεται η αέρια φάση του,
- . Μέσω της αλυσίδας αξίας LNG με αποτέλεσμα να μετατρέπεται η αέρια φάση σε υγρή.

Η μεταφορά του ΦΑ με αγωγούς αποτελεί μια πολύ βολική μέθοδο αλλά δεν είναι τόσο ευέλικτη, αφού το αέριο μεταφέρεται σε συνήθως μεγάλες αποστάσεις από την πηγή παραγωγής του στον τελικό του προορισμό.

Με δεδομένη τη διάμετρο του χρησιμοποιούμενου αγωγού οι ποσότητες του αερίου που μπορούν να μεταφερθούν εξαρτώνται από τις ασκούμενες πιέσεις, παρά το γεγονός πως μικρή αύξηση στην μέγιστη ποσότητα μπορεί να επιτευχθεί με την προσθήκη συμπιεστών κατά μήκος της γραμμής, με τη χρήση συστοιχιών αγωγών ή με την αύξηση της μέσης πίεσης του σωλήνα. Οι υπέργειοι αγωγοί μεταφοράς ΦΑ έχουν μεγάλο κόστος όταν τα μεταφερόμενα αποθέματα είναι μικρά. Οι υποθαλάσσιοι αγωγοί που αναφέρονται σε μεγάλες αποστάσεις μεταξύ λιμανιών ή σε δύσκολα θαλάσσια περιβάλλοντα είναι δύσκολο να συντηρηθούν και είναι οικονομικά ασύμφοροι. Η χρήση αγωγών για τη μεταφορά του ΦΑ είναι εκτεταμένη στην Ευρώπη, τις ΗΠΑ και στη Βόρεια Αμερική.

Αναφορικά με τη μεταφορά του ΦΑ σε υγροποιημένη μορφή βασικό στοιχείο αποτελεί η λεγόμενη «**αλυσίδα αξιών LNG**». Η αλυσίδα αξιών LNG αποτελείται από ένα πλήθος στοιχείων που τη διαφοροποιούν πλήρως από την μεταφορά του ΦΑ με αγωγούς.

Τα κύρια στοιχεία της αλυσίδας αξίας του LNG είναι, σύμφωνα με το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ (DOE, 2013), τα ακόλουθα:

- 1) Πηγές αερίου και αποθέματα
- 2) Υγροποίηση
- 3) Μεταφορά
- 4) Αποθήκευση και επαναεριοποίηση (Εικόνα 9)

**Εικόνα 9: Τα βασικά στάδια της αλυσίδας αξιών του LNG**



Η αποτυχία ενός σταδίου στην αλυσίδα αξιών επηρεάζει αρνητικά όλους τους υπόλοιπους κρίκους της αλυσίδας. Η επιτυχής διαχείριση της αλυσίδας αξιών πρέπει να διασφαλίζει την ολοκλήρωση του έργου κάτω από συγκεκριμένο προϋπολογισμό και χρονικό ορίζοντα, με ασφαλείς και αξιόπιστες λειτουργίες μέσα από τις συνδέσεις και παράλληλα να διασφαλίζεται η ικανότητα να πραγματοποιούνται μεταβολές στην αγορά και στις συνθήκες λειτουργίας.

Σε γενικές γραμμές, τα έργα μεταφοράς LNG χαρακτηρίζονται ως υψηλού μεγάλου κεφαλαιουχικού κόστους. Το κόστος της εσωτερικής αλυσίδας από την παραγωγή έως τον τελικό αποδέκτη μπορεί να φτάσει υψηλά και πρέπει να δίνεται μεγάλη αξία στην οικονομία κλίμακας. Η τεχνολογική πρόοδος που έχει πραγματοποιηθεί τις τελευταίες δεκαετίες οδήγησε σε απότομη μείωση στο κόστος επένδυσης και λειτουργίας των μονάδων υγροποίησης [35].

Η μεταφορά του ΦΑ με αγωγούς είναι λιγότερο πολύπλοκη σε σχέση με το LNG και οι δυνατότητες μείωσης του κόστους τους είναι λιγότερο εντυπωσιακές. Όμως, σημαντικό ποσοστό στα κόστη, στα έργα μεταφοράς ΦΑ, έχουν τα κόστη απαλλοτριώσεων ιδιαίτερα εάν αφορούν γη υψηλής παραγωγικότητας.

Οι κυριότερες παρεμβάσεις που μπορεί να γίνουν για τη βελτίωση του κόστους αφορούν στην συντήρησή τους, στην επιθεώρηση των αγωγών ως προς τις συγκολλήσεις, τη βελτίωση της ποιότητας του χρησιμοποιούμενου χάλυβα και του βάρους του, με χρήση χάλυβα μεγαλύτερης βαθμίδας που μειώνει το βάρος του αγωγού και τον κάνει ευκολότερο στην εγκατάσταση, έτσι ώστε να μειωθεί το κόστος των χρησιμοποιούμενων υλικών, με τη βελτίωση των κατασκευαστικών διαδικασιών που μπορεί να βελτιώσουν τα σχεδιαστικά κριτήρια των αγωγών και επιτρέπουν την εξοικονόμηση πόρων, τη βελτίωση της μόνωσης προκειμένου να αντιμετωπιστούν προβλήματα με το νερό καθώς και η αύξηση του ανταγωνισμού που μπορεί να οδηγήσει σε συνολική μείωση του κόστους [36].

Οι μεταβολές στο κόστος επηρεάζουν την επιλογή ανάμεσα στο σύστημα μεταφοράς με αγωγούς ή με LNG. Η απόσταση μεταφοράς, ο όγκος του αερίου που πρόκειται να μεταφερθεί και οι εναλλακτικές διαδρομές αποτελούν τα βασικά κριτήρια επιλογής της κατάλληλης μεθόδου. Για μικρές αποστάσεις η χρήση των αγωγών είναι συνήθως πιο οικονομική από το LNG, ενώ, αντίστοιχα το LNG είναι προτιμότερο όταν η απόσταση μεταξύ της περιοχής του αποθέματος και του τελικού δέκτη είναι μεγάλη.

Εκτός από την οικονομική πλευρά της χρήσης αγωγών μεταφοράς του ΦΑ ή του LNG σημαντικοί παράγοντες που καθορίζουν την επιλογή είναι η χρήση και το μέγεθος της αγοράς, οι οικονομικές συνθήκες της κάθε περιοχής και η ανάπτυξη και του μεγέθους της επένδυσης διεύθυνσης ΦΑ.

## 8.2. Σενάρια για τις επεκτάσεις δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

Σκοπός της παρούσας μελέτης είναι να αξιολογηθούν οι διάφορες εναλλακτικές λύσεις για την επέκταση του δικτύου ΦΑ σε δύο Περιφέρειες:

α) Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας και

β) Περιφέρεια Ηπείρου.

Προς εκπλήρωση του σκοπού αυτού, καθορίστηκαν τα σενάρια που προκρίνονται να αξιολογηθούν για να βρεθεί η πλέον συμφέρουσα λύση ως προς τις ωφέλειες που συνεπάγονται.

Τα σενάρια βασίζονται στις ακόλουθες λύσεις μεταφοράς ΦΑ:

α) με αγωγούς μεταφοράς ΦΑ στις πόλεις, με την μεγαλύτερη κατανάλωση ΦΑ και από εκεί μεταφορά μέσω ξηράς, με βυτιοφόρα, στις άλλες πόλεις των περιφερειών, όπου εφοδιάζουν με καύσιμο τις ήδη υπάρχουσες δεξαμενές αποθήκευσης.

β) με βυτιοφόρα (φορτηγά) από τη Ρεβυθούσα στις πόλεις των 2 Περιφερειών

Στο σενάριο αυτό το LNG μεταφέρεται μέσω ξηράς με containers καθαρής χωρητικότητας 50m<sup>3</sup>. Τα containers φορτώνονται σε πλοίο ανοικτού τύπου που τα μεταφέρει στην απέναντι ακτή της Ρεβυθούσας, στην Αγ. Τριάδα.

Εκεί τα containers τοποθετούνται σε trailers, που προσδένονται σε τράκτορες, ισχύος 450 hp, και μεταφέρονται μέσω των Εθνικών Οδών (Ολυμπία Οδός, Ε8 και Ιόνια Οδός, Ε5) στις διάφορες πόλεις των Περιφερειών, όπου εφοδιάζουν με καύσιμο τις δεξαμενές αποθήκευσης.

Μετά το πέρας του εφοδιασμού, τα βυτιοφόρα επιστρέφουν στην Αγ. Τριάδα και άδεια – πλέον – containers μεταφέρονται με το πλοίο ανοικτού τύπου στη Ρεβυθούσα, ώστε να εφοδιαστούν με καύσιμο.

Θεωρείται ότι τα βυτιοφόρα εκτελούν ένα δρομολόγιο την ημέρα ή επτά δρομολόγια την εβδομάδα.

γ) με πλοίο LNG στις δυο πόλεις των περιφερειών που διαθέτουν λιμενικές εγκαταστάσεις και δύνανται να δεχθούν πλοία που μεταφέρουν LNG, μετά από επεμβάσεις που απαιτούνται, ιδιαίτερα για θέματα που αφορούν την ασφάλεια και από εκεί μεταφορά μέσω ξηράς, με βυτιοφόρα, στις άλλες πόλεις των Περιφερειών, όπου εφοδιάζουν με καύσιμο τις ήδη υπάρχουσες δεξαμενές αποθήκευσης.

Τα έξι σενάρια για τις δυο Περιφέρειες περιγράφονται αναλυτικά στους Πίνακες 46 και 47.

**Πίνακας 46: Σενάρια μεταφοράς για την επέκταση ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας**

Σ.ΔΕ1	Αγωγός ΦΑ από Μεγαλόπολη στην Πάτρα, μήκους 120 km + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Αργίριο, με απόσταση διαδρομής 76 km + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο με απόσταση διαδρομής 106 km + Κάλυψη φορτίων της Πάτρας
Σ.ΔΕ2	Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Αργίριο, με απόσταση διαδρομής 247 km + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πάτρα, με απόσταση διαδρομής 182 km + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πύργο, με απόσταση διαδρομής 281 km
Σ.ΔΕ3	Πλοία από Ρεβυθούσα για Πάτρα, με διαδρομή 372 nm + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο, με απόσταση διαδρομής 106 km + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Αργίριο, με απόσταση διαδρομής 76 km

Οι διαδρομές αφορούν μονή διαδρομή

**Πίνακας 47: Σενάρια μεταφοράς για την επέκταση δικτύου ΦΑ στην Περιφέρεια Ηπείρου**

Σ.Η1	Αγωγός ΦΑ από Δυτ. Μακεδονία (Πτολεμαΐδα) στα Ιωάννινα, μήκους 200 km + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Άρτα, με απόσταση διαδρομής 66 km + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Ηγουμενίτσα, με απόσταση διαδρομής 77 km + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Πρέβεζα, με απόσταση διαδρομής 100 km + Κάλυψη φορτίων Ιωαννίνων
Σ.Η2	Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Άρτα, με απόσταση διαδρομής 318 km + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Ηγουμενίτσα, με απόσταση διαδρομής 441 km + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Ιωάννινα, με απόσταση διαδρομής 384 km + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πρέβεζα, με απόσταση διαδρομής 370 km
Σ.Η3	Πλοία από Ρεβυθούσα για Ηγουμενίτσα, με διαδρομή 431 nm + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα για Άρτα, με απόσταση διαδρομής 128 km + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα-Ιωάννινα, με απόσταση διαδρομής 77 km + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα για Πρέβεζα, με απόσταση διαδρομής 87 km

Οι διαδρομές αφορούν μονή διαδρομή

## 8.3 Κόστος μεταφοράς ΦΑ

### 8.3.1 Κόστη μεταφοράς δια ξηράς

Τα λειτουργικά κόστη των αγωγών διαφέρουν ανάλογα από τον αριθμό των σταθμών συμπίεσης που απαιτούν σημαντικές ποσότητες καυσίμου για την λειτουργία τους καθώς και από τις συνθήκες της αγοράς στην περιοχή εγκατάστασης και κυρίως από το εργατικό κόστος.

Σχεδιάζοντας έναν αγωγό ο αναμενόμενος συντελεστής φορτίου καθορίζει το βέλτιστο συνδυασμό διαμέτρου και βαθμού συμπίεσης. Από τη στιγμή που ένας αγωγός κατασκευαστεί η βιωσιμότητα του εξαρτάται κατά κύριο λόγο από το βαθμό αξιοποίησης και το συντελεστή φορτίου όσο μεγαλύτερος είναι ο λόγος αυτών των δύο χαρακτηριστικών τόσο μεγαλύτερη είναι και η βιωσιμότητα του αγωγού.

Όπως προαναφέρθηκε, η χρήση αγωγών για την μεταφορά του ΦΑ αποτελεί μια επένδυση υψηλού κόστους και απαιτεί μεγάλες ποσότητες αποθεμάτων για να είναι οικονομικά βιώσιμη. Τα κεφαλαιακά κόστη ανέρχονται στο 90% του κόστους μεταφοράς των αγωγών. Τα βασικά χαρακτηριστικά που καθορίζουν το κόστος κατασκευής των αγωγών είναι η διάμετρος τους, η απόσταση που πρέπει να καλύψουν, οι πιέσεις λειτουργίας τους και ο τύπος τοποθέτησης τους. Άλλοι παράγοντες που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη περιλαμβάνουν τα εργατικά κόστη, το κλίμα στην περιοχή εγκατάστασης, η πυκνότητα του πληθυσμού, οι πιθανοί περιορισμοί ασφάλειας, που μπορούν να μεταβάλλουν σε ορισμένες περιπτώσεις σημαντικά το κόστος από περιοχή σε περιοχή.

### 8.3.2 Κόστη μεταφοράς δια ξηράς (βυτιοφόρα με τράκτορες και containers LNG)

Μια κύρια παράμετρος για την ανάπτυξη του ΦΑ είναι το κόστος μεταφοράς του δια ξηράς, σε υγροποιημένη κατάσταση, με βυτιοφόρα που έλκουν containers LNG, χωρητικότητας 50 m<sup>3</sup>. Τα κόστη μεταφοράς αποτελούν συνάρτηση της απόστασης μεταφοράς ανάμεσα στην υγροποίηση και στον τελικό αποδέκτη (δεξαμενές αποθήκευσης στις πόλεις).

Άλλη σημαντική παράμετρος αφορά τα κόστη σταθμών αποθήκευσης SSLNG, ένα OPEX κόστος, που σχετίζεται άμεσα με τη συχνότητα δρομολογίων των βυτιοφόρων και συνεπώς με το συνολικό κόστος και την ασφάλεια εφοδιασμού του έργου.

Τα κόστη που απορρέουν από την αγορά των containers μεταφοράς LNG αφορούν τα λειτουργικά έξοδα, τα οποία συμπεριλαμβάνονται στα μεταβλητά κόστη σχετίζονται με τη στελέχωση των βυτιοφόρων – μισθός οδηγών, την ασφάλιση τους - τις επισκευές και τη συντήρησή και την ασφάλισή τους.

Αναφορικά με τα κόστη ταξιδιού, που είναι η πιο δαπανηρή κατηγορία εξόδων για ένα βυτιοφόρο, αποτελείται από τα έξοδα καυσίμων – diesel στην μελέτη μας - τα τέλη διέλευσης (διόδια) και το πιθανό κόστος της πρόσθετης ασφάλισης, λόγω επικινδυνότητας του φορτίου.

### 8.3.3 Κόστη μεταφοράς διαμέσου θαλάσσιας οδού (πλοίο LNG)

Μια άλλη – επίσης βασική - παράμετρος για την ανάπτυξη του ΦΑ είναι το κόστος θαλάσσιας μεταφοράς του σε υγροποιημένη κατάσταση, με πλοία LNG, που αποτελεί τον ταχύτερα σήμερα αναπτυσσόμενο κλάδο της διεθνούς ναυτιλίας, μία εξειδικευμένη αγορά αρκετά συμφέρουσα, παρόλο που χαρακτηρίζεται από υψηλές κεφαλαιουχικές απαιτήσεις και συνδέεται με σημαντικούς κινδύνους.

Τα κόστη μεταφοράς αποτελούν συνάρτηση της απόστασης μεταφοράς ανάμεσα στην υγροποίηση και στον τελικό αποδέκτη και του μεγέθους των δεξαμενών. Η χρήση ενός μεγαλύτερου αριθμού μικρότερων πλοίων-μεταφορέων προσφέρει μεγαλύτερη ευελιξία αλλά αυξάνει το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς.

Τα πλοία μεταφοράς ΥΦΑ είναι εξειδικευμένα πλοία που απαιτούν εξειδικευμένα πληρώματα υψηλού επιπέδου, με υψηλότερες απολαβές από τις ισχύουσες στον ναυτιλιακό τομέα.

Τα κόστη που απορρέουν από την αγορά των πλοίων μεταφοράς LNG αφορούν τα λειτουργικά έξοδα, τα οποία συμπεριλαμβάνονται στα μεταβλητά κόστη σχετίζονται με τη στελέχωση του πλοίου, τις επισκευές και τη συντήρησή του, την ασφάλισή του, τα εφόδια και τα ανταλλακτικά και τέλος το κόστος διοίκησης.

Το ύψος του λειτουργικού κόστους, ανάλογα με το πλοίο, κυμαίνεται στο 15%- 35% του συνολικού κόστους του πλοίου και είναι ανεξάρτητο από τον τύπο ναύλωσης. Η δομή αυτού του κόστους εξαρτάται από παράγοντες όπως είναι το μέγεθός του, η εθνικότητα του πληρώματος, η πολιτική συντήρηση του πλοίου από τον πλοιοκτήτη, η ηλικία και η ασφαλιστική αξία του πλοίου καθώς και η διοικητική αποτελεσματικότητα της διαχείρισης της ναυτιλιακής εταιρείας. Στη μελέτη το ποσοστό αυτό θεωρήθηκε ως 20% του συνολικού κόστους.

Οι διαδικασίες που κοστίζουν αφορούν τη συντήρηση και την επισκευή του πλοίου ιδιαίτερα όταν πρόκειται για παλαιάς κατασκευής πλοίο. Αυτό το κόστος μπορεί να επιμεριστεί σε τρεις κατηγορίες που είναι η συντήρηση ρουτίνας, οι επισκευές που προκύπτουν από μηχανικές ή άλλες βλάβες και η περιοδική υποχρεωτική συντήρηση η οποία επιβάλλεται από το νηογνώμονα για να διατηρήσει το πλοίο την κλάση του.

Όσον αφορά το κόστος ασφάλισης, αυτό είναι μεταξύ 15%- 40% του λειτουργικού κόστους και το μεγαλύτερο ποσοστό του καθορίζεται από την ασφάλιση του σκάφους και της μηχανής. Στη μελέτη το ποσοστό αυτό θεωρήθηκε ως 25% του συνολικού κόστους.

Αναφορικά με τα κόστη ταξιδιού που είναι η πιο δαπανηρή κατηγορία εξόδων για ένα πλοίο και αποτελείται από τα έξοδα καυσίμων, τα έξοδα λιμένων, τα τέλη διέλευσης καναλιών, το κόστος χειρισμού του φορτίου και το κόστος της πρόσθετης ασφάλισης.

## 9. Ανάλυση κόστους μεταφοράς ΦΑ στα νέα Δίκτυα στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

Η ανάλυση κόστους μεταφοράς ΦΑ στα νέα Δίκτυα βασίζεται στην παραδοχή ότι οι ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ, που αναφέρονται ανά τομέα, αντιστοιχούν στις καταναλώσεις ΠΘ όπως αυτές αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο της μελέτης, για το έτος βάσης 2019.

### 9.1 Ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ (LNG) για τις πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

Ο Πίνακας 48 (α και β) δίνει αναλυτικά τις ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ (και σε LNG) για τους 3 τομείς και για όλες τις εξεταζόμενες πόλεις στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου, θεωρώντας ότι  $1 \text{ m}^3 \text{ LNG} = 600 \text{ m}^3 \text{ ΦΑ}$ .

**Πίνακας 48α: Καταναλώσεις ΦΑ/LNG στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας**

Κατανάλωση ανά πόλη	Καύσιμο	ΟΤ	ΕΤ	ΒΤ	ΣΥΝΟΛΟ
		Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>
Αργίριο	ΦΑ	2,994,597.42	1,180,413.03	3,703,844.18	7,878,854.63
	LNG	4,991.00	1,967.36	6,173.07	<b>13,131.42</b>
Πάτρα	ΦΑ	7,119,142.07	2,806,229.65	8,805,254.67	18,730,626.39
	LNG	11,865.24	4,677.05	14,675.42	<b>31,217.71</b>
Πύργος	ΦΑ	2,630,898.11	1,414,642.18	0	4,045,540.29
	LNG	4,384.83	2,357.74	0.00	<b>6,742.57</b>

**Πίνακας 48β: Καταναλώσεις ΦΑ/LNG στην Περιφέρεια Ηπείρου**

Κατανάλωση ανά πόλη	Καύσιμο	ΟΤ	ΕΤ	ΒΤ	ΣΥΝΟΛΟ
		Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>
Άρτα	ΦΑ	1,663,569.23	1,922,864.82	0.00	3,586,434.05
	LNG	2,772.62	3,204.77	0.00	<b>5,977.39</b>
Ηγουμενίτσα	ΦΑ	919,326.68	1,231,925.65	0.00	2,151,252.33
	LNG	1,532.21	2,053.21	0.00	<b>3,585.42</b>
Ιωάννινα	ΦΑ	2,109,019.77	1,435,095.55	5,785,806.45	9,329,921.77
	LNG	3,515.03	2,391.83	9,643.01	<b>15,549.87</b>
Πρέβεζα	ΦΑ	1,227,103.43	1,418,368.39	0	2,645,471.82
	LNG	2,045.17	2,363.95	0.00	<b>4,409.12</b>

Η αποθηκευτική ικανότητα του τερματικού σταθμού σε κάθε πόλη, που αναλύεται στο Πενταετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2020-2024 της ΔΕΔΑ, υπολογίστηκε να καλύπτει τις μηνιαίες ανάγκες ζήτησης σε ΦΑ κάθε πόλης, με τις δεξαμενές αποθήκευσης που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν να είναι χωρητικότητας 500m<sup>3</sup> υγροποιημένου ΦΑ.

**Πίνακας 49: Αποθηκευτική ικανότητα τερματικών σταθμών στις πόλεις Δ. Ελλάδας και Ηπείρου**

Περιφέρεια	Πόλη	Τροφοδοσία	Δυναμικότητα Αποσυμπιεστή/Αεριοποιητή
Δυτικής Ελλάδας	Αγρίνιο	1 σταθμός LNG	3000 m <sup>3</sup> /h
	Πάτρα	3 σταθμοί LNG	Εκτίμηση 3000 m <sup>3</sup> /h/έκαστος
	Πύργος	1 σταθμός LNG	3000 m <sup>3</sup> /h
Ηπείρου	Άρτα	1 σταθμός LNG	2500 m <sup>3</sup> /h
	Ηγουμενίτσα	1 σταθμός LNG	2500 m <sup>3</sup> /h
	Ιωάννινα	2 σταθμοί LNG	3000 m <sup>3</sup> /h
	Πρέβεζα	1 σταθμός LNG	2500 m <sup>3</sup> /h

## 9.2 Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG, σε διαφορετικές πόλεις με διαφορετικούς τρόπους μεταφοράς

Με βάση τα σενάρια μεταφοράς για τις επεκτάσεις των δικτύων ΦΑ στις δύο Περιφέρειες, που παρουσιάστηκαν στους Πίνακες 46 και 47 της μελέτης, υπολογίστηκαν και τα διαφορετικά κόστη μεταφοράς ΦΑ, με βάση τα προτεινόμενα σενάρια.

Για τον υπολογισμό του κόστους μεταφοράς LNG έγιναν οι αναγκαίες παραδοχές (assumptions) που παρουσιάζονται παρακάτω:

- Τα κόστη μεταφοράς ΦΑ υπολογίστηκαν με βάση το συνολικό φορτίο κάλυψης από το ΦΑ (100% του φορτίου – έτος βάσης 2019) δηλαδή για πλήρη κάλυψη των φορτίων που καλύπτει ως καύσιμο το πετρέλαιο θέρμανσης και αντικαθίσταται από ΦΑ καθώς και αυτό της ΗΕ που αφορά ΖΝΧ/κα).
- Το καύσιμο των βυτιοφόρων είναι diesel,
- Η μεταφορική ικανότητα των βυτιοφόρων είναι 50 m<sup>3</sup> και το όχημα είναι 3-αξόνων,
- Η ταχύτητα των βυτιοφόρων υπολογίστηκε σε 70 km/h σύμφωνα με τον ΚΟΚ,
- Οι χιλιομετρικές αποστάσεις και οι θαλάσσιες αποστάσεις υπολογίστηκαν από το Google earth,
- Τα διόδια υπολογίστηκαν για 3-αξονικά βυτιοφόρα για «2-way» διαδρομή,
- Η μεταφορική ικανότητα του πλοίου μεταφοράς LNG είναι 4.000 m<sup>3</sup>,
- Η ωριαία αποζημίωση οδηγών 3-αξονικών βυτιοφόρων υπολογίστηκε ως 12 €/hr,
- Το πλοίο εκτιμάται ότι εκτελεί τα 2 δρομολόγια με 4 άτομα με μέση μισθό 40 €/hr,



- Ο ετήσιος (μεικτός) εργαζομένων/ναυτικών υπολογίστηκε σε 18.000 €/έτος,
- Κόστος συντήρησης: 5% στα ετήσια κόστη
- Ο χρόνος ζωής του έργου σε κάθε σενάριο = 30 έτη.

### 9.2.1. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ1

Για το Σενάριο Σ.ΔΕ1: «Αγωγός από Μεγαλόπολη στην Πάτρα, για κάλυψη φορτίων της Πάτρας και μετά βυτιοφόρα προς Αργίριο και Πύργο» τα κόστη δίνονται ως ακολούθως:

1. Κόστος αγωγού Μεγαλόπολης – Πάτρα: 85.000.000 €, σύμφωνα με πρόταση στο ΕΣΠΑ και την έγκριση της.
3. 2. Υγροποίηση εγκαταστάσεων αποθήκευσης Βυτιοφόρα από το χώρο αποθήκευσης στην Πάτρα προς τους αντίστοιχους χώρους στο Αργίριο και στον Πύργο. (Πίνακας 50)

**Πίνακας 50: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Πάτρα προς:</b>			
<b>Πόλεις Δ. Ελλάδας</b>	<b>Μον.</b>	<b>Αργίριο</b>	<b>Πύργο</b>
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	1.094,29	561,88
Οδική μεταφορά Πάτρα – Αργίριο	km	76,00	
Οδική μεταφορά Πάτρα - Πύργος			106,00
Κόστος διοδίων μετ' επιστροφής	€	23,45	0
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		22	11
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	792	396
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	<b>€</b>	<b>22.970,64</b>	<b>11.702,40</b>

<b>Συνολικό ετήσιο κόστος μεταφοράς ΦΑ - Σ.ΔΕ1</b>	<b>€</b>	<b>85.034.673,04</b>
----------------------------------------------------	----------	----------------------

### 9.2.2. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ2

Για το Σενάριο Σ.ΔΕ2: «Βυτιοφόρα LNG από την Ρεβυθούσα προς όλες τις πόλεις της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας – Αργίριο, Πάτρα, Πύργος - για κάλυψη φορτίων με νέα δίκτυα ΦΑ» τα απαιτούμενα δεδομένα για τον υπολογισμό των δρομολογίων που θα πραγματοποιούνται από την Ρεβυθούσα προς τις πόλεις της Δυτικής Ελλάδας καθώς και των αριθμό των βυτιοφόρων που θα απαιτηθούν για τη μεταφορά της απαιτούμενης ποσότητας ΦΑ, για κάθε μία από τις περιοχές, παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω (Πίνακας 52).

Τα βυτιοφόρα-φορτηγά που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν θα είναι νέας τεχνολογίας και θα χρησιμοποιούν Diesel, ως καύσιμο κίνησης, τουλάχιστον έως το 2030.

Σχετικά με τον υπολογισμό του κόστους του καυσίμου των βυτιοφόρων φορτηγών, οχήματα βαρέως τύπου, η μέση κατανάλωση σε αστική περιοχή υπό συνθήκες μέσης συμφόρησης ανέρχεται σε 4,3 km/λίτρο, ενώ σε υπεραστική περιοχή αντίστοιχα σε 2,86 km/λίτρο [37]. Εκτιμάται ότι η μέση κατανάλωση καυσίμου της διαδρομής υπολογίστηκε σε 3,30 km/λίτρο. Στην ανάλυση, η μέση τιμή diesel δόθηκε ως 1,38 €/λίτρο, για το 2019.

Στην συνέχεια, υπολογίστηκε το χρονικό διάστημα, σε ώρες, που χρειάζεται κατά μέσο όρο για την πραγματοποίηση κάθε δρομολογίου του δικτύου. Απαραίτητα δεδομένα για τον συγκεκριμένο υπολογισμό ήταν η μέση τιμή της ταχύτητας του βυτιοφόρου (3 αξόνων), η οποία έχει καθοριστεί βάσει τα όρια που θέτει ο ΚΟΚ για τα βαρέα οχήματα σε αστικές και μη αστικές περιοχές αλλά και η μέση απόσταση για τις περιοχές τις ανάλυσης. Το χρονικό διάστημα λοιπόν υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{Ώρες δρομολογίου} = \frac{\text{απόσταση διαδρομής}}{\text{ταχύτητα φορτηγού}}$$

Έχοντας υπολογίσει το κόστος καυσίμου για τα βυτιοφόρα-φορτηγά αλλά και τις χιλιομετρικές αποστάσεις για τα δρομολόγια που πρόκειται να πραγματοποιούνται υπολογίστηκε το κόστος διαδρομής του δικτύου των φορτηγών ως εξής

$$\text{Κόστος διαδρομής} = \text{χιλιόμετρα διαδρομής} \times \text{κόστος καυσίμου/km} + \text{κόστος διοδίων}$$

Ο απαραίτητος αριθμός των δρομολογίων για την μεταφορά του LNG για την κάθε μία περιοχή του δικτύου ξεχωριστά υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων} = \frac{\text{μηνιαία ποσότητα ζήτησης LNG}}{50 \text{ m}^3}$$

Ο υπολογισμός του στόλου των φορτηγών που χρειάζεται να αποκτηθεί έγινε με βάση τα ημερήσια δρομολόγια που είναι απαραίτητα για κάθε μία από τις περιοχές διανομής.

Ο αριθμός λοιπόν των φορτηγών για κάθε διαδρομή υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{Αριθμός φορτηγών} = \frac{\text{μηνιαίος αριθμός δρομολογίων}}{30 \text{ ημέρες}}$$

Οι συνολικές ώρες που θα χρειαστούν ετησίως για την προμήθεια και την διανομή του ΦΑ δίνονται ως:

$$\text{Σύνολο ετήσιων ωρών} = 12 \times \text{μηνιαίος αριθμός δρομολογίων} \times \text{ώρες δρομολογίου}$$

Οι συνολικές ώρες των δρομολογίων είναι απαραίτητες για την ανάλυση κόστους-οφέλους, στον υπολογισμό του ετησίου κόστους για την πληρωμή των οδηγών των φορτηγών.

**Πίνακας 51: Υπολογισμός μοναδιαίου κόστους δρομολογίου στις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας**

Δεδομένα	Ρεβυθούσα-Αργίνιο	Ρεβυθούσα-Πάτρα	Ρεβυθούσα-Πύργος
Μέση απόσταση km (απλή διαδρομή)	247	182	281
Ταχύτητα φορτηγού, km/h	70	70	70
Ώρες δρομολογίου	4h32min*	2h36min	4h2min
Χωρητικότητα Container, m <sup>3</sup>	50	50	50
Κατανάλωση καυσίμου, km/λίτρο	3,30	3,30	3,30
Κόστος καυσίμου, €/λίτρο (2019)	1,38	1,38	1,38
Συνολική κατανάλωση καυσίμου διαδρομής, λίτρα	74,85	55,16	85,16
Κόστος διοδίων, €	57,40**	26,50	26,50
Κόστος πλοίου Ρίου-Αντιρρίου	16,00	16,00	16,00
Συνολικό κόστος απλής διαδρομής, €	176,70	118,62	160,02
<b>Συνολικό κόστος διαδρομής μετ' επιστροφής, €</b>	<b>353,40</b>	<b>237,24</b>	<b>320,04</b>

\*στο χρόνο διαδρομής έχει προστεθεί μια ώρα που αφορά τη θαλάσσια διαδρομή Ρίου-Αντιρρίου που περιλαμβάνει και το χρόνο αναμονής-επιβίβασης-αποβίβασης στο πλοίο διαδρομής.

\*\*περιλαμβάνει τα οδικά διόδια και το κόστος πλοίου Ρίου-Αντιρρίου (one-way), αφού δεν επιτρέπεται η διάσχιση της γέφυρας Ρίου-Αντιρρίου από βυτιοφόρα-φορτηγά με επικίνδυνα φορτία.

**Πίνακας 52: Υπολογισμός συνολικού ετήσιου κόστους δρομολογίων στις 3 πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Ρεβουθούσα προς:</b>				
<b>Πόλεις Δ. Ελλάδας</b>	<b>Μον</b>	<b>Αγρίνιο</b>	<b>Πάτρα</b>	<b>Πύργος</b>
Ετήσια ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	7.878.854,63	18.730.626,39	4.045.540,29
Ετήσια ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	13.131,42	31.217,71	6.742,57
Μηνιαία ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	656.571,22	1.560.885,53	337.128,36
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	1.094,29	2.601,48	561,88
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		22	52	11
Υπολογιζόμενος αριθμός βυτιοφόρων, με diesel		0,91	1,73	0,37
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	1,197	1,623	528
<b>Συνολικό κόστος ετήσιων δρομολογίων</b>	€	<b>93.297,60</b>	<b>148.037,76</b>	<b>42.245,28</b>

<b>Συνολικό ετήσιο κόστος μεταφοράς ΦΑ-Σ.ΔΕ2</b>	€	<b>283.580,64</b>
--------------------------------------------------	---	-------------------

### 9.2.3. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις Δυτικής Ελλάδας-Σενάριο Σ.ΔΕ3

Για τον υπολογισμό του κόστους μεταφοράς LNG από τον τερματικό σταθμό της Ρεβουθούσας με ειδικά διασκευασμένο πλοίο στην Πάτρα μελετήθηκε, αρχικά, η απόσταση των διαδρομών, σε ναυτικά μίλια, εκτιμήθηκε η ταχύτητα του πλοίου και συνεπώς υπολογίστηκε ο χρόνος διαδρομής. (Πίνακας 53)

**Πίνακας 53: Απόσταση δρομολογίων & χρόνος διαδρομών**

<b>Διαδρομή</b>	<b>Απόσταση, nm</b>	<b>Ταχύτητα πλοίου knots*</b>	<b>Χρόνος διαδρομής hr</b>
Ρεβουθούσα - Πάτρα	372	18,6	20h00min

\*1knot = 1 nautical mile

Κατόπιν, υπολογίστηκε το κόστος διαδρομής του πλοίου, που βασίστηκε σε τυπικές καταναλώσεις κινητήρων διπλού καυσίμου με χρήση 100% αερίου καυσίμου; δηλαδή έναν ιδανικό κινητήρα διπλού καυσίμου, ο οποίος αποδίδει τουλάχιστον το μέσο όρο της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς του πλοίου μεταφοράς.

Η επιλογή κινητήρων έγινε με βάση τεχνικά χαρακτηριστικά από μεγάλους κατασκευαστές ναυτικών μηχανών, όπως η MAN και η Wärtsilä. Με βάση τα ανωτέρω, εκτιμήθηκε ότι ένας

τυπικός 4-χρονος κινητήρας διπλού καυσίμου της Wärtsilä, μοντέλο 12V50DF, αποδίδει 11.700 kW στις 514 rpm, με ειδική κατανάλωση 7.258 kJ/kWh  $\approx$  134,4 gr/kWh.

Η τυπική απόσταση που χρειάζεται να διανύσει το πλοίο μέχρι να μεταβεί από ένα λιμάνι (Ρεβυθούσα) σε άλλο (Πάτρα) και ο χρόνος που απαιτείται για να διανύσει το πλοίο αυτής της κατηγορίας την συγκεκριμένη απόσταση, απαιτούνται για τον υπολογισμό της ποσότητας καταναλισκόμενου καυσίμου LNG από το πλοίο.

Για το 2019 (έτος ανάλυσης) το κόστος LNG, ως ναυτιλιακό καύσιμο, ήταν 130 €/tn.

**Πίνακας 54: Υπολογισμός απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου διαδρομής από το πλοίο (one-way και return) και του απαιτούμενου κόστους μεταφοράς**

Διαδρομή	Χρόνος διαδρομής (one-way) hr	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG tn	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG m <sup>3</sup>	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG (return) m <sup>3</sup>	Κόστος διαδρομής μετ' επιστροφής €
Ρεβυθούσα - Πάτρα	20h00min	31,08	68,95	137,90	8.080,80

Με βάση την εκτιμώμενη κατανάλωση ΦΑ σε κάθε πόλη τόσο της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας όσο και της Ηπείρου, υπολογίζονται τα δρομολόγια του πλοίου (χωρητικότητας 4.000 m<sup>3</sup>) και τα κόστη μεταφοράς στις άλλες πόλεις της Περιφέρειας (Πίνακες 55 και 56).

**Πίνακας 55: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων πλοίου στις 3 πόλεις της Περιφ. Δυτικής Ελλάδας**

Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Ρεβυθούσα προς:				
Πόλεις Δ. Ελλάδας	Μον	Αγρίνιο	Πάτρα	Πύργος
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	1.094,29	2.601,48	561,88
Συνολική απαιτούμενη μηνιαία ποσότητα	m <sup>3</sup>	4.257,70		
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		1		
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	13x40=520		
<b>Συνολικό κόστος ετήσιων δρομολογίων</b>	€	<b>13x8.080,8 = 105.050,40</b>		

Για τις μεταφορές ΦΑ από το κεντρικό σημείο αναφοράς της Περιφέρειας για το ΦΑ– Πάτρα – προς τις άλλες 2 πόλεις της Περιφέρειας τα κόστη ανά δρομολόγιο μετ' επιστροφής – κόστος μεταφοράς + διόδια - δίνονται στον Πίνακα 56:

**Πίνακας 56: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων από Πάτρα σε Αργίριο/Πύργο**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Πάτρα προς:</b>			
<b>Πόλεις Δ. Ελλάδας</b>	<b>Μον.</b>	<b>Αργίριο</b>	<b>Πύργο</b>
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	1.094,29	561,88
Οδική μεταφορά Πάτρα – Αργίριο	km	76,00	
Οδική μεταφορά Πάτρα - Πύργος			106,00
Κόστος διοδίων μετ' επιστροφής	€	23,45	0
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		22	11
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	792	396
<b>Συνολικό κόστος ετήσιων δρομολογίων</b>	<b>€</b>	<b>22.970,64</b>	<b>11.702,40</b>

<b>Συνολικό ετήσιο κόστος μεταφοράς ΦΑ-Σ.ΔΕ3</b>	<b>€</b>	<b>139.723,44</b>
--------------------------------------------------	----------	-------------------

<b>Σενάρια για τα κόστη μεταφοράς ΦΑ στις πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας</b>	<b>Ετήσια κόστη μεταφοράς ΦΑ, €</b>
Σ.ΔΕ1	(85.000.000)+34.673,04
Σ.ΔΕ2	283.580,64
Σ.ΔΕ3	139.723,44

#### 9.2.4. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η1

Για την Περιφέρεια της Ηπείρου και για το Σενάριο Σ.Η1: «Αγωγός από Δυτική Μακεδονία (Πτολεμαΐδα) στην πόλη των Ιωαννίνων, για κάλυψη φορτίων των Ιωαννίνων και μετά βυτιοφόρα προς Άρτα, Ηγουμενίτσα και Πρέβεζα» τα κόστη δίνονται ως ακολούθως:

1. Κόστος αγωγού Πτολεμαΐδας – Ιωάννινα: 156.000.000 € σύμφωνα με την πρόταση της ΔΕΔΑ στο ΕΣΠΑ για επιχορήγηση και την έγκριση της,
2. Βυτιοφόρα από Ιωάννινα προς Άρτα, Ηγουμενίτσα και Πρέβεζα.

Ο Πίνακας 57 δίνει το κόστος μεταφοράς από το χώρο δεξαμενών αποθήκευσης στα Ιωάννινα στις τρεις άλλες πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου.

**Πίνακας 57: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων στις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από Ιωάννινα προς:</b>				
<b>Πόλεις Ηπείρου</b>	<b>Μον</b>	<b>Άρτα</b>	<b>Ηγουμενίτσα</b>	<b>Πρέβεζα</b>
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	498.12	1.295.82	367.43
Οδική μεταφορά Ιωάννινα-Άρτα	km	71,00		
Κόστος μετ' επιστροφής	€	78,58		
Οδική μεταφορά Ιωάννινα-Ηγουμενίτσα	km		77,00	
Κόστος μετ' επιστροφής	€		75,00	
Οδική μεταφορά Ιωάννινα-Πρέβεζα	km			100
Κόστος μετ' επιστροφής	€			99,04
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		10	26	7
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	220	686	245
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	<b>€</b>	<b>9.430</b>	<b>23.400</b>	<b>8.319,4</b>

<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων-Σ.Η1</b>	<b>€</b>	<b>156.045.184</b>
-------------------------------------------------	----------	--------------------

### 9.2.5 Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η2

Για το Σενάριο Σ.Η2: «Βυτιοφόρα LNG από την Ρεβυθούσα προς όλες τις πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου - Ιωαννίνων, Άρτας, Ηγουμενίτσας και Πρέβεζας - για κάλυψη φορτίων με νέα δίκτυα ΦΑ» τα κόστη δίνονται ως ακολούθως (Πίνακας 58):

**Πίνακας 58: Υπολογισμός κόστους μοναδιαίου δρομολογίου στις τέσσερις πόλεις**

Δεδομένα	Ρεβυθούσα-Άρτα	Ρεβυθούσα-Ηγουμενίτσα	Ρεβυθούσα-Ιωάννινα	Ρεβυθούσα-Πρέβεζα
Μέση απόσταση km	318	441	384	370
Ταχύτητα φορτηγού, km/h	70	70	70	70
Ώρες δρομολογίου	5h33min*	7h18min*	6h29min*	6h17min*
Χωρητικότητα Container, m <sup>3</sup>	50	50	50	50
Κατανάλωση καυσίμου, km/λίτρο	3,30	3,30	3,30	3,30
Κόστος καυσίμου, €/λίτρο (2019)	1,38	1,38	1,38	1,38
Συνολική κατανάλωση καυσίμου διαδρομής, λίτρα	96,37	133,64	116,36	112,12
Κόστος διοδίων, €	48,85**	56,95**	56,95**	48,85**
Κόστος πλοίου Ρίου-Αντιρρίου	16,00	16,00	16,00	16,00
<b>Συνολικό κόστος απλής διαδρομής, €</b>	<b>197,84</b>	<b>257,37</b>	<b>236,53</b>	<b>219,58</b>
<b>Συνολικό κόστος διαδρομής μετ' επιστροφής, €</b>	<b>395,68</b>	<b>514,74</b>	<b>473,06</b>	<b>439,16</b>

\*στο χρόνο διαδρομής έχει προστεθεί μια ώρα που αφορά τη θαλάσσια διαδρομή Ρίου-Αντιρρίου που περιλαμβάνει και το χρόνο αναμονής-επιβίβασης-αποβίβασης στο πλοίο διαδρομής.

\*\*περιλαμβάνει τα οδικά διόδια και το κόστος πλοίου Ρίου-Αντιρρίου (one-way), αφού δεν επιτρέπεται η διάσχιση της γέφυρας Ρίου-Αντιρρίου από βυτιοφόρα-φορτηγά με επικίνδυνα φορτία.

Στον Πίνακα 59 παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα που παρήχθησαν μετά των υπολογισμό των μοναδιαίων δρομολογίων, ωρών και χιλιομέτρων για όλο το δίκτυο μεταφοράς του LNG, σε κάθε τερματικό σταθμό από τη Ρεβυθούσα προς τις Περιφέρειες Δυτ. Ελλάδας και Ηπείρου αντίστοιχα.



**Πίνακας 59: Υπολογισμός συνολικού ετήσιου κόστους δρομολογίων στις 4 πόλεις**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Ρεβυθούσα προς:</b>					
<b>Πόλεις Ηπείρου</b>	<b>Μον</b>	<b>Άρτα</b>	<b>Ηγουμενίτσα</b>	<b>Ιωάννινα</b>	<b>Πρέβεζα</b>
Ετήσια ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	3,586,434.05	2,151,252.33	9,329,921.77	2,645,471.82
Ετήσια ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	5,977.39	3,585.42	15,549.87	4,409.12
Μηνιαία ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	298,869.50	179,271.03	777,493.48	220,456.0
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	498.12	298.79	1,295.82	367.43
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		10	6	26	7
Υπολογιζόμενος αριθμός βυτιοφόρων, με diesel		0,4	0,2	0,9	0,2
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	1.330	1.051	4.046	1.056
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	<b>€</b>	<b>47.481,60</b>	<b>37.061,28</b>	<b>147.594,72</b>	<b>36.889,44</b>

Στο κόστος αυτό δεν περιλαμβάνεται το μηνιαίο (ή ετήσιο) κόστος μισθοδοσίας των οδηγών βυτιοφόρων μεταφοράς LNG στις διάφορες πόλεις της Περιφέρειας.

<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων-Σ.Η2</b>	<b>€</b>	<b>269.027,04</b>
-------------------------------------------------	----------	-------------------

### 9.2.6. Υπολογισμός κόστους μεταφοράς LNG προς πόλεις της Ηπείρου-Σενάριο Σ.Η3

Για τον υπολογισμό του κόστους μεταφοράς LNG από τον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας με ειδικά διασκευασμένο πλοίο κύρια στην Ηγουμενίτσα μελετήθηκε, αρχικά, η απόσταση των διαδρομών, σε ναυτικά μίλια, εκτιμήθηκε η ταχύτητα του πλοίου και συνεπώς υπολογίστηκε ο χρόνος διαδρομής. (Πίνακας 60)

**Πίνακας 60: Υπολογισμός απόστασης δρομολογίων & χρόνου διαδρομών**

Διαδρομή	Απόσταση, nm	Ταχύτητα πλοίου knots*	Χρόνος διαδρομής hr
Ρεβυθούσα - Ηγουμενίτσα	431	18,6	23h10min

\*1knot = 1 nautical mile

Κατόπιν, υπολογίστηκε το κόστος διαδρομής του πλοίου, που βασίστηκε σε τυπικές καταναλώσεις κινητήρων διπλού καυσίμου με χρήση 100% αερίου καυσίμου; δηλαδή έναν ιδανικό κινητήρα διπλού καυσίμου, ο οποίος αποδίδει τουλάχιστον το μέσο όρο της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς του πλοίου μεταφοράς.

Η επιλογή κινητήρων έγινε με βάση τεχνικά χαρακτηριστικά από μεγάλους κατασκευαστές ναυτικών μηχανών, όπως η MAN και η Wärtsilä. Με βάση τα ανωτέρω, εκτιμήθηκε ότι ένας τυπικός 4-χρονος κινητήρας διπλού καυσίμου της Wärtsilä, μοντέλο 12V50DF, αποδίδει 11.700 kW στις 514 rpm, με ειδική κατανάλωση 7.258 kJ/kWh  $\approx$  134,4 gr/kWh.

Η τυπική απόσταση που χρειάζεται να διανύσει το πλοίο μέχρι να μεταβεί από ένα λιμάνι (Ρεβυθούσα) σε άλλο (Ηγουμενίτσα) και ο χρόνος που απαιτείται για να διανύσει το πλοίο αυτής της κατηγορίας την συγκεκριμένη απόσταση, απαιτούνται για τον υπολογισμό της ποσότητας καταναλισκόμενου καυσίμου LNG από το πλοίο.

Για το 2019 (έτος ανάλυσης) το κόστος LNG, ως ναυτιλιακό καύσιμο, ήταν 130 €/tn.

**Πίνακας 61: Υπολογισμός απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου διαδρομής από το πλοίο (one-way και return) και του απαιτούμενου κόστους μεταφοράς**

Διαδρομή	Χρόνος διαδρομής (one-way) hr	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG tn	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG m <sup>3</sup>	Απαίτηση ποσότητας καυσίμου LNG (return) m <sup>3</sup>	Κόστος διαδρομής μετ' επιστροφής €
Ρεβυθούσα - Ηγουμενίτσα	23h10min	36,10	80,10	160,20	9.386,00

Με βάση την εκτιμώμενη κατανάλωση ΦΑ σε κάθε πόλη της Περιφέρειας Ηπείρου, υπολογίζονται τα δρομολόγια του πλοίου (χωρητικότητας 4.000 m<sup>3</sup>) και τα κόστη μεταφοράς στις άλλες πόλεις της Περιφέρειας (Πίνακες 62 και 63).

**Πίνακας 62: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων πλοίου στις 4 πόλεις της Περιφ. Ηπείρου**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από τη Ρεβυθούσα προς:</b>					
<b>Πόλεις Ηπείρου</b>	<b>Μον.</b>	<b>Άρτα</b>	<b>Ηγουμενίτσα</b>	<b>Ιωάννινα</b>	<b>Πρέβεζα</b>
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	498.12	298.79	1,295.82	367.43
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		<1 (περίπου 8 το έτος)			
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	8x46,20=396,60			
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	€	<b>8x9.386=75.088,0</b>			

Στα κόστη αυτά δεν περιλαμβάνεται το μηνιαίο (ή ετήσιο) κόστος μισθοδοσίας των εργαζόμενων (ναυτικών) στο πλοίο μεταφοράς LNG στις δύο πόλεις των δυο Περιφερειών.

Για τις μεταφορές ΦΑ από το κεντρικό σημείο αναφοράς της Περιφέρειας για το ΦΑ–Ηγουμενίτσα – προς τις άλλες 3 πόλεις της Περιφέρειας τα κόστη των βυτιοφόρων ανά μήνα και έτος – κόστος μεταφοράς + διόδια - δίνονται παρακάτω.

**Πίνακας 63: Υπολογισμός κόστους δρομολογίων από Ηγουμενίτσα στις 3 πόλεις**

<b>Μεταφορά LNG/ΥΦΑ από την Ηγουμενίτσα προς:</b>					
<b>Πόλεις Ηπείρου</b>	<b>Μον</b>	<b>Άρτα</b>	<b>Ιωάννινα</b>	<b>Πρέβεζα</b>	
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	498,12	1.295,82	367,43	
Οδική μεταφορά Ηγουμενίτσα-Άρτα	km	129,00			
Κόστος μετ' επιστροφής	€	137,70			
Οδική μεταφορά Ηγουμενίτσα – Ιωάννινα	km		77,00		
Κόστος μετ' επιστροφής	€		75,00		
Οδική μεταφορά Ηγουμενίτσα-Πρέβεζα	km			87,00	
Κόστος μετ' επιστροφής	€			72,76	
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		10	26	7	
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	440	686	204	
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	€	<b>16.523</b>	<b>23.400</b>	<b>6.112</b>	
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων-Σ.Η3</b>	€	<b>121.113</b>			

Συνοψίζοντας:

**Πίνακας 64: Σενάρια και κόστη μεταφοράς**

Σενάρια για τα κόστη μεταφοράς ΦΑ στις πόλεις της Περιφ. Ηπείρου	Ετήσιο κόστος μεταφοράς, €
Σ.Η1	(156.000.000)+45.184
Σ.Η2	269.027,04
Σ.Η3	121.123,00

### 9.3 Άλλα κόστη που απαιτούνται για τη μεταφορά LNG, στις πόλεις με επεκτάσεις δικτύων ΦΑ

#### 9.3.1 Αγορά τρακτόρων και containers 50 m<sup>3</sup> ανά σενάριο

Για την υλοποίηση των χερσαίων μεταφορών θα απαιτηθεί η αγορά τρακτόρων, με καύσιμο diesel και containers χωρητικότητας 50 m<sup>3</sup> έκαστο για τη μεταφορά του LNG. Ο Πίνακας 65 δίνει τα κόστη ανά σενάριο και για τις δυο Περιφέρειες.

**Πίνακας 65: Κόστος τρακτόρων και containers ανά σενάριο**

Σενάρια	Αριθμός τρακτόρων/containers	Συνολικό μοναδιαίο κόστος τρακτόρων/containers €	Συνολικό κόστος €
Σ.ΔΕ1	2	50.000+150.000=200.000, θεωρώντας ότι το κόστος container είναι 3.000 €/m <sup>3</sup> , ενώ μια μέση τιμή φορτηγού diesel είναι 45-55.000€.	400.000
Σ.ΔΕ2	4		800.000
Σ.ΔΕ3	2		400.000
Σ.Η1	3		600.000
Σ.Η2	4		800.000
Σ.Η3	3		600.000

### 9.3.2 Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων

Πίνακας 66: Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων

Διαδρομή	Ετήσιες ώρες δρομολογίων	Κόστος οδηγού/ώρα €/hr	Ετήσιο κόστος €
Πάτρα - Αγρίνιο	792	12	9.504
Πάτρα - Πύργος	396	12	4.752
Ρεβυθούσα - Αγρίνιο	1.197	12	14.364
Ρεβυθούσα - Πάτρα	1.623	12	19.476
Ρεβυθούσα - Πάτρα	528	12	6.336
Διαδρομή	Ετήσιες ώρες δρομολογίων	Κόστος οδηγού ανά ώρα €/hr	Ετήσιο κόστος €
Ιωάννινα - Άρτα	440	12	5.280
Ιωάννινα - Ηγουμενίτσα	686	12	8.232
Ιωάννινα - Πρέβεζα	245	12	2.940
Ρεβυθούσα - Άρτα	1.330	12	15.960
Ρεβυθούσα - Ηγουμενίτσα	1.051	12	12.612
Ρεβυθούσα - Ιωάννινα	4.046	12	48.552
Ρεβυθούσα - Πρέβεζα	1.056	12	12.672
Ηγουμενίτσα - Άρτα	440	12	5.280
Ηγουμενίτσα - Πρέβεζα	204	12	2.448

### 9.3.3 Αγορά πλοίου μεταφοράς LNG, χωρητικότητας 4.0000 m<sup>3</sup> - Λειτουργικά κόστη

Ένα συμβατικό κόστος για αγορά πλοίου μεταφοράς LNG (LNG bunker vessel) χωρητικότητας 4.000 m<sup>3</sup> είναι της τάξης 31.620.000 €, εκτιμώμενα ετήσια λειτουργικά κόστη του πλοίου 2.550.000 €.

### 9.3.4 Κόστη αμοιβών ναυτικών στο πλοίο

Πίνακας 67: Κόστη αμοιβών ναυτικών

Κόστος ναυτικών	Ετήσιες Ώρες	Κόστος 4 ναυτικών ανά ώρα	Ετήσιο κόστος €
Ρεβυθούσα-Πάτρα	520	160	83.200
Ρεβυθούσα - Ηγουμενίτσα	396	160	63.360

### 9.3.5 Άλλα Κόστη (Λειτουργικά – Συντήρησης και Απρόβλεπτα)

Το κόστος συντήρησης όλου του συστήματος μεταφοράς LNG (αγωγός/πλοίο LNG – βυτιοφόρα - δίκτυα - ΙΤ - κτήρια, κα) εκτιμάται ως 5% επί του συνολικού κόστους.

Άλλα λειτουργικά κόστη (διοικητικό και λοιπό προσωπικό, άδειες, φόροι, κα) καθώς και τα απρόβλεπτα εκτιμώνται ως 8% επί του συνολικού κόστους.

### 9.3.6 Κόστος σταθμών μικρής κλίμακας στις πόλεις για την επαναεροποίηση του υγροποιημένου ΦΑ.

Το κόστος αυτό αφορά την εγκατάσταση και λειτουργία μικρής κλίμακας σταθμού (έως 1 ΜΤΡΑ) επαναεροποίησης του μεταφερόμενου LNG, σε πόλεις τόσο στην Δ. Ελλάδα όσο και στην Ήπειρο.

Εκτιμώμενη τιμή κόστους σταθμού μικρής κλίμακας επαναεροποίησης LNG είναι 3 € ανά επαναεροποιημένο Nm<sup>3</sup> ΦΑ.

Με βάση τα ανωτέρω και τα δεδομένα στους Πίνακες 48 α & β (κεφ. 9) το εκτιμώμενο κόστος σταθμού μικρής κλίμακας επαναεροποίησης LNG ανά πόλη δίνεται ακολούθως

Πόλη	Σύνολο απαιτούμενης ποσότητας ΦΑ (Nm <sup>3</sup> )	Απαίτηση ΦΑ ανά εβδομάδα (Nm <sup>3</sup> )	Εκτιμώμενο κόστος σταθμού επαναεροποίησης LNG (€)
Πάτρα	18.730.626	359.237	1.977.711
Αγρίνιο	7.878.855	15.110	453.330
Πύργος	4.045.540	77.590	232.770
Ιωάννινα	9.329.921	178.940	536.820
Ηγουμενίτσα	2.151.252	41.260	123.780
Άρτα	3.586.434	68.785	206.355
Πρέβεζα	2.645.472	50.738	152.210

## 9.4 Υπολογισμός εσόδων από την πώληση ΦΑ στις πόλεις των δύο Περιφερειών

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ΦΑ στον οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό τομέα και για τα τρία σενάρια για 3 πόλεις της Περιφέρειας της Δυτικής Ελλάδας - το Αργίριο, την Πάτρα και τον Πύργο- δίνονται στον Πίνακα 68.

**Πίνακας 68: Έσοδα από την πώληση ΦΑ και στους 3 τομείς**

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΟΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΟΤ
	MWh	€/MWh	€
Σ.ΔΕ1	140.191	59	8.271.269
Σ.ΔΕ2	140.191	59	8.271.269
Σ.ΔΕ3	140.191	59	8.271.269

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΤ&ΒΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ/ΒΤ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ&ΒΤ
	MWh	€/MWh	€
Σ.ΔΕ1	197.014	35	6.895.498
Σ.ΔΕ2	197.014	35	6.895.498
Σ.ΔΕ3	197.014	35	6.895.498

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΕ ΟΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΤΟΜΕΙΣ
Σ.ΔΕ1	15.166.767 €
Σ.ΔΕ2	15.166.767 €
Σ.ΔΕ3	15.166.767 €

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ΦΑ στον οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό τομέα και για τα τρία σενάρια για τις 4 πόλεις της Περιφέρειας Ηπείρου – την Άρτα, την Ηγουμενίτσα, τα Ιωάννινα και την Πρέβεζα- δίνονται στον Πίνακα 69.

**Πίνακας 69: Έσοδα από την πώληση ΦΑ και στους 3 τομείς στην Περ. Ηπείρου**

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΟΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΟΤ
	<b>MWH</b>	<b>€/MWh</b>	<b>€</b>
<b>Σ.ΔΕ1</b>	65.109	59	3.841.443
<b>Σ.ΔΕ2</b>	65.109	59	3.841.443
<b>Σ.ΔΕ3</b>	65.109	59	3.841.443

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΤ&ΒΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ/ΒΤ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ&ΒΤ
	<b>MWH</b>	<b>€/MWh</b>	<b>€</b>
<b>Σ.ΔΕ1</b>	129.735	35	4.540.725
<b>Σ.ΔΕ2</b>	129.735	35	4.540.725
<b>Σ.ΔΕ3</b>	129.735	35	4.540.725

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΕ ΟΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΤΟΜΕΙΣ
<b>Σ.ΔΕ1</b>	<b>8.382.168 €</b>
<b>Σ.ΔΕ2</b>	<b>8.382.168 €</b>
<b>Σ.ΔΕ3</b>	<b>8.382.168 €</b>

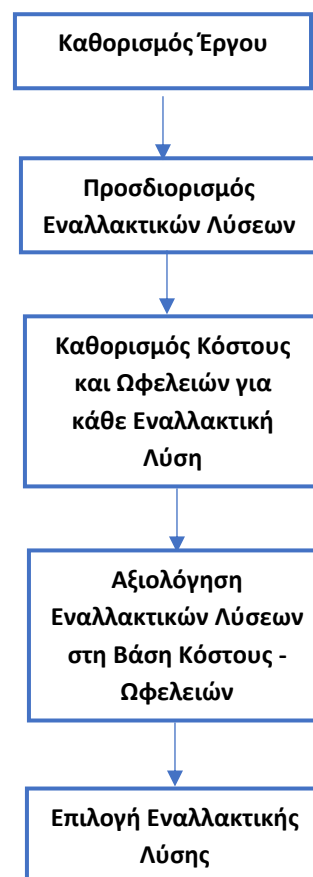


## 10. Ανάλυση Κόστους – Οφέλους για την επέκταση των Δικτύων ΦΑ στις Περιφέρειες Δυτικής Ελλάδας και Ηπείρου

### 10.1 Μεθοδολογία αξιολόγησης επένδυσης επέκτασης δικτύων ΦΑ

Η αξιολόγηση της επένδυσης επέκτασης δικτύων ΦΑ απαιτεί τη διαμόρφωση εναλλακτικών σεναρίων, τα οποία και αντικατοπτρίζουν τις εναλλακτικές υλοποίησης του έργου. Η μεθοδολογική προσέγγιση που ακολουθείται συνίσταται στη χρησιμοποίηση της μεθόδου αξιολόγησης κόστους -οφέλους, όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 13.

**Διάγραμμα 13: Μεθοδολογική προσέγγιση ανάλυσης κόστους - οφέλους**



Για την αξιολόγηση των εναλλακτικών λύσεων απαιτείται καθορισμός και αποτίμηση των ωφελειών και του κόστους των εναλλακτικών λύσεων.

Η αποτίμηση αυτή γίνεται σε κάποια κοινή βάση που επιτρέπει τη συγκριτική αξιολόγηση των λύσεων, επομένως εκφράζοντας τις ωφέλειες και τα κόστη σε χρηματικές μονάδες.

Αναλυτικότερα, η μεθοδολογία που ακολουθείται στη μελέτη για την Ανάλυση Κόστους – Οφέλους συνοψίζεται στα ακόλουθα βήματα:

1. Καθορισμός του κόστους υλοποίησης του έργου για τον κύριο του έργου.
2. Καθορισμός των αναμενόμενων ωφελειών για τους χρήστες του έργου.
3. Αποτίμηση (ποσοτική έκφραση) των ωφελειών και του κόστους σε χρηματική βάση.

4. Καθορισμός του επιθυμητού ρυθμού απόδοσης της επένδυσης και ισοδύναμος μετασχηματισμός των ωφελειών και τους κόστους σε μια κοινή βάση λαμβάνοντας υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος.
5. Αξιολόγηση της επένδυσης (σύγκριση ωφελειών - κόστους) και λήψη απόφασης.

#### **Καθορισμός του κόστους υλοποίησης του έργου**

Το κόστος περιλαμβάνει γενικά δαπάνες για την κατασκευή, τη λειτουργία και τη συντήρηση του έργου. Το καθαρό κόστος για τον κύριο του έργου είναι:

$$\text{Καθαρό Κόστος (C)} = \text{κόστος κατασκευής} + \text{κόστος λειτουργίας} + \text{κόστος συντήρησης}$$

Οι ακόλουθες κατηγορίες κόστους λαμβάνονται υπόψη στην οικονομική ανάλυση του έργου

- Κόστος επένδυσης: συμπεριλαμβανομένων των δαπανών σχεδιασμού και μελετών, του κόστους των υλικών και του εξοπλισμού, των μεταφορικών και κατασκευαστικών έργων. Ορισμένα έργα μπορεί επίσης να περιλαμβάνουν σταθμούς συμπίεσης. Το μήκος και η διάμετρος του αγωγού, το κόστος του χάλυβα και ο τύπος του εδάφους συγκαταλέγονται ανάμεσα στους βασικούς καθοριστικούς παράγοντες του κόστους επένδυσης.
- Κόστος λειτουργίας: συμπεριλαμβανομένου των εξόδων προσωπικού, του κόστους συμπίεσης αερίου, διοικητικά και άλλα γενικά έξοδα.
- Το κόστος συντήρησης: περιλαμβάνει την προληπτική συντήρηση καθώς και την αντικατάσταση εξοπλισμού σε περίπτωση φθοράς.

#### **Καθορισμός των ωφελειών για τους χρήστες του έργου**

Η υλοποίηση του έργου οδηγεί σε επιθυμητά αποτελέσματα που είναι γνωστά ως οι ωφέλειες (benefits) του έργου, συχνά όμως οδηγεί και σε αρνητικές επιπτώσεις (disbenefits) για το κοινωνικό σύνολο. Ένα έργο επιφέρει συχνά και δευτερεύουσες ωφέλειες ή αρνητικές επιπτώσεις.

Η καθαρή ωφέλεια (net benefit) του έργου προκύπτει από τη σχέση:

$$\text{Καθαρή ωφέλεια (B)} = \text{ωφέλειες} - \text{αρνητικές επιπτώσεις}$$

Η παρούσα μελέτη εξετάζει τα εναλλακτικά σενάρια για την επέκταση του δικτύου ΦΑ στη Δυτική Ελλάδα και Ήπειρο βάσει τριών κριτηρίων: (Α) Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ-Net Present Value), (Β) Εσωτερικός Δείκτης Αποδοτικότητας (Internal Rate of Return - IRR), (Γ) Λόγος Ωφελειών προς Κόστος.

#### **(Α) Καθαρή Παρούσα Αξία**

Για την αξιολόγηση της επενδυτικής πρότασης, ήτοι των εναλλακτικών σεναρίων  $j$ , χρησιμοποιείται το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net present Value-NPV), όπου

$$NPV_j = \text{Παρούσα αξία ωφελειών} - \text{Παρούσα αξία δαπανών}$$

Για κάθε εναλλακτική λύση j, υπολογίζεται η NPV<sub>j</sub> της διαφοράς όλων των ωφελειών μείον των δαπανών που πραγματοποιούνται καθ' όλη τη διάρκεια της χρονικής περιόδου αξιολόγησης του έργου (οικονομικός χρόνος ζωής του έργου).

Βήματα:

- Κόστη – Οφέλη στις διάφορες χρονικές στιγμές
- Αναγωγή όλων των χρηματικών ροών στη χρονική στιγμή t=0
- Αλγεβρική άθροιση των ανηγμένων χρηματικών ροών
- Αξιολόγηση αποτελέσματος

$$NPV_j = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_{j,t}}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^{t=n} \frac{K_{j,t}}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{(B_{j,t} - K_{j,t})}{(1+i)^t}$$

όπου,

B: ωφέλειες (benefits)

K: κόστη (costs)

n: περίοδος αξιολόγησης

i: ευκαιριακό κόστος κεφαλαίου

Το κριτήριο που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της επένδυσης περιγράφεται ως εξής:

<b>NPV &gt; 0</b>	<b>Επένδυση Αποδεκτή.</b> Η παρούσα αξία των ωφελειών είναι μεγαλύτερη από την παρούσα αξία του κόστους επένδυσης.
<b>NPV = 0</b>	<b>Επένδυση Οριακή.</b> Η παρούσα αξία των ωφελειών είναι ίση με την παρούσα αξία του κόστους επένδυσης.
<b>NPV &lt; 0</b>	<b>Απορρίπτεται.</b> Η παρούσα αξία των ωφελειών είναι μικρότερη από την παρούσα αξία του κόστους επένδυσης.

### (B) Εσωτερικός Δείκτης Αποδοτικότητας

Αντί να θεωρείται δεδομένο το κόστος κεφαλαίου (r) και να επιχειρείται ο προσδιορισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Μέθοδος ΚΠΑ) αναζητείται εκείνο το κόστος κεφαλαίου (IRR) που καθιστά μηδενική την Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης.

Με τη μέθοδο αυτή βρίσκουμε το επιτόκιο IRR τέτοιο ώστε NPV<sub>j</sub>=0

Για την εύρεση του επιτοκίου IRR επιλύεται η εξίσωση για την εναλλακτική λύση j:

$$\sum_{t=0}^{t=n} \frac{K_{j,t}}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_{j,t}}{(1+IRR)^t}$$

Το επιτόκιο αναγωγής IRR συγκρίνεται με το ευκαιριακό κόστος κεφαλαίου i

- Αν IRR > i η επένδυση είναι συμφέρουσα
- Αν IRR < i η επένδυση ΔΕΝ είναι συμφέρουσα

Σε περίπτωση της παρούσας μελέτης που συγκρίνουμε πολλές εναλλακτικές λύσεις, καλύτερη θεωρείται εκείνη με το μεγαλύτερο επιτόκιο IRR, εφόσον IRR > i.

### (Γ) Λόγος Ωφελειών - Κόστους

Η μέθοδος βασίζεται στον υπολογισμό του λόγου λ των συνολικών ωφελειών προς τα συνολικά κόστη. Οι ωφέλειες και τα κόστη υπολογίζονται με βάση την Παρούσα Αξία τους.

$$\lambda = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} (B_t - \Sigma_t)}{\sum_{t=0}^{t=n} K_t - YAE}$$

Όπου:

$K_0$  αρχικό κόστος κατασκευής του έργου  $K_t$  η Παρούσα Αξία ετήσιας δαπάνης κατασκευής/έκτακτης συντήρησης έτους  $t$

$\Sigma_t$  η Παρούσα αξία ετήσιας δαπάνης συντήρησης/λειτουργίας έτους  $t$

$B_t$  η παρούσα αξία ετήσιας ωφέλειας έτους  $t$

YAE: Υπολειμματική Αξία Επένδυσης

- $\lambda > 1$  το συγκεκριμένο έργο έχει παρούσα αξία ωφελειών μεγαλύτερη της παρούσας αξίας των δαπανών, οπότε και γίνεται ΑΠΟΔΕΚΤΟ.

Για τη σύγκριση περισσότερων εναλλακτικών αυτή που έχει το μεγαλύτερο λόγο θεωρείται ως η πλέον αποδοτική από οικονομική άποψη.

## 10.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων για την Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας

Για όλα τα σενάρια, η τεχνοοικονομική ανάλυση βασίστηκε στα ακόλουθα δεδομένα:

Ετήσια αύξηση κόστους ΗΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Ετήσια αύξηση κόστους ΘΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Διάρκεια Ζωής έργου	30	(Έτη)
Ποσοστό φόρου	0%	(%)
Προεξοφλητικό Επιτόκιο	4.00%	(%)
Ίδια συμμετοχή	100.00%	(%)

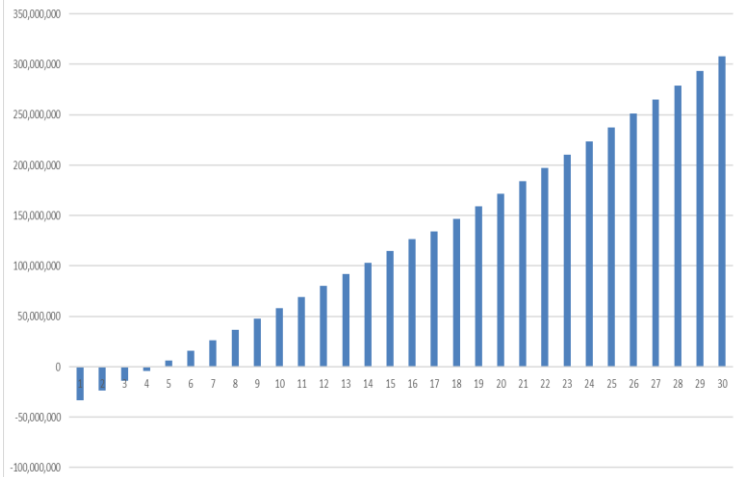
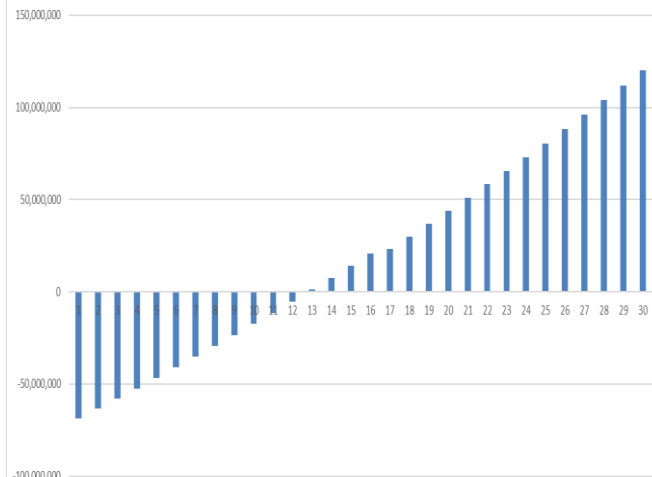
Η ανάλυση για τα σταθερά κόστη, όπως τα κόστη συνδέσεων, των σταθμών SSLNG, των δικτύων ΦΑ ΧΠ, των κτηρίων, των δικτύων ΙΤ, της αγοράς τρακτόρων/πλοίου, κλπ, όσο τα ετήσια λειτουργικά κόστη όπως τα κόστη μεταφοράς, συντήρησης και άλλων λειτουργικών δαπανών, αλλά και των ετήσιων εσόδων από την πώληση ΦΑ σε όλους τους τομείς (ΟΤ, ΕΤ & ΒΤ) δίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 71.

Ο ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discount Cash Flow) για την περίοδο των 30 ετών δίνεται στο Παράρτημα Ι.

**Πίνακας 70: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας**

ΕΞΟΔΑ														
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΕΩΝ - ΙΤ - ΚΤΙΡΙΩΝ - ΚΛΠ			ΚΟΣΤΗ ΑΓΟΡΑΣ ΤΡΑΚΤΟΡΩΝ/ CONTAIRERS	ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΠΛΟΙΟΥ LNG	ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΓΙΑ ΠΕΡΙΟΔΟ 30 ΕΤΩΝ					ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΆΛΛΑ ΚΟΣΤΗ		ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουτά			Κόστος αγωγού ΦΑ από Μεγαλόπολη - Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Πύργο	Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων	Κόστη αμοιβών ναυτικών πλοίου	ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Αγωγός-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ1	14,588,170.00	23,724,359.00	1,379,513.00	400,000.00	0.00	85,000,000.00	22,970.64	11,702.40	14,256.00	0.00	125,140,971.04	6,254,602.10	10,511,645.85	141,907,218.99
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουτά			Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Πύργο			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ2	14,588,170.00	23,724,359.00	3,357,184.00	800,000.00	0.00	93,276.60	148,037.76	42,245.28	40,176.00	0.00	42,793,448.64	2,123,485.65	3,593,354.74	48,510,289.03
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουτά			Πλοίο LNG από Ρεβυθούσα- Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Πύργο			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Πλοίο-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ3	14,588,170.00	23,724,359.00	3,357,184.00	400,000.00	31,620,000.00	105,050.40	22,970.64	11,702.40	14,256.00	83,200.00	73,926,892.44	3,684,485.65	6,208,910.25	83,820,288.34
ΕΞΟΔΑ														
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΟΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΟΤ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΤ&ΒΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ/ΒΤ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ&ΒΤ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΕ ΟΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΤΟΜΕΙΣ							
	MWh	€/MWh	€	MWh	€/MWh	€	€							
Σ.ΔΕ1	140,191	59	8,271,269	197,014	35	6,895,498	15,166,767							
Σ.ΔΕ2	140,191	59	8,271,269	197,014	35	6,895,498	15,166,767							
Σ.ΔΕ3	140,191	59	8,271,269	197,014	35	6,895,498	15,166,767							

**Πίνακας 71: Αποτελέσματα τεchnικοοικονομικής μελέτης σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας**

<b>Σ.ΔΕ1:</b> Αγωγός ΦΑ από Μεγαλόπολη στην Πάτρα – Βυτιοφόρα σε Αργίριο και Πύργο – Σταθμός SSLNG - Δεξαμενές αποθήκευσης & Δίκτυα ΧΠ στις πόλεις.	<b>Σ.ΔΕ2:</b> Βυτιοφόρα από Ρεβουθούσα για Άρτα, για Ηγουμενίτσα, για Ιωάννινα, για Πρέβεζα	<b>Σ.ΔΕ3:</b> Πλοία από Ρεβουθούσα για Πάτρα, Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο, για Αργίριο																																				
<p><b>Κόστος Επένδυσης: 125.140.971 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 16.766.248 €</b></p>	<p><b>Κόστος Επένδυσης: 42.793.449 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 5.716.841 €</b></p> <p>Σωρευτική Ροή Χρημάτων Επένδυσης (30-έτη)</p> 	<p><b>Κόστος Επένδυσης: 73.926.892 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 9.893.396 €</b></p> <p>Σωρευτική Ροή Χρημάτων Επένδυσης (30-έτη)</p> 																																				
<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="69 1142 734 1310"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>-263.35</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>-</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>-1.1</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>-</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-263.35	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	-1.1	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="786 1126 1514 1302"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>307.86</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>4.41</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>8.19</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>23.46</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	307.86	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	4.41	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	8.19	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	23.46	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="1554 1134 2175 1310"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>119.92</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>12.82</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>2.62</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>7.12</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	119.92	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	12.82	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	2.62	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	7.12	%
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-263.35	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	-1.1	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	307.86	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	4.41	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	8.19	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	23.46	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	119.92	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	12.82	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	2.62	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	7.12	%																																				

### 10.3 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων για την Περιφέρεια Ηπείρου

Σε όλα τα σενάρια, η τεχνοοικονομική ανάλυση βασίστηκε στα ακόλουθα δεδομένα:

Ετήσια αύξηση κόστους ΗΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Ετήσια αύξηση κόστους ΘΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Διάρκεια Ζωής έργου	30	(Έτη)
Ποσοστό φόρου	0%	(%)
Προεξοφλητικό Επιτόκιο	4.00%	(%)
Ίδια συμμετοχή	100.00%	(%)

Η ανάλυση για τα σταθερά κόστη, όπως τα κόστη συνδέσεων, των σταθμών SSLNG, των δικτύων ΦΑ ΧΠ, των κτηρίων, των δικτύων ΙΤ, της αγοράς τρακτόρων/πλοίου, κλπ, όσο τα ετήσια λειτουργικά κόστη όπως τα κόστη μεταφοράς, συντήρησης και άλλων λειτουργικών δαπανών, αλλά και των ετήσιων εσόδων από την πώληση ΦΑ σε όλους τους τομείς (ΟΤ, ΕΤ & ΒΤ) δίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 73.

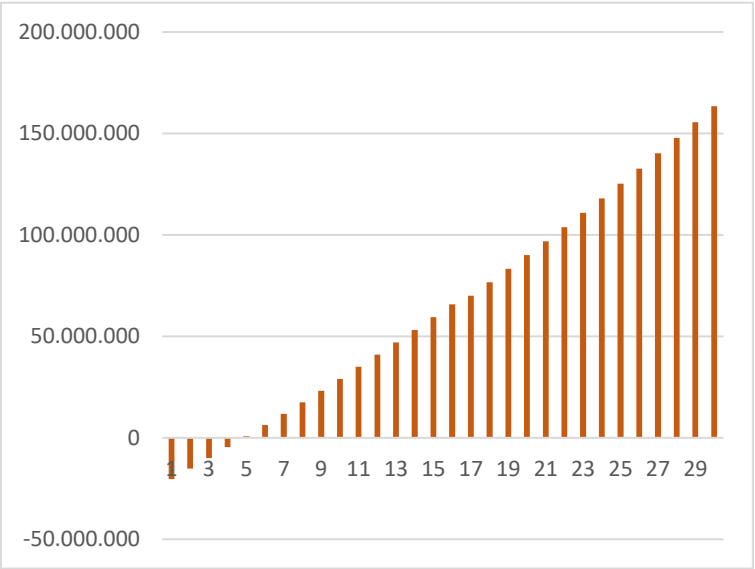
Ο ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discount Cash Flow) για την περίοδο των 30 ετών δίνεται στο Παράρτημα ΙΙ.

**Πίνακας 72: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Ηπείρου**

ΕΞΟΔΑ															
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΕΩΝ - ΙΤ - ΚΤΙΡΙΩΝ - ΚΑ			ΚΟΣΤΗ ΑΓΟΡΑΣ ΤΡΑΚΤΟΡΩΝ/ CONTAINERS	ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΠΛΟΙΩΝ	ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ						ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΆΛΛΑ ΚΟΣΤΗ		ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/αεριομηχανών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λοιπά			Κόστος αγωγού ΦΑ από Πτολεμαΐδα - Ιωάννινα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ιωάννινα για Άρτα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ιωάννινα για Ηγουμενίτσα	Κόστος βυτιοφόρων LNG Ιωάννινα για Πρέβεζα	Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων	Κόστη ναυτικών πλοίου	ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Αγωγός-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	
Σ1	10,507,432	12,232,359	1,027,778	600,000	0	156,000,000	9,430	23,400	8,319	16,452	0	180,425,170	9,018,378	14,434,014	203,877,562
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/αεριομηχανών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λοιπά			Κόστος Αρ Φορηγών από Ρεβυθούσα για Άρτα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Ηγουμενίτσα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Ιωάννινα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Πρέβεζα			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Αγωγός-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ2	10,507,432	12,232,359	1,564,598	800,000	0	47,482	37,061	147,595	36,889	89,796	0	25,463,212	1,255,219	2,037,057	28,755,488
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/αεριομηχανών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λοιπά			Πλοίο από Ρεβυθούσα - Ηγουμενίτσα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ηγουμενίτσα για Άρτα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ηγουμενίτσα για Ιωάννινα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ηγουμενίτσα για Πρέβεζα			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Πλοίο-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ3	10,507,432	12,232,359	1,564,598	600,000	31,620,000	75,088	16,523	23,400	6,112	15,960	63,360	56,724,832	2,826,219	4,537,987	64,089,038
ΕΣΟΔΑ															
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΟΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΟΤ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΤ&ΒΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ/ΒΤ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ&ΒΤ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΕ ΟΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΤΟΜΕΙΣ								
	MWh	€/MWh	€	MWh	€/MWh	€	€								
Σ.ΔΕ1	65,109	59	3,841,443	129,735	35	4,540,725	8,382,168								
Σ.ΔΕ2	65,109	59	3,841,443	129,735	35	4,540,725	8,382,168								
Σ.ΔΕ3	65,109	59	3,841,443	129,735	35	4,540,725	8,382,168								



**Πίνακας 73: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης σεναρίων για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας**

<b>Σ.Η1:</b> Αγωγός από Δυτική Μακεδονία στα Ιωάννινα – Βυτιοφόρα σε Άρτα, Ηγουμενίτσα και Πρέβεζα - σταθμοί SSLNG - Δεξαμενές αποθήκευσης & Δίκτυα ΧΠ στις πόλεις	<b>Σ.Η2:</b> Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα σε Άρτα, Ηγουμενίτσα, Ιωάννινα και Πρέβεζα – Σταθμοί SSLNG - Δεξαμενές αποθήκευσης & Δίκτυα ΧΠ στις πόλεις	<b>Σ.Η3:</b> Πλοίο LNG στη Ηγουμενίτσα- Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα σε Άρτα, Ιωάννινα και Πρέβεζα – Σταθμοί SSLNG - Δεξαμενές αποθήκευσης & Δίκτυα ΧΠ στις πόλεις																																				
<p><b>Κόστος Επένδυσης: 180.425.170 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 23.452.392 €</b></p>	<p><b>Κόστος Επένδυσης: 25.463.212 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 3.292.276 €</b></p> 	<p><b>Κόστος Επένδυσης: 56.724.832 €</b>  <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 7.364.206 €</b></p>																																				
<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>-767.5</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>-</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>-3.25</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>-</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-767.5	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	-3.25	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>163.38</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>4.85</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>7.42</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>21.35</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	163.38	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	4.85	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	7.42	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	21.35	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>-207.66</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>-</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>0.63</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>-2.5</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-207.66	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	0.63	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-2.5	%
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-767.5	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	-3.25	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	163.38	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	4.85	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	7.42	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	21.35	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	-207.66	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	-	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	0.63	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-2.5	%																																				

## 10.4 Τεχνοοικονομική ανάλυση σεναρίων -Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα από την τεχνοοικονομική ανάλυση των τριών σεναρίων για την επέκταση των δικτύων ΦΑ στις διαφορετικές πόλεις των δυο περιφερειών – Δυτ. Ελλάδα και Ήπειρο – δίνονται στον Πίνακα 74.

Πίνακας 74: Αποτελέσματα τεχνοοικονομικής μελέτης για τις δυο Περιφέρειες

ΣΕΝΑΡΙΟ	Συνολικό Κόστος επένδυσης m€	ΚΠΑ (NPV) m€	ΕΒΑ (IRR) %	Έτη απόσβεσης επένδυσης
Σ.ΔΕ1	141,91	<b>-263.36</b>	-	-
Σ.ΔΕ2	48,51	<b>307.86</b>	<b>23.46</b>	<b>4.41</b>
Σ.ΔΕ3	83,82	<b>119.92</b>	<b>7.12</b>	<b>12.82</b>
Σ.Η1	208,88	<b>-767.5</b>	-	-
Σ.Η2	28,76	<b>163.38</b>	<b>21.35</b>	<b>4.85</b>
Σ.Η3	64,09	<b>-20.77</b>	<b>-2.56</b>	-

Με bold-μαύρο χαρακτηρίζονται οι περιπτώσεις που δίνουν ικανοποιητικά στοιχεία και δείχνουν ότι η επένδυση είναι βιώσιμη, ενώ, αντίθετα, με bold-κόκκινο δίνεται το σενάριο όπου τα οικονομικά δεδομένα είναι αρνητικά που σημαίνει ότι η επένδυση δεν είναι βιώσιμη.

## 10.5 Ανάλυση ευαισθησίας των σεναρίων της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας και Ηπείρου

### 10.5.1 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.ΔΕ2 (Δυτ. Ελλάδα)

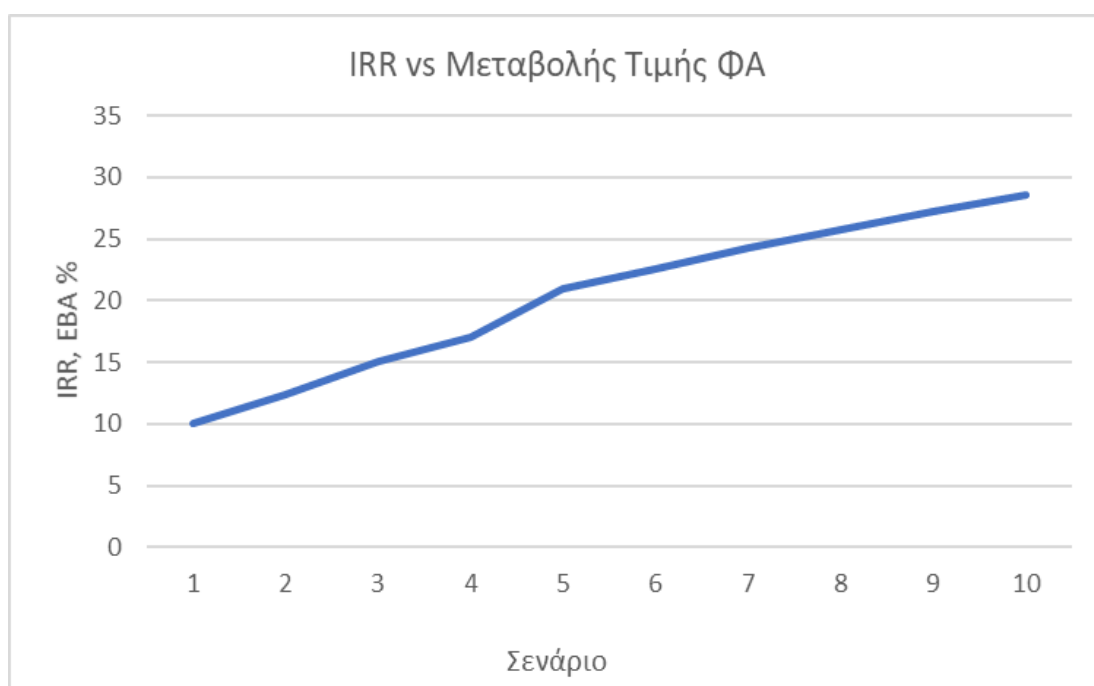
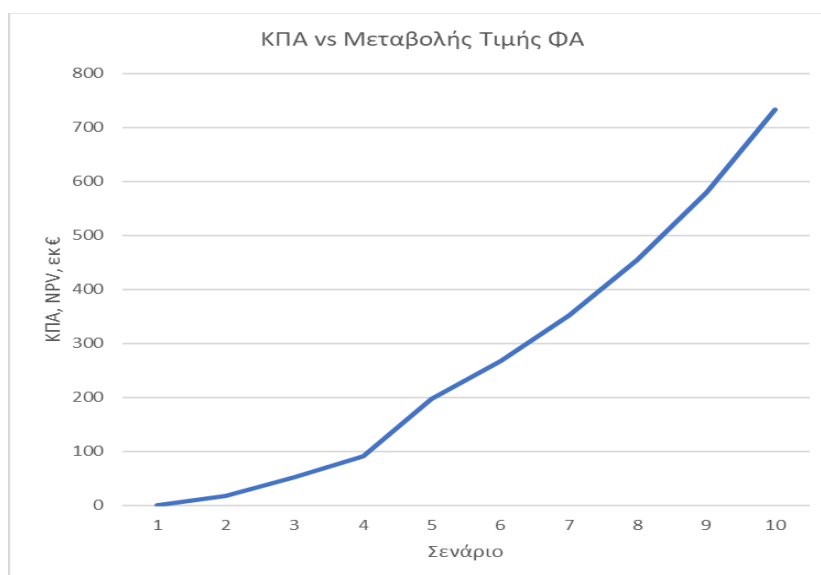
Ο Πίνακας 75 δίνει τα οικονομικά αποτελέσματα από την μελέτη ευαισθησίας 10 σεναρίων.

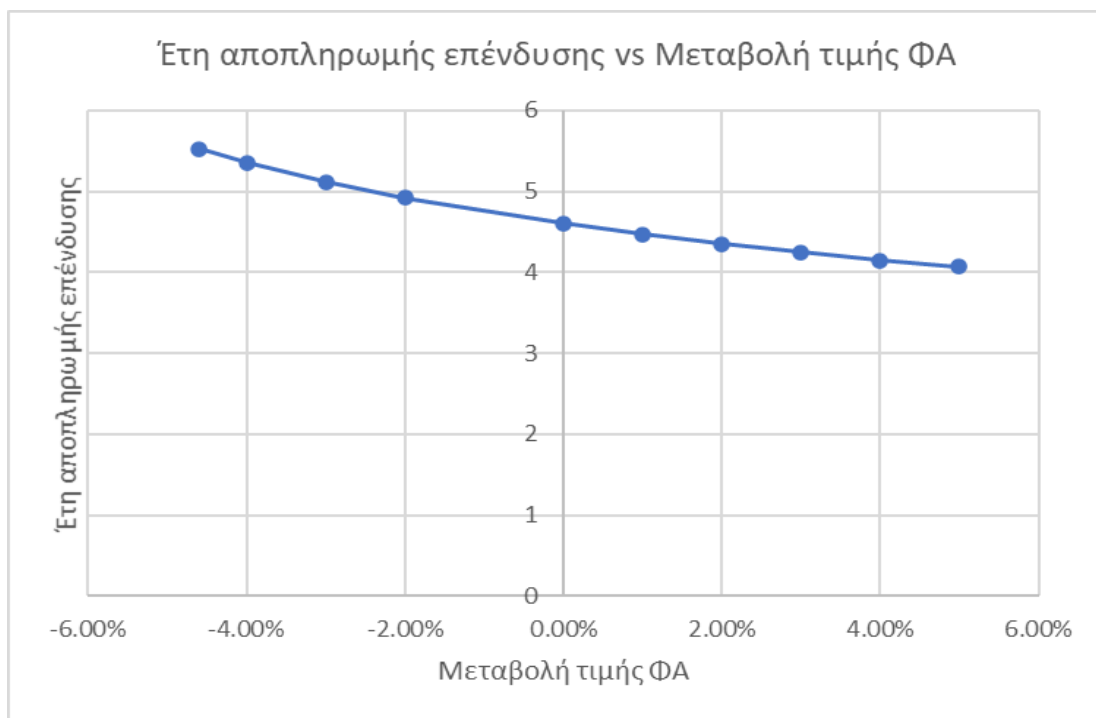
Πίνακας 75: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.ΔΕ2

α/α Σεναρίου	Μεταβολή τιμής ΦΑ	Τιμή ΦΑ €/MWh	ΚΠΑ εκ €	IRR %	Έτη αποπληρωμής επένδυσης
1	-4.60%	45.00	0	9.98	5.53
2	-4%	45.00	17.62	12.32	5.36
3	-3%	44.99	51.28	15.09	5.12

4	-2%	44.99	91.47	17.03	4.92
5	0%	44.98	197.61	21.01	4.61
6	1%	44.97	267.56	22.6	4.47
7	2%	44.97	352.24	24.24	4.35
8	3%	44.99	454.99	25.74	4.25
9	4%	45.00	579.99	27.19	4.15
10	5%	45.00	732.32	28.6	4.07

Τα διαγράμματα που ακολουθούν δείχνουν την μεταβολή της ΚΠΑ-NPV, του EBA-IRR και του έτους αποπληρωμής της επένδυσης με τις μεταβολές της τιμής πώλησης του ΦΑ στους τελικούς καταναλωτές.





### 10.5.2 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.ΔΕ3 (Δυτ. Ελλάδα)

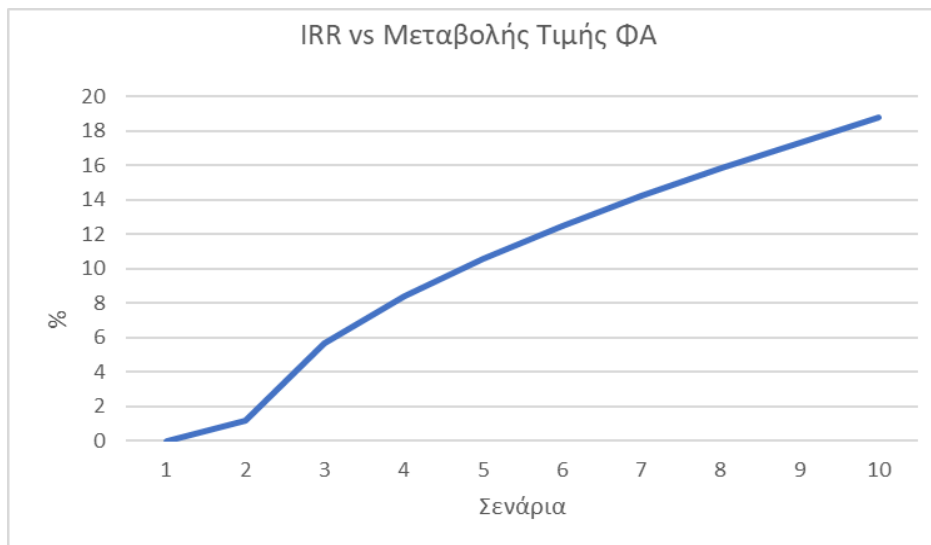
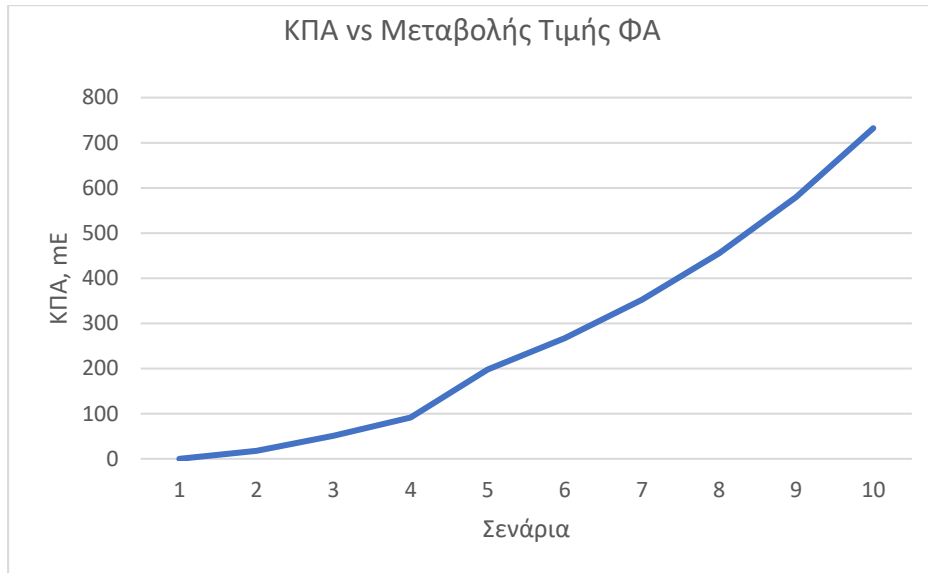
Ο Πίνακας 76 δίνει τα οικονομικά αποτελέσματα από την μελέτη ευαισθησίας 10 σεναρίων.

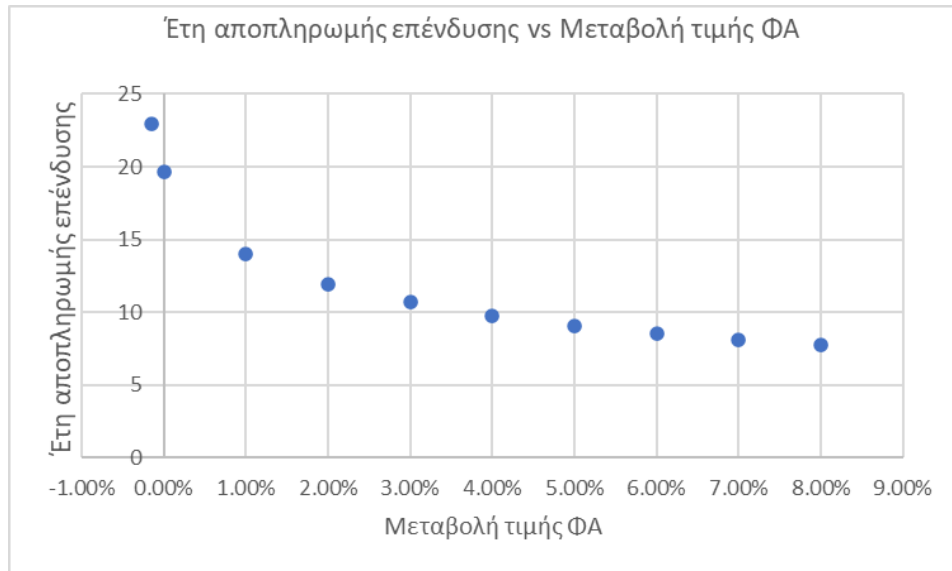
Πίνακας 76: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.ΔΕ3

α/α Σεναρίου	Μεταβολή τιμής ΦΑ	Τιμή ΦΑ €/MWh	ΚΠΑ εκ €	IRR %	Έτη αποπληρωμής επένδυσης
1	-0.15%	44.979	0	0	19.94
2	0%	44.978	17.62	1.2	19.69
3	1%	45.428	51.28	5.64	14.02
4	2%	45.878	91.47	8.4	11.94
5	3%	46.327	197.61	10.59	10.67
6	4%	46.777	267.56	12.5	9.78
7	5%	47.227	352.24	14.22	9.1
8	6%	47.677	454.99	15.82	8.56

9	7%	48.126	579.99	17.33	8.12
10	8%	48.576	732.32	28.6	4.07

Τα διαγράμματα που ακολουθούν δείχνουν την μεταβολή της ΚΠΑ-NPV, του ΕΒΑ-IRR και του έτους αποπληρωμής της επένδυσης με τις μεταβολές της τιμής πώλησης του ΦΑ στους τελικούς καταναλωτές.





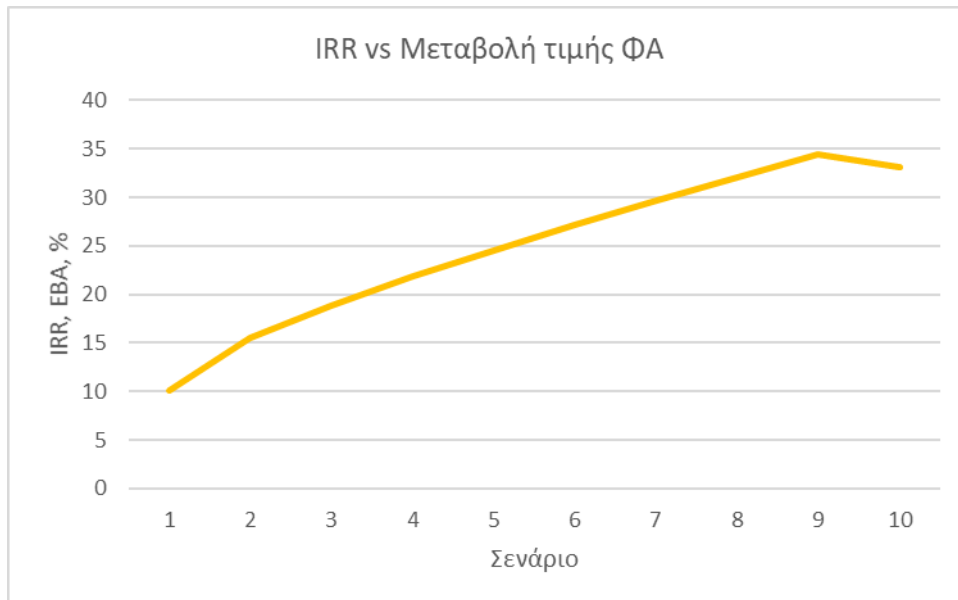
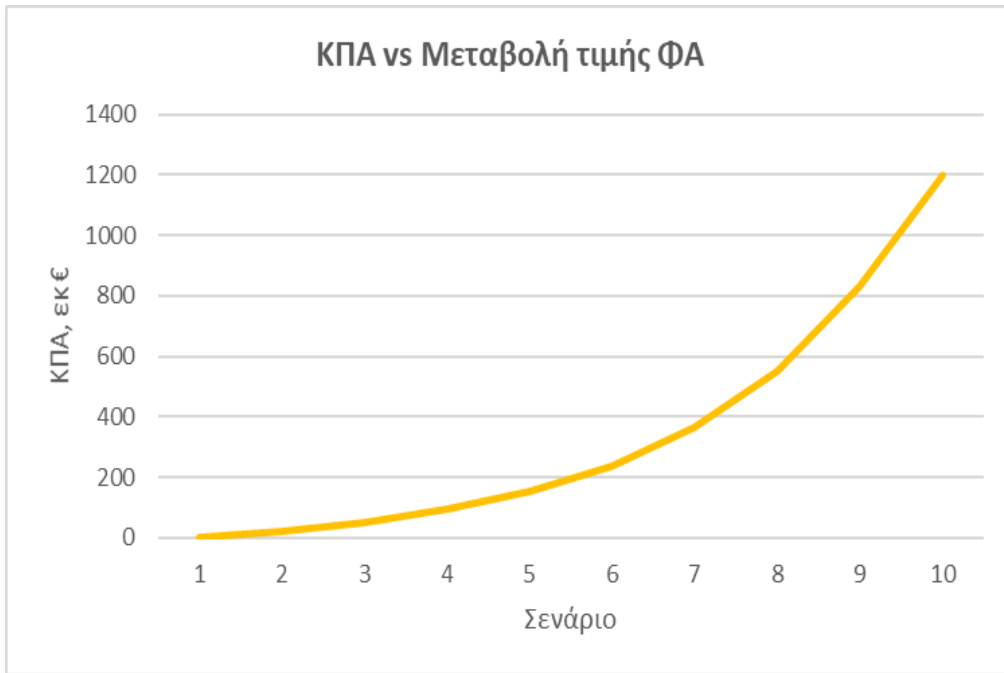
### 10.5.3 Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Σ.Η2

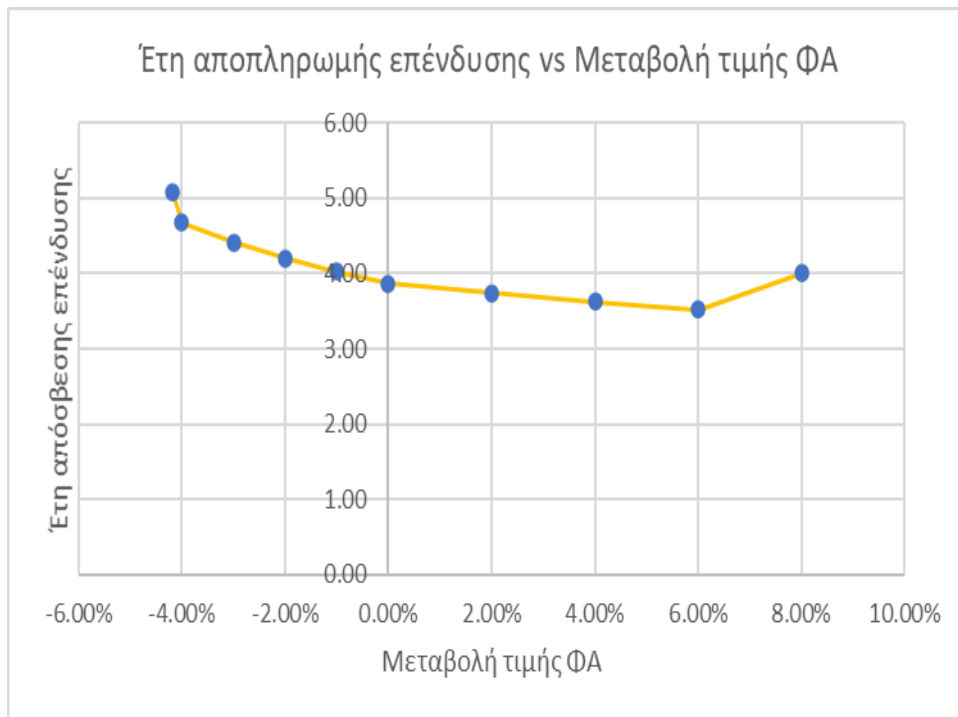
Ο Πίνακας 77 δίνει τα οικονομικά αποτελέσματα από την μελέτη ευαισθησίας 10 σεναρίων.

Πίνακας 77: Ανάλυση ευαισθησίας Σ.Η2

α/α Σεναρίου	Μεταβολή τιμής ΦΑ	Τιμή ΦΑ €/MWh	ΚΠΑ εκ €	IRR %	Έτη αποπληρωμής επένδυσης
1	-4.18%	41.222	0	10.08	5.08
2	-4%	41.299	24.084	15.54	4.68
3	-3%	41.729	52.94	18.87	4.41
4	-2%	42.160	93.75	21.81	4.20
5	-1%	42.590	152.41	24.53	4.02
6	0%	43.020	237.87	27.12	3.87
7	2%	43.880	363.74	29.61	3.74
8	4%	44.741	550.71	32.02	3.62
9	6%	45.601	830.17	34.38	3.52
10	8%	46.462	1199.7	33.17	4.00

Τα διαγράμματα που ακολουθούν δείχνουν τις μεταβολές της ΚΠΑ-NPV, του EBA-IRR και του έτους αποπληρωμής της επένδυσης με τις μεταβολές της τιμής πώλησης του ΦΑ στους τελικούς καταναλωτές.







## 10.6 Τεχνικοοικονομική ανάλυση σεναρίου που βασίζεται σε εκτιμήσεις της ΔΕΔΑ για τις ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ στις πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας για το έτος 2036

Όπως προαναφέρθηκε όλη η ανάλυση στα προηγούμενα κεφάλαια της μελέτης βασίζονταν στην παραδοχή ότι η ετήσια κατανάλωση ΦΑ στις επεκτάσεις των Δικτύων ΦΑ στις υπό εξέταση πόλεις βασιζόταν κύρια στις ετήσιες καταναλώσεις ΠΘ και επικουρικά στις καταναλώσεις ΗΕ, που αφορούν ΖΝΧ/κα, για το έτος βάσης 2019.

Όμως, οι μελετητές θεώρησαν ότι θα πρέπει να μελετήσουν και τις εκτιμήσεις της ΔΕΔΑ με τις ετήσιες καταναλώσεις ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας για το έτος 2036 που δίνονται στον Πίνακα 78.

**Πίνακας 78: Εκτιμήσεις ΔΕΔΑ για καταναλώσεις ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας για το 2036**

Πόλη	ΟΤ MWh	ΕΤ & ΒΤ MWh	Σύνολο MWh
Αγρίνιο	148.500 (13,5x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	22.000 (2x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	170.500 (15,54x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )
Πάτρα	484.000 (44x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	110.000 (10x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	594.000 (54x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )
Πύργος	55.000 (5,5x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	-	55.000 (5,5x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )
<b>Σύνολο ανά τομέα, MWh</b>	<b>687.500</b>	<b>132.000</b>	<b>819.500</b>

Τα έσοδα από την πώληση των παραπάνω ποσοτήτων, με βάση την τιμολόγηση που δίνεται στην ενότητα 7.3.3 και βασίζονται στα στοιχεία της EUROSTAT, δίνονται ως

Τομείς	Κατανάλωση, MWh	Τιμή ΦΑ, €/MWh	Σύνολο, €
ΟΤ	687.500	59	40.562.500
ΕΤ & ΒΤ	132.000	35	4.620.000
<b>Σύνολο</b>			<b>45.182.500</b>

Τα κόστη υπολογίστηκαν εκ νέου με βάση τη φιλοσοφία του προηγούμενου Σεναρίου. Ιδιαίτερη αναφορά γίνεται στα κόστη μεταφοράς από Ρεβυθούσα (Αγ. Τριάδα) στις τρεις πόλεις.

**Πίνακας 79: Μεταφορά LNG από τη Ρεβυθούσα προς πόλεις της Δ. Ελλάδας και συνολικό κόστος δρομολογίων**

Πόλεις Δ. Ελλάδας	Μον	Αγρίνιο	Πάτρα	Πύργος
Ετήσια ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	15,500,000	54,000,000.00	5,500,000.00
Ετήσια ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	25,833.33	90,000.00	9,166.67
Μηνιαία ποσότητα ΦΑ	m <sup>3</sup>	1,291,666.67	4,500,000.00	458,333.33
Μηνιαία ποσότητα LNG	m <sup>3</sup>	2,152.78	7,500.00	763.89
Μηνιαίος αριθμός δρομολογίων		43	150	15
Υπολογιζόμενος αριθμός βυτιοφόρων, με diesel		1.44	5.00	0.51
Αριθμός βυτιοφόρων		2.0	5	1.00
Σύνολο ετήσιων ωρών δρομολογίων	hr	2,346	4,680	739
<b>Συνολικό κόστος ετησίων δρομολογίων</b>	€	<b>182,590.00</b>	<b>427,032.00</b>	<b>58,674.00</b>

Σε όλα τα σενάρια, η τεχνοοικονομική ανάλυση βασίστηκε στα ακόλουθα δεδομένα.

Ετήσια αύξηση κόστους ΗΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Ετήσια αύξηση κόστους ΘΕ	1.50%	(% ανά έτος)
Διάρκεια Ζωής έργου	30	(Έτη)
Ποσοστό φόρου	0%	(%)
Προεξοφλητικό Επιτόκιο	4.00%	(%)
Ίδια συμμετοχή	100.00%	(%)

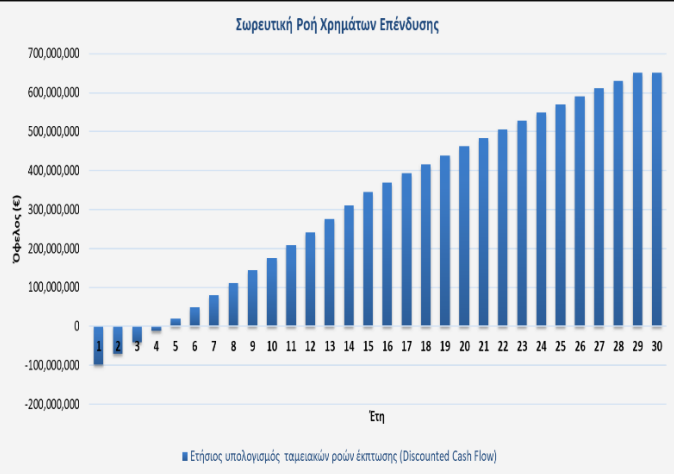
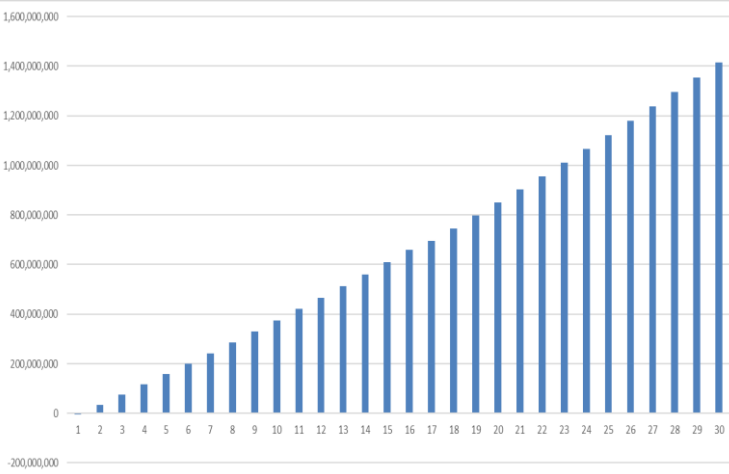
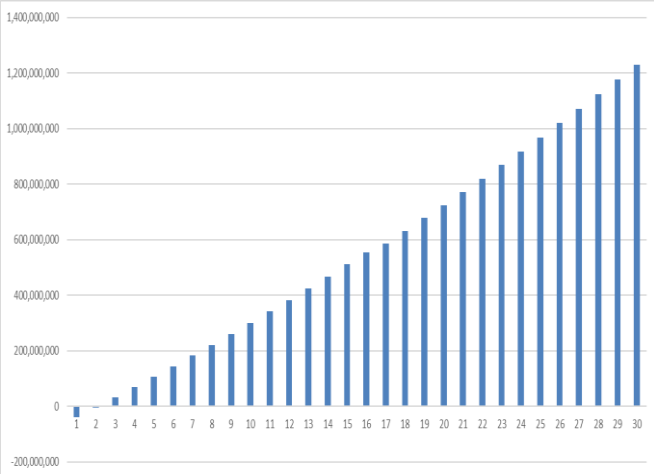
Η ανάλυση για τα σταθερά κόστη, όπως τα κόστη συνδέσεων, των σταθμών SSLNG, των δικτύων ΦΑ ΧΠ, των κτηρίων, των δικτύων ΙΤ, της αγοράς τρακτόρων/πλοίου, κλπ, όσο τα ετήσια λειτουργικά κόστη όπως τα κόστη μεταφοράς, συντήρησης και άλλων λειτουργικών δαπανών, αλλά και των ετήσιων εσόδων από την πώληση ΦΑ σε όλους τους τομείς (ΟΤ, ΕΤ & ΒΤ) δίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 80.

Ο ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discount Cash Flow) για την περίοδο των 30 ετών δίνεται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

Πίνακας 80: Έξοδα - Έσοδα Σεναρίου για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας, με βάση στοιχεία ΔΕΔΑ

ΕΞΟΔΑ														
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΕΩΝ - ΙΤ - ΚΤΙΡΙΩΝ -ΚΛΠ			ΚΟΣΤΗ ΑΓΟΡΑΣ ΤΡΑΚΤΟΡΩΝ/ CONTAINERS	ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΠΛΟΙΟΥ LNG	ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΓΙΑ ΠΕΡΙΟΔΟ 30 ΕΤΩΝ					ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΚΟΣΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	ΆΛΛΑ ΚΟΣΤΗ		ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουιά			Κόστος αγωγού ΦΑ από Μεγαλόπολη - Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Πύργο	Κόστη αμοιβών οδηγών βυτιοφόρων	Κόστη αμοιβών ναυτικών πλοίου	ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Αγωγός-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ1	14,588,170.00	23,724,359.00	1,379,513.00	1,600,000.00	0.00	85,000,000.00	64,312.00	24,984.00	27,900.00	0.00	126,409,238.00	6,314,602.10	10,617,907.21	143,341,747.31
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουιά			Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Ρεβυθούσα για Πύργο			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Βυτιοφόρα- Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ2	14,588,170.00	23,724,359.00	3,357,184.00	2,400,000.00	0.00	182,590.00	427,032.00	58,674.00	83,392.00	0.00	44,821,401.00	2,203,485.65	3,761,990.93	50,786,877.58
ΣΕΝΑΡΙΟ	Κόστη Δικτύων ΧΠ	Κόστη συνδέσεων/ αεριοποιητών	Κόστη SSLNG + Επενδύσεις ΙΤ/κτίρια & λουιά			Πλοίο LNG από Ρεβυθούσα- Πάτρα	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Αγρίνιο	Κόστος βυτιοφόρων LNG από Πάτρα για Πύργο			ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €	Κόστος Συντήρησης όλου του συστήματος Πλοίο-βυτιοφόρα-Δίκτυα-ΙΤ -κα (5% επι συν. Κόστους)	Άλλα λειτουργικά κόστη και απρόβλεπτα (8% επι συν. Κόστους)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΕΝΑΡΙΟΥ €
Σ.ΔΕ3	14,588,170.00	23,724,359.00	3,357,184.00	1,600,000.00	31,620,000.00	105,050.40	64,312.00	24,984.00	27,900.00	83,200.00	75,195,159.40	3,744,485.65	6,315,171.60	85,254,816.65
ΕΞΟΔΑ														
ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΟΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΟΤ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΤ&ΒΤ	ΚΟΣΤΟΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ/ΒΤ	ΕΤΗΣΙΟ ΕΣΟΔΟ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΤΟΝ ΕΤ&ΒΤ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΦΑ ΣΕ ΟΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΤΟΜΕΙΣ							
	MWh	€/MWh	€	MWh	€/MWh	€	€							
Σ.ΔΕ1	687,500	59	40,562,500	132,000	35	4,620,000	45,182,500							
Σ.ΔΕ2	687,500	59	40,562,500	132,000	35	4,620,000	45,182,500							
Σ.ΔΕ3	687,500	59	40,562,500	132,000	35	4,620,000	45,182,500							

**Πίνακας 81: Αποτελέσματα τεχνικοοικονομικής μελέτης σεναρίου για την επέκταση δικτύων ΦΑ στην Περιφέρεια Δυτ. Ελλάδας, με βάση τα στοιχεία της ΔΕΔΑ**

<b>Σ.ΔΕ1:</b> Αγωγός ΦΑ από Μεγαλόπολη στην Πάτρα – Βυτιοφόρα σε Αργίριο και Πύργο – Σταθμός SSLNG - Δεξαμενές αποθήκευσης & Δίκτυα ΧΠ στις πόλεις.	<b>Σ.ΔΕ2:</b> Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Άρτα, για Ηγουμενίτσα, για Ιωάννινα, για Πρέβεζα	<b>Σ.ΔΕ3:</b> Πλοία από Ρεβυθούσα για Πάτρα, Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο, για Αργίριο																																				
<b>Κόστος Επένδυσης: 126.409.238 €</b> <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 16.932.509,3 €</b>	<b>Κόστος Επένδυσης: 44.821.401 €</b> <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 5.965.476,6 €</b>	<b>Κόστος Επένδυσης: 75.195.159,4 €</b> <b>Επιπλέον κόστος Λ&amp;Σ: 10.059.657,2 €</b>																																				
<p>Σωρευτική Ροή Χρημάτων Επένδυσης (30-έτη)</p> 	<p>Σωρευτική Ροή Χρημάτων Επένδυσης (30-έτη)</p> 	<p>Σωρευτική Ροή Χρημάτων Επένδυσης (30-έτη)</p> 																																				
<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="73 1086 745 1262"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>650,34</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>3,72</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>6,14</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>23,34</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	650,34	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	3,72	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	6,14	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	23,34	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="781 1086 1507 1262"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>1415,2</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>1,14</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>32,57</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>89,0</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	1415,2	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	1,14	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	32,57	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	89,0	%	<p><b>Αποτελέσματα</b></p> <table border="1" data-bbox="1550 1086 2201 1262"> <tr> <td>Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)</td> <td>1231,1</td> <td>m€</td> </tr> <tr> <td>Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης</td> <td>2,12</td> <td>έτη</td> </tr> <tr> <td>Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)</td> <td>17,37</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)</td> <td>48,20</td> <td>%</td> </tr> </table>	Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	1231,1	m€	Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	2,12	έτη	Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	17,37	-	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	48,20	%
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	650,34	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	3,72	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	6,14	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	23,34	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	1415,2	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	1,14	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	32,57	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	89,0	%																																				
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	1231,1	m€																																				
Χρόνος Απόσβεσης επένδυσης	2,12	έτη																																				
Αναλογία Παροχών-Κόστους (BCR)	17,37	-																																				
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	48,20	%																																				

## 11. Νέα Δεδομένα Νέες Προκλήσεις-Ο ρόλος του Υδρογόνου

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι προσπάθειες για την προώθηση των εικονικών αγωγών ΠΦΑ και ΥΦΑ στη χώρα αλλά και οι επιπτώσεις από την είσοδο του υδρογόνου και της πρόσμιξης του με το ΦΑ, αλλά και της δυνατότητας εγχώριας παραγωγής βιομεθανίου και την έγχυση του στο δίκτυο μελετώντας τις προοπτικές ανάπτυξης που διαφαίνονται για την Ελλάδα.

Αναφορικά με το νομοθετικό πλαίσιο για την διείσδυση των εικονικών αγωγών ΠΦΑ και ΥΦΑ στο ενεργειακό σύστημα της χώρας γίνονται συντονισμένες προσπάθειες από τη ΡΑΕ, που στις 23 Ιουλίου 2021 έθεσε σε δημόσια διαβούλευση, έως τις 3 Αυγούστου, σχέδιο απόφασης για την τροφοδοσία καταναλωτών με φυσικό αέριο σε περιοχές απομακρυσμένες από τα δίκτυα, ανοίγοντας τον δρόμο για την υλοποίηση των σχεδίων των διαχειριστών διανομής ΦΑ που έχει ήδη εγκρίνει. Η ΡΑΕ αναγνωρίζει πως η κατασκευή απομακρυσμένων δικτύων συντελεί στην εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος και στην περιφερειακή οικονομική ανάπτυξη, λαμβάνοντας υπόψη τόσο την οικονομικότητα του ΦΑ, σε σχέση με άλλα καύσιμα όσο και το γεγονός ότι το ΦΑ είναι το πλέον φιλικό προς το περιβάλλον από τα ορυκτά καύσιμα.

Η έννοια του «εικονικού αγωγού», σύμφωνα με ΡΑΕ, περιλαμβάνει τις ακόλουθες περιπτώσεις τροφοδότησης απομακρυσμένου δικτύου διανομής:

- A) Με ΠΦΑ-CNG μέσω φορτηγών από συμπιεστή που βρίσκεται σε έξοδο άλλου δικτύου διανομής του ίδιου ή άλλου διαχειριστή διανομής,
- B) Με ΠΦΑ-CNG μέσω φορτηγών από συμπιεστή που βρίσκεται σε έξοδο συστήματος μεταφοράς,
- Γ) Με ΥΦΑ-LNG μέσω φορτηγών από εγκατάσταση Truck Loading,
- Δ) Με ΥΦΑ-LNG μέσω πλοίων από εγκατάσταση Small-Scale LNG.

Η ισχύς της προτεινόμενης απόφασης διευκρινίζεται ότι θα είναι για ένα έτος από τη δημοσίευσή της σε ΦΕΚ ή έως ότου η ΡΑΕ ολοκληρώσει την αναθεώρηση του πλαισίου που διέπει την τροφοδότηση των απομακρυσμένων δικτύων διανομής ΦΑ. Για το διάστημα αυτό η ΡΑΕ δεν θα εγκρίνει την κατασκευή νέων απομακρυσμένων δικτύων διανομής, παρά μόνο στην περίπτωση που οι δαπάνες τροφοδότησης του δικτύου δεν επιβαρύνουν τους τελικούς πελάτες άλλων δικτύων διανομής με τα οποία έχουν κοινή ρυθμιζόμενη βάση. Επενδυτικά σχέδια για την ανάπτυξη απομακρυσμένων δικτύων έχουν υποβάλει και έχουν εγκριθεί από τη ΡΑΕ, η ΕΔΑ ΘΕΣΣ (έργο της παρουσιάζεται σε άλλη ενότητα της μελέτης αυτής) και η Hengas.

Το κόστος της υπηρεσίας «εικονικού αγωγού» εντάσσεται στο απαιτούμενο έσοδο βασικής δραστηριότητας της διανομής. Ο διαχειριστής του απομακρυσμένου δικτύου διανομής εισηγείται σχετικά με την τροφοδότησή του, με βασικά κριτήρια: α) την οικονομικότητα της τροφοδότησης, β) την επί ίσοις όροις πρόσβαση των προμηθευτών και γ) την ασφάλεια εφοδιασμού του δικτύου. Η εισήγηση του διαχειριστή θα πρέπει να αναφέρει εάν το απομακρυσμένο δίκτυο θα τροφοδοτηθεί με CNG ή LNG, ιδίως ανάλογα με την απαιτούμενη ποσότητα ΦΑ για την ασφαλή τροφοδότηση του δικτύου του καθώς και τους όρους και τα κριτήρια του διαγωνισμού, όπως και τη μέγιστη μοναδιαία τιμή για

την παροχή της υπηρεσίας ανά kWh και χιλιόμετρα απόστασης, βάσει στοιχείων. Εκτιμάται ότι σε σύντομο χρονικό διάστημα θα εκδοθεί και η ρυθμιστική πράξη της ΡΑΕ για το θέμα αυτό.

Το υδρογόνο, μία από τις κύριες μορφές «καθαρής» Ενέργειας, που μαζί με τις ΑΠΕ και την Εξοικονόμηση Ενέργειας αναμένεται να συμβάλλει καθοριστικά στην επίτευξη του Ευρωπαϊκού στόχου για κλιματική ουδετερότητα της ΕΕ έως το 2050, καθοριστικό παράγοντα για την επίτευξη των στόχων της ΕΕ για την Κλιματική Αλλαγή, με βάση και τις αποφάσεις της Συνθήκης του Παρισιού (2016).

Η στρατηγική της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το υδρογόνο, που παρουσιάστηκε τον Ιούλιο 2020 [38] στοχεύει να αυξήσει την παραγωγή πράσινου υδρογόνου στηριζόμενη σε 100% ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ. Στο πλαίσιο αυτών των σχεδίων, η Επιτροπή επιδιώκει να αναπτύξει μια «ειδική υποδομή υδρογόνου» που θα βασιστεί σε μεγάλο βαθμό στην επαναχρησιμοποίηση υφιστάμενων δικτύων ΦΑ, για τη μείωση του κόστους μετάβασης.

Όπως έχουν διαπιστώσει πολλές μελέτες [39], οι προοπτικές χρήσης του υδρογόνου είναι υψηλές και χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Γερμανία που, με βάση την εθνική της ενεργειακή πολιτική, επιδιώκει την ταχεία ανάπτυξή του υδρογόνου, ώστε να προμηθεύεται, οικονομικά και ανταγωνιστικά, υδρογόνο, σε εκτιμώμενη τιμή περίπου 1 US\$/kg, το 2050 από διάφορες πηγές, μεταξύ άλλων μέσω ηλεκτρόλυσης σε εγχώρια παραγωγή με ΑΠΕ, ή μέσω εισαγωγών από αγωγούς από τη Βόρεια Αφρική ή τη Νότια Ευρώπη.

Σε εγχώριο επίπεδο, το υδρογόνο μπορεί να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στην περαιτέρω απανθρακοποίηση του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας και στην ομαλή ενεργειακή μετάβαση-ιδιαίτερα σε περιοχές που πλήττονται περισσότερο (Δυτ. Μακεδονία, Μεγαλόπολη) - με τρόπο φιλικό προς το Περιβάλλον και συμβατό με την στρατηγική της ΕΕ για την Κλιματική Αλλαγή. Οι παράμετροι που την καθιστούν ιδανική χώρα για την ανάπτυξη επενδύσεων στο υπάρχον δίκτυο ΦΑ, είναι η στρατηγική γεωγραφική θέση της, η οποία επιτρέπει στον ΔΕΣΦΑ να συνεργάζεται με άλλα δίκτυα, όπως ο TAP και ο IGB, και να επεκτείνει τις δραστηριότητές του με στόχο την πράσινη μετάβαση της χώρας, με την παραγωγή και χρήση του υδρογόνου να αποτελούν ένα εναλλακτικό μέσο για την αποθήκευση ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ. Σύμφωνα με τη διοίκηση του ΔΕΣΦΑ *«Συμμετέχουμε σε projects και παρακολουθούμε μελέτες που έχουν ως τελικό στόχο να επιτύχουν το απαραίτητο επίπεδο ασφάλειας προκειμένου το δίκτυο να είναι έτοιμο για τη χρήση υδρογόνου, να φτάσει σε απομακρυσμένες περιοχές αποτελεί σημαντικό κομμάτι της πράσινης μετάβασης...οι υποδομές μας θα μπορούν να αποτελούν εργαλείο μεταφοράς του»* [40].

Στόχος της Ελλάδας είναι η σηματοδότηση της έναρξης μιας εγχώριας οικονομίας υδρογόνου και η διασύνδεσή της με την αναδυόμενη, πανευρωπαϊκή, αγορά υδρογόνου, παράλληλα με την δημιουργία, βιομηχανικής κλίμακας, μονάδων παραγωγής, επεξεργασίας, αποθήκευσης και μεταφοράς υδρογόνου, αλλά και τη δημιουργία της εσωτερικής ζήτησης, τροφοδοτώντας αρχικά ενεργοβόρους βιομηχανικούς καταναλωτές και κατόπιν τους τομείς των μεταφορών και της ναυσιπλοΐας.

Η Ελλάδα ευελπιστεί να είναι από τους πρωτοπόρους στην Ευρώπη στην ενσωμάτωση του ρυθμιστικού πλαισίου για το υδρογόνο, σύμφωνα με τη ΡΑΕ [41]. Ήδη, οι εκτιμήσεις του προέδρου της Επιτροπής για την Εθνική Στρατηγική για το Υδρογόνο καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι *«Μακροχρόνια, ίσως το 2030, το υδρογόνο είναι δυνατόν να παρέχεται*

σε πιο ανταγωνιστικές τιμές από το φυσικό αέριο, ενώ θα υπάρχουν δυνατότητες να αρχίσει η υποκατάσταση, με το ξεκίνημα των συνθετικών καυσίμων στο πλαίσιο της απανθρακοποίησης για τα αεροπλάνα, τα μεγάλα οχήματα, κ.α., με πρώτη ύλη θα είναι το υδρογόνο για τα πράσινα καύσιμα-το καύσιμο του μέλλοντος» [41].

Στα πλαίσια αυτού του πολιτικού σχεδιασμού, το καλοκαίρι του 2021, πέντε ελληνικά έργα υδρογόνου προκρίθηκαν στη πρώτη φάση των «Σημαντικών Έργων Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (IPCEI)-Υδρογόνο», με ΚΥΑ που υπέγραψαν οι υπουργοί Ανάπτυξης και Επενδύσεων και Περιβάλλοντος και Ενέργειας, μετά από αξιολόγηση; αυτό σημαίνει ότι τα προκρινόμενα έργα βρίσκονται κοντά στη στήριξή τους από χρηματοδοτικά εργαλεία της ΕΕ και στη συμμετοχή τους στην αναδυόμενη ευρωπαϊκή αλυσίδα αξίας του υδρογόνου. Μετά την έγκριση των έργων από την Ελλάδα, το κάθε σχήμα θα κληθεί να αποδείξει στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή την ωριμότητα των έργων, από τεχνικής και οικονομικής πλευράς, σύμφωνα με τα κριτήρια που έχουν τεθεί από τα IPCEI, όπου θα εξεταστούν ο καινοτομικός χαρακτήρας, η προτεινόμενη βιομηχανική αξιοποίηση, η δυνατότητα ανάληψης και επιτυχούς υλοποίησης του έργου από τον ενδιαφερόμενο, η εφικτότητα (feasibility) των προτεινόμενων έργων και, τέλος, οι ενέργειες διάχυσης των αποτελεσμάτων στην κοινωνία [42].

Τα πέντε έργα για το υδρογόνο, για επιδότηση/επιχορήγηση από την ΕΕ, είναι τα ακόλουθα:

**1. Blue Med:** Έργο της Motor Oil που συνίσταται στην παραγωγή **μπλε** υδρογόνου πολύ χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος και πράσινου υδρογόνου, με ορίζοντα το 2025, με τη δημιουργία cluster ολοκληρωμένου κύκλου παραγωγής γαλάζιου και πράσινου H<sub>2</sub> για μεταφορά, διανομή και χρήση σε βιομηχανία και μεταφορές (λεωφορεία και πλοία). Στο έργο αναμένεται και η συμμετοχή των εταιρειών ΔΕΣΦΑ και ΔΕΗ όπως και ερευνητικών ιδρυμάτων της χώρας.

**2. Green HIPO:** Έργο της Advanced Energy Technologies (Advent Technologies) για την κατασκευή μονάδας παραγωγής καινοτόμων ηλεκτρολυτών και κυψελίδων καυσίμου. Οι κυψέλες καυσίμου θερμότητας και ηλεκτρισμού (ΣΗΘ) σχεδιάζεται να παραχθούν από την Advent για το Project White Dragon (έργο 3), στη γραμμή παραγωγής της εταιρείας, στη Δυτική Μακεδονία.

**3. White Dragon:** Cluster έργων για παραγωγή πράσινου υδρογόνου στη Δυτική Μακεδονία μέσω ηλεκτρόλυσης από ηλιακή ενέργεια και διανομή του μέσω του δικτύου του ΔΕΣΦΑ και του αγωγού TAP. Στο έργο συμμετέχουν η ΔΕΠΑ Εμπορίας Α.Ε., (ως συντονιστής) η Advent Technologies S.A., η COPELOUZOS GROUP (DAMCO ENERGY S.A.), η Σωληνουργεία Κορίνθου Α.Ε., η TAP AG, ο ΔΕΣΦΑ, η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή ΑΒΕΤΕ, ο όμιλος των Ελληνικών Πετρελαίων της MOTOR-OIL και η ΔΕΗ.

**4. H2CAT TANKS:** Έργο της B&T Composites για την κατασκευή καινοτόμων δεξαμενών υψηλής πίεσης από σύνθετα υλικά και ίνες άνθρακα για την αποθήκευση υδρογόνου ειδικότερα για τον τομέα των μεταφορών.

**5. H2CEM – TITAN:** Το έργο αφορά την παραγωγή, αποθήκευση και χρήση πράσινου υδρογόνου για καύση προς παραγωγή ενέργειας σε κλιβάνους με στόχο την απανθρακοποίηση των μονάδων τσιμεντοβιομηχανίας TITAN.



Γίνεται αντιληπτό ότι πλέον όλες οι εταιρείες του ενεργειακού κλάδου έχουν ξεκινήσει σημαντικές πρωτοβουλίες και προετοιμάζονται για την προώθηση του υδρογόνου στο ενεργειακό μείγμα στην Ελλάδα.

Στα πλαίσια αυτά και η ΡΑΕ ξεκινά, από την ρυθμιστική σκοπιά της, να προετοιμάζεται για τον τρόπο μετάβασης στην εποχή του υδρογόνου, αφενός διασφαλίζοντας την αξιοποίηση των υφιστάμενων ή άμεσα προγραμματιζόμενων υποδομών ΦΑ, αφετέρου σχεδιάζοντας την ανάπτυξη υποδομών και αγορών υδρογόνου σύμφωνα με την ευρωπαϊκά διαμορφούμενη πρακτική, επιλέγοντας να εμπιστευθεί τις υπηρεσίες ξένου οίκου, που θα αναλάβει ρόλο εξειδικευμένου συμβούλου για την εκπόνηση σχετικής μελέτης [43]

Ενδιαφέρον παρουσιάζει και η δυνατότητα εγχώριας παραγωγής βιομεθανίου, από βιοαέριο, σύμφωνα με μελέτες [44] που έχουν εκπονηθεί τα τελευταία χρόνια.

Σύμφωνα με στοιχεία του European Biogas Association (EBA, 2017), στις χώρες τις ΕΕ υπάρχουν 17.662 μονάδες βιοαερίου, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 9.985 MW<sub>e</sub>. Οι δύο χώρες που εμφανίζουν τη μεγαλύτερη παραγωγή βιοαερίου στην Ευρώπη είναι η Γερμανία, με 10.849 μονάδες βιοαερίου, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 4.635 MW<sub>e</sub> και η Ιταλία με 1.555 μονάδες βιοαερίου, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1.171 MW<sub>e</sub>.

Στην Ελλάδα, τεράστια υπολογίζεται η δυναμική της αγοράς βιοαερίου και οι προοπτικές εμφανίζονται ιδιαίτερα θετικές, παρά την επιβράδυνση που έχει επιφέρει στον κλάδο η οικονομική κρίση της περασμένης δεκαετίας.

Σύμφωνα με εκτιμήσεις του Τμήματος Βιομάζας του ΚΑΠΕ, 17.500.000 τόνους κτηνοτροφικών αποβλήτων, με ισχύ καυσίμου 370 MW<sub>e</sub>, διοχετεύονται ετησίως ανεξέλεγκτα στο Περιβάλλον, από 30.000 περίπου βουστάσια, χοιροστάσια και πτηνοτροφεία και μονάδες μεταποίησης γάλακτος. Το δυναμικό των αποβλήτων εκτιμάται ότι είναι αρκετά μεγαλύτερο αν αναλογιστεί κανείς ότι στην Ελλάδα υπάρχουν 240.000 ΜΜΕ του πρωτογενή τομέα που παράγουν απόβλητα.

Τα παραπάνω στοιχεία οδηγούν στο συμπέρασμα ότι απαιτούνται περαιτέρω εξειδικευμένες μελέτες για το δυναμικό του βιοαερίου στις περιοχές της Δυτικής Ελλάδας, και τις ανάλογες τεχνολογίες για τη μετατροπή του σε RNG.



## 12. Συμπεράσματα

Η παρούσα μελέτη σκοπό έχει να ερευνήσει, με τεchnοοικονομικά κριτήρια, τις δυνατότητες μεταφοράς του ΦΑ, είτε μέσω αγωγών και κατόπιν σε υγροποιημένη μορφή ΦΑ είτε μέσω υγροποιημένης κατάστασης (LNG), με πλοίο ή/και βυτιοφόρα σε τελικούς καταναλωτές, σε πόλεις στις δυο Περιφέρειες της χώρας – την Δυτική Ελλάδα και την Ήπειρο.

Η μελέτη βασίστηκε σε δυο σενάρια:

1. Με βάση την υπόθεση ότι η συνολική υπολογιζόμενη ποσότητα ΦΑ, που καταναλώθηκε τόσο από τον οικιακό, όσο και τον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα, βασίζεται στην κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης στους προαναφερόμενους τομείς - για θέρμανση χώρων, για ΖΝΧ και για βιομηχανικές διεργασίες - στις υπό εξέταση πόλεις των δύο Περιφερειών, για το έτος βάσης 2019,
2. Θεωρώντας ότι η συνολική υπολογιζόμενη ποσότητα ΦΑ, που καταναλώνεται τόσο από τον οικιακό, όσο και τον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα για το έτος 2036 βασίζεται σε στοιχεία της ΔΕΔΑ.

Και για τα δυο σενάρια, η μελέτη θεώρησε ότι τα ακόλουθα σενάρια μεταφοράς ΦΑ, με εκτιμώμενα κόστη τόσο κατασκευής υποδομών, μεταφοράς LNG, των λειτουργικών και άλλων μη-λειτουργικών εξόδων, για την Περιφέρεια της Δυτικής Ελλάδας όσο και την Περιφέρεια της Ηπείρου, είναι:

Σ.ΔΕ1	Αγωγός ΦΑ από Μεγαλόπολη στην Πάτρα, Κάλυψη φορτίων της Πάτρας + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Αγρίνιο, + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο
Σ.ΔΕ2	Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Αγρίνιο, + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πάτρα + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πύργο
Σ.ΔΕ3	Πλοία από Ρεβυθούσα για Πάτρα, + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Πύργο, με + Βυτιοφόρα από Πάτρα για Αγρίνιο
Σ.Η1	Αγωγός ΦΑ από Δυτ. Μακεδονία (Πτολεμαΐδα) στα Ιωάννινα - Κάλυψη φορτίων Ιωαννίνων + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Άρτα + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Ηγουμενίτσα, + Βυτιοφόρα από Ιωάννινα για Πρέβεζα.
Σ.Η2	Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Άρτα + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Ηγουμενίτσα + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Ιωάννινα + Βυτιοφόρα από Ρεβυθούσα για Πρέβεζα
Σ.Η3	Πλοία από Ρεβυθούσα για Ηγουμενίτσα + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα για Άρτα + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα για Ιωάννινα + Βυτιοφόρα από Ηγουμενίτσα για Πρέβεζα

Η ανάλυση και για τα δύο σενάρια βασίστηκε και σε μια σειρά από παραδοχές, κύρια λόγω της φύσης της μελέτης, όπως η τιμολόγηση του ΦΑ ανά τομείς, τα κόστη μεταφοράς, κα.

Τα αποτελέσματα από τις τεχνικοοικονομικές αναλύσεις – αναλύσεις κόστους – οφέλους – δίνονται παρακάτω συγκεντρωτικά, για όλα τα σενάρια μεταφοράς του Σεναρίου 1:

ΣΕΝΑΡΙΟ 1	Συνολικό κόστος επένδυσης, m€	NPV m€	IRR %	Έτη απόσβεσης επένδυσης
Σ.ΔΕ1	141,91	<b>-263.36</b>	-	-
<b>Σ.ΔΕ2</b>	48,51	<b>307.86</b>	<b>23.46</b>	<b>4.41</b>
Σ.ΔΕ3	83,82	<b>119.92</b>	<b>7.12</b>	<b>12.82</b>
Σ.Η1	208,88	<b>-767.5</b>	-	-
<b>Σ.Η2</b>	28,76	<b>163.38</b>	<b>21.35</b>	<b>4.85</b>
Σ.Η3	64,09	<b>-20.77</b>	<b>-2.56</b>	-

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης του Σεναρίου 1 δείχνουν ότι, με βάση την τιμή του ΦΑ για την Ελλάδα που δίνει η Eurostat για το 2019, που είναι σαφώς χαμηλότερη της σημερινής τιμής, που λόγω των διεθνών συνθηκών έχει εκτιναχθεί, σχεδόν όλα τα σενάρια δίνουν θετικά οικονομικά αποτελέσματα, που σημαίνουν βιώσιμες επενδύσεις.

Βέβαια τα σενάρια, Σ.ΔΕ2 & Σ.Η2, με βυτιοφόρα από τη Ρεβυθούσα (Αγ. Τριάδα Μεγάρων), αλλά και με πλοίο προς τις πόλεις της Περιφέρειας Δ. Ελλάδας, Σ.ΔΕ3 έχουν τα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα, σε σχέση με τα άλλα δυο, καθώς δίνουν υψηλές ΚΠΑ και ΕΒΑ.

Τα σενάρια, από τα έξη που εξετάστηκαν, που δίνουν αρνητικά αποτελέσματα, είναι αυτά που αναφέρονται στη μεταφορά ΦΑ μέσω αγωγών, κύρια λόγω του υψηλού αρχικού κόστους εγκατάστασής τους, αφού έχουν σχεδιασθεί να διασχίζουν ορεινές και δύσβατες περιοχές. Όμως να τονισθεί ότι το κόστος αγωγού από την Δυτική Μακεδονία (Πτολεμαΐδα) προς Ιωάννινα, εκτιμώμενου μήκους 200 έως 220 χλμ, δεν έχει ακόμα υπολογισθεί (ή σχεδιαστεί) με ακρίβεια και το κόστος που θεωρήθηκε στη μελέτη είναι μια αρχική εκτίμηση προς τις υπηρεσίες του ΕΣΠΑ, όπου υποβλήθηκε ο φάκελος για επιδότηση.

Αναφορικά με το Σενάριο 2, τα αποτελέσματα και από τα τρία σενάρια μεταφοράς ΦΑ είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικά, με οικονομικά στοιχεία που σημαίνουν βιώσιμες επενδύσεις.

ΣΕΝΑΡΙΟ 2	Συνολικό κόστος επένδυσης, m€	NPV m€	IRR %	Έτη απόσβεσης επένδυσης
Σ.ΔΕ1	143,34	650,34	23,34	3,72
Σ.ΔΕ2	50,79	1415,2	89,00	1,14
Σ.ΔΕ3	85,25	1231,1	48,20	2,12

Το σενάριο αυτό καλύπτει μόνο αυτό που αφορά τη Δυτική Ελλάδα, λόγω έλλειψης στοιχείων για την Περιφέρεια Ηπείρου.

Ένα σημαντικό θέμα, που αξιολογήθηκε μεν, αλλά δεν αναλύθηκε σε βάθος στην έκδοση αυτή της μελέτης, είναι ότι η επιλογή τρόπων μεταφοράς ΦΑ, στα υπό επέκταση νέα δίκτυα είναι ένα πολυπαραγοντικό πρόβλημα. Η ανάλυση-αξιολόγηση της βέλτιστης λύσης απαιτεί περαιτέρω έρευνα, η οποία θα περιλαμβάνει την ανάλυση της επίπτωσης επιλεγέντων κριτηρίων (π.χ. οικονομικών – περιβαλλοντικών – κοινωνικών) και η οποία βαθμολογία τους, εκφρασμένη σε μετρήσιμες μεταβλητές, θα οδηγήσει σε μια αριθμητική αξιολόγηση του κάθε τρόπου μεταφοράς ΦΑ στα νέα δίκτυα ΦΑ. Η εκτίμηση των κριτηρίων έχει ως στόχο την ποσοτικοποίηση της σχέσης «κόστους – οφέλους» μεταξύ των επιλογών μεταφοράς ΦΑ, προκειμένου να αποτυπωθούν τα χαρακτηριστικά των επιπτώσεων, θετικών – αρνητικών.

Βέβαια, η μελέτη αυτή με τα δυο σενάρια της, δίνει κάποια συμπεράσματα, όπως:

Α) Η μεταφορά ΦΑ είτε με αγωγούς είτε με βυτιοφόρα ή/και πλοία (LNG) παρουσιάζει τόσο πλεονεκτήματα όσο και μειονεκτήματα. Φυσικά, η καλύτερη επιλογή είναι ο συνδυασμός των μεθόδων, ώστε να είναι δυνατή η απόλαυση των πλεονεκτημάτων και των δύο, η υπερκέραση των όποιων εμποδίων και η αντιμετώπιση των μειονεκτημάτων της μιας ή της άλλης λύσης.

Σχετικά με τα τεχνολογικά κριτήρια για τέτοιες επενδύσεις μεταφοράς ΦΑ θεωρούνται ότι είναι αυτά που συνήθως θέτουν περιορισμούς, όπως για παράδειγμα ως προς την κατασκευή της εγκατάστασης LNG στις πόλεις, πως θα κατασκευαστεί ο σταθμός επαναεροποίησης, κλπ. Όμως, με βάση τη διεθνή βιβλιογραφία και την εμπειρία των στελεχών της ΔΕΔΑ σε θέματα τρόπου μεταφοράς LNG, είναι ακριβές να ειπωθεί ότι η τεχνολογία αυτή είναι δοκιμασμένη και στην Ευρώπη, δεν αναμένονται σημαντικές και δομικές αλλαγές στα συστήματα ανεφοδιασμού με LNG τα επόμενα χρόνια, αλλά το μόνο που απαιτείται είναι η συνεχής και αποτελεσματική εκπαίδευση του προσωπικού, που θα χειρίζονται τις εγκαταστάσεις στις πόλεις των δυο Περιφερειών, ώστε να εξαιρεθεί η περίπτωση ατυχήματος.

Μεγάλο ρόλο στην εξέλιξη της επένδυσης έχουν οι αυξητικές ή μη τιμές των καυσίμων και ειδικότερα του υγροποιημένου ΦΑ, αλλά και του ΦΑ που πωλείται στον τελικό καταναλωτή.

Τέλος, σημαντικό ρόλο στις επενδύσεις αυτές έχουν και θέματα όπως η οικονομική κατάσταση της χώρας, ο ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης της, δηλαδή κατά πόσον η χώρα έχει ξεπεράσει την περίοδο της ύφεσης, το επίπεδο ανάπτυξης των ενεργειακών τιμών στις ανεπτυγμένες και αναπτυσσόμενες αγορές, αφού αυτά καθορίζουν την κατανάλωση καυσίμων από τον τελικό καταναλωτή και βοηθούν στην ανάπτυξη του Εμπορίου και της Οικονομίας γενικότερα.

## Αναφορές

- [1] BP, «Statistical Review of World Energy,» June 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas.html>.
- [2] Our World in Data, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/natural-gas-consumption-by-region>.
- [3] ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2020,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2020>.
- [4] Infrastructure Planning Inspectorate, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects>.
- [5] IEA, «Task 37: Energy from Biogas,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://task37.ieabioenergy.com/workshops.html>.
- [6] Gas Networks Ireland, «A cleaner energy for transport,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.gasnetworks.ie/business/natural-gas-in-transport/compressed-natural-gas/>.
- [7] Εταιρεία Διανομής Αερίου Θεσσαλονίκης - Θεσσαλίας, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.edathess.gr/uploads/file/>.
- [8] ΕΔΑ ΘΕΣΣ, «Εγκαινιάστηκε ο πρώτος σταθμός αποσυμπίεσης φυσικού αερίου στο Λαγκαδά Θεσσαλονίκης,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.edathess.gr/articles/eda-thess-egkainiastike-o-prwtos-stathmos-aposympiesis-fysikou-aerion-sto-lagkada-thessalonikis/>.
- [9] SENER, [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.poweroilandgas.sener>.
- [10] Chart Industries, «LNG Virtual Pipeline,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://files.chartindustries.com/21125487\\_LNG\\_VirtualPipeline\\_Madeira\\_CS11.pdf](https://files.chartindustries.com/21125487_LNG_VirtualPipeline_Madeira_CS11.pdf).
- [11] Power Technology, «Siemens launches new electrolysis facility in Mainz, Germany to generate hydrogen from wind power,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.power-technology.com/news/newssiemens-launches-new-electrolysis-facility-in-mainz-germany-to-generate-hydrogen-from-wind-power-4615126/>.
- [12] NEWMONEY, «Siemens Gamesa: Τι φέρνει το έργο-«ορόσημο» H2Mare,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.newmoney.gr/roh/palmos-oikonomias/energeia/siemens-gamesa-ti-ferni-to-ergo-orosimo-h2mare/>.

- [13] NEWSAUTO, «Τρένο που κινείται με υδρογόνο ετοιμάζει η Siemens!», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.newsauto.gr/news/treno-pou-kinite-me-idrogono-etimazi-i-siemens/>.
- [14] ΔΕΣΦΑ, «Έκθεση Λειτουργίας του ΕΣΦΑ για το Έτος 2020», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DDRA/analitiki-ektesi-gia-ti-leitourgia-tou-esfa-gia-to-etos-2020.pdf>.
- [15] ΔΕΣΦΑ, «Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φ.Α.», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/transmission>.
- [16] ΕΛΣΤΑΤ, «Μεταφορές μέσω αγωγών φυσικού αερίου, έτους 2020», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.statistics.gr/documents/20181/68fd7c70-5411-80fd-608c-9375a461e28d>.
- [17] ΔΕΣΦΑ, «Εγκατάσταση ΥΦΑ», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/lng-facility>.
- [18] ΔΕΠΑ, «Διεθνείς Υποδομές», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.depa.gr/diethnis-ypodomes/>.
- [19] ΔΕΣΦΑ, «ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΣΦΑ 2021-2030», 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%CE%A6%CE%95%CE%9A%20%CE%92%201392%20%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%A6%CE%91%CE%A3%CE%97%20116-2021.pdf>.
- [20] Poseidon Med II LNG Bunkering Project, « About», [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.poseidonmedii.eu/category/THE\\_PROJECT/About.html](https://www.poseidonmedii.eu/category/THE_PROJECT/About.html).
- [21] ΔΕΠΑ, «Εθνικό Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο», [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.depa.gr/ethniko-nomothetiko-ke-rythmistiko-pliesio/>.
- [22] Ειδική Υπηρεσία Διαχείρισης Επιχειρησιακού Προγράμματος Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, «Ένταξη της Πράξης «Ανάπτυξη δικτύων φυσικού αερίου χαμηλής και μέσης πίεσης» με Κωδικό ΟΠΣ 5092241 και ένταξη στο», [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://dytikiellada.gr/wp-content/uploads/2021/08/%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%A6%CE%91%CE%A3%CE%97-%CE%95%CE%9D%CE%A4%CE%91%CE%9E%CE%97%CE%A3-%CE%A4%CE%97%CE%A3-%CE%A0%CE%A1%CE%91%CE%9E%CE%97%CE%A3-%CE%91%CE%9D%CE%91%CE%A0%CE%A4%CE%A5%CE%9E%CE%97-%CE%94%CE%99%C>.
- [23] ΔΕΔΑ, «Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου Διανομής της Δημόσιας Επιχείρησης Δικτύων Διανομής Αερίου Μον. Α.Ε. για την περίοδο 2021-2025», 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://deda.gr/wp-content/uploads/2021/03/20210304\\_%CF%86%CE%B5%CE%BA844%CE%B2\\_%CF%81%CE%B1%CE%B5\\_%CE%B1%CF%80%CF%8C%CF%86%CE%B1%CF%83%CE%B7161](https://deda.gr/wp-content/uploads/2021/03/20210304_%CF%86%CE%B5%CE%BA844%CE%B2_%CF%81%CE%B1%CE%B5_%CE%B1%CF%80%CF%8C%CF%86%CE%B1%CF%83%CE%B7161)

5\_%CE%A0%CF%81%CF%8C%CE%B3%CF%81%CE%B1%CE%BC%CE%BC%CE%B1-%CE%91%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7%CF%82.

- [24] ΔΕΣΦΑ, «Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2022-2031,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/%CE%A3%CF%87%CE%AD%CE%B4%CE%B9%CE%BF%20%CE%A0%CE%91%20%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91%202022-2031.pdf>.
- [25] NORGAS, «Micro Liquefied Gas – ISO Container Solutions,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://norgascarriers.com/our-services/iso-services/>.
- [26] ENERGIJA.GR, «ΥΠΕΝ: Έγκριση Εγκατάστασης Εξοπλισμού για την Εξυπηρέτηση Φόρτωσης Βυτιοφόρων με ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/182768/ypen-egkrish-egkatastashs-exoplismoy-gia-thn-exyphrethsh-fortoshs-vytioforon-me-yfa-sth-revythoysa>.
- [27] ΕΛΣΤΑΤ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ Υπολογιζόμενος Πληθυσμός (1.1.2020) και Μεταναστευτικές Ροές της Χώρας (2019),» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.statistics.gr/el/statistics?p\\_p\\_id=documents\\_WAR\\_publicationsportlet\\_INSTANCE\\_qDQ8fBKko4IN&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=4&p\\_p\\_col\\_pos=1&\\_documents\\_WAR\\_publicat](https://www.statistics.gr/el/statistics?p_p_id=documents_WAR_publicationsportlet_INSTANCE_qDQ8fBKko4IN&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=4&p_p_col_pos=1&_documents_WAR_publicat).
- [28] ΕΛΣΤΑΤ, «ΔΕΛΤΙΟ ΤΥΠΟΥ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΕΙΔΩΝ,» 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.statistics.gr/documents/20181/926dfe76-7539-5688-9856-b9d93d9faa31>.
- [29] ΗΜΕΡΗΣΙΑ, «διαΝΕΟσις: Αυτός είναι ο χάρτης της ενέργειας στην Ελλάδα - Πού πρέπει να δοθεί έμφαση,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.imerisia.gr/epiheiriseis/energeia/12782\\_dianeosis-aytos-einai-o-hartis-tis-energeias-stin-ellada-poy-prepei-na](https://www.imerisia.gr/epiheiriseis/energeia/12782_dianeosis-aytos-einai-o-hartis-tis-energeias-stin-ellada-poy-prepei-na).
- [30] ΕΛΣΤΑΤ, «ΕΡΕΥΝΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΟΙΚΟΚΥΡΙΑ 2011 - 2012,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.statistics.gr/documents/20181/e74d6134-8c02-404e-a02b-aa6d959219e3>.
- [31] Υπουργείο Ανάπτυξης και Ανταγωνιστικότητας, «Παρατηρητήριο Τιμών Υγρών Καυσίμων,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.fuelprices.gr/>.
- [32] EUROSTAT, «Archive:Στατιστικές σχετικά με τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%CE%A3%CF%84%CE%B1%CF%84%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82\\_%CF%83%CF%87%CE%B5%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AC\\_%CE%BC%CE%B5\\_%CF%84%CE%B9%CF%82\\_%CF%84%CE%B9%CE%BC%CE%AD%CF%82\\_%CF%84%](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%CE%A3%CF%84%CE%B1%CF%84%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82_%CF%83%CF%87%CE%B5%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AC_%CE%BC%CE%B5_%CF%84%CE%B9%CF%82_%CF%84%CE%B9%CE%BC%CE%AD%CF%82_%CF%84%).

- [33] EUROSTAT, «Archive:Στατιστικά στοιχεία για τις τιμές φυσικού αερίου,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%CE%A3%CF%84%CE%B1%CF%84%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AC\\_%CF%83%CF%84%CE%BF%CE%B9%CF%87%CE%B5%CE%AF%CE%B1\\_%CE%B3%CE%B9%CE%B1\\_%CF%84%CE%B9%CF%82\\_%CF%84%CE%B9%CE%BC%CE%AD%CF%82\\_%](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:%CE%A3%CF%84%CE%B1%CF%84%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AC_%CF%83%CF%84%CE%BF%CE%B9%CF%87%CE%B5%CE%AF%CE%B1_%CE%B3%CE%B9%CE%B1_%CF%84%CE%B9%CF%82_%CF%84%CE%B9%CE%BC%CE%AD%CF%82_%).
- [34] Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, TOTEE 20701-1 σελ. 48779 - Τεύχος Β' 4003/17.11.2017.
- [35] ResearchGate, «Review of Ways to Transport Natural Gas Energy From Countries Which Do Not Need the Gas for Domestic Use,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/222556701\\_Review\\_of\\_Ways\\_to\\_Transport\\_Natural\\_Gas\\_Energy\\_From\\_Countries\\_Which\\_Do\\_Not\\_Need\\_the\\_Gas\\_for\\_Domestic\\_Use](https://www.researchgate.net/publication/222556701_Review_of_Ways_to_Transport_Natural_Gas_Energy_From_Countries_Which_Do_Not_Need_the_Gas_for_Domestic_Use).
- [36] [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude\\_european\\_gas\\_market\\_aoun\\_cornot-gandolfe.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude_european_gas_market_aoun_cornot-gandolfe.pdf).
- [37] Π. Φαφουτέλης, «Κατανάλωση καυσίμου φορτηγών οδικών οχημάτων, ΕΜΠ,Σχολή Πολιτικών Μηχανικών, Διπλωματική Διατριβή,» [Ηλεκτρονικό].
- [38] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Έκθεση σχετικά με την ευρωπαϊκή στρατηγική για το υδρογόνο,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116\\_EL.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116_EL.html).
- [39] Hydrogen Council, «Studies,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://hydrogencouncil.com/en/category/studies/>.
- [40] ΔΕΣΦΑ, «Το ελληνικό δίκτυο φυσικού αερίου ως σταυροδρόμι νέων διαδρομών και επενδύσεων,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/to-ellhniko-diktyo-fysikoy-aerioy-ws-stayrodromi-newn-diadromwn-kai-ependysewn>.
- [41] Ναυτεμπορική, «Εκδήλωση της ΠΑΕ: «Το υδρογόνο θα είναι το καύσιμο του μέλλοντος,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.naftemporiki.gr/story/1776042/ekdilosi-tis-rae-to-udrogonο-tha-einai-to-kausimo-tou-mellontos>.
- [42] ΥΠΕΝ, «Πέντε ελληνικά έργα στο πρώτο κύμα Σημαντικών Έργων Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (IPCEI) «Υδρογόνο,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypen.gov.gr/pente-ellinika-erga-sto-proto-kyma-simantikon-ergon-koinou-enropaikou-endiaferontos-ipcei-ydrogono/>.
- [43] NEWMONEY, «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας: Πώς προετοιμάζεται για την εποχή του υδρογόνο,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available:

<https://www.newmoney.gr/roh/palnos-oikonomias/energeia/rithmistiki-archi-energias-pos-proetimazete-gia-tin-epochi-tou-idrogonou/>.

[44] Ζαφείρης, *ΚΑΠΕ – εκδήλωση IENE, 2019*.





## Παράρτημα II:

### Ετήσιος Υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης για τα τρία σενάρια για την Περιφέρεια Ηπείρου

#### 1. Σ.Η1

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)

Είδη Λειτουργίας/Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Εισοχ. Λειτουργίας/Επένδυσης		8.382,168	8.507,900	8.635,519	8.765,052	8.896,527	9.029,975	9.165,425	9.302,906	9.442,450	9.584,087	9.727,848	9.873,766	10.021,872	10.172,200	10.324,783	
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Κόστη Μ&Ε			23.452,392	23.804,178	24.161,241	24.523,659	24.891,514	25.264,887	25.643,860	26.028,518	26.418,946	26.815,230	27.217,458	27.625,720	28.040,106	28.460,708	
Αποσβέσματα Έσοδα			-15.070,224	-15.296,278	-15.525,722	-15.758,608	-15.994,987	-16.234,911	-16.478,435	-16.725,612	-16.976,496	-17.231,143	-17.489,610	-17.751,955	-18.018,234	-18.288,507	
Φόρος			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση			-15.070,224	-15.296,278	-15.525,722	-15.758,608	-15.994,987	-16.234,911	-16.478,435	-16.725,612	-16.976,496	-17.231,143	-17.489,610	-17.751,955	-18.018,234	-18.288,507	
Καθαρή ροή χρημάτων	-180.425,170		-15.070,224	-15.296,278	-15.525,722	-15.758,608	-15.994,987	-16.234,911	-16.478,435	-16.725,612	-16.976,496	-17.231,143	-17.489,610	-17.751,955	-18.018,234	-18.288,507	
Ταμειακή ροή έκπτωσης	-587.072,815		-15.070,224	-15.296,278	-15.525,722	-15.758,608	-15.994,987	-16.234,911	-16.478,435	-16.725,612	-16.976,496	-17.231,143	-17.489,610	-17.751,955	-18.018,234	-18.288,507	
Ευρωενετική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-195.495,394		-210.791,672	-226.317,393	-242.076,001	-258.070,988	-274.305,899	-290.784,334	-307.509,946	-324.486,441	-341.717,585	-359.207,195	-376.959,150	-394.977,383	-413.265,891	-431.828,726

#### 2. Σ.Η2

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)

Είδη Λειτουργίας/Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Εισοχ. Λειτουργίας/Επένδυσης		8.382,168	8.507,900	8.635,519	8.765,052	8.896,527	9.029,975	9.165,425	9.302,906	9.442,450	9.584,087	9.727,848	9.873,766	10.021,872	10.172,200	10.324,783	
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Κόστη Μ&Ε			3.292,276	3.341,660	3.391,785	3.442,662	3.494,302	3.546,716	3.599,917	3.653,916	3.708,725	3.764,355	3.820,821	3.878,133	3.936,305	3.995,350	4.055,280
Αποσβέσματα Έσοδα			5.089,892	5.166,240	5.243,734	5.322,390	5.402,226	5.483,259	5.565,508	5.648,991	5.733,725	5.819,731	5.907,027	5.995,633	6.085,567	6.176,851	6.269,503
Φόρος			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση			5.089,892	5.166,240	5.243,734	5.322,390	5.402,226	5.483,259	5.565,508	5.648,991	5.733,725	5.819,731	5.907,027	5.995,633	6.085,567	6.176,851	6.269,503
Καθαρή ροή χρημάτων	-35.436,212		5.089,892	5.166,240	5.243,734	5.322,390	5.402,226	5.483,259	5.565,508	5.648,991	5.733,725	5.819,731	5.907,027	5.995,633	6.085,567	6.176,851	6.269,503
Ταμειακή ροή έκπτωσης	188.813,146		5.089,892	5.166,240	5.243,734	5.322,390	5.402,226	5.483,259	5.565,508	5.648,991	5.733,725	5.819,731	5.907,027	5.995,633	6.085,567	6.176,851	6.269,503
Ευρωενετική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-20.346,320		-15.180,080	-9.936,346	-4.613,956	788,289	6.271,528	11.837,036	17.486,027	23.219,752	29.039,484	34.946,511	40.942,144	47.027,711	53.204,561	59.474,063

#### 3. Σ.Η3

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)

Είδη Λειτουργίας/Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Εισοχ. Λειτουργίας/Επένδυσης		8.382,168	8.507,900	8.635,519	8.765,052	8.896,527	9.029,975	9.165,425	9.302,906	9.442,450	9.584,087	9.727,848	9.873,766	10.021,872	10.172,200	10.324,783	
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Κόστη Μ&Ε			7.364,206	7.474,669	7.586,789	7.700,591	7.816,100	7.933,341	8.052,341	8.173,127	8.295,723	8.420,159	8.546,462	8.674,659	8.804,779	8.936,850	9.070,903
Αποσβέσματα Έσοδα			1.017,962	1.033,231	1.048,730	1.064,461	1.080,428	1.096,634	1.113,084	1.129,780	1.146,726	1.163,927	1.181,386	1.199,107	1.217,094	1.235,350	1.253,880
Φόρος			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση			1.017,962	1.033,231	1.048,730	1.064,461	1.080,428	1.096,634	1.113,084	1.129,780	1.146,726	1.163,927	1.181,386	1.199,107	1.217,094	1.235,350	1.253,880
Καθαρή ροή χρημάτων	-56.724,832		1.017,962	1.033,231	1.048,730	1.064,461	1.080,428	1.096,634	1.113,084	1.129,780	1.146,726	1.163,927	1.181,386	1.199,107	1.217,094	1.235,350	1.253,880
Ταμειακή ροή έκπτωσης	35.958,263		1.017,962	1.033,231	1.048,730	1.064,461	1.080,428	1.096,634	1.113,084	1.129,780	1.146,726	1.163,927	1.181,386	1.199,107	1.217,094	1.235,350	1.253,880
Ευρωενετική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-55.706,870		-54.673,639	-53.624,909	-52.560,448	-51.480,021	-50.383,387	-49.270,303	-48.140,524	-46.993,797	-45.829,870	-44.648,484	-43.449,376	-42.232,283	-40.996,933	-39.743,052

**Παράρτημα III:**

**ΣΕΝΑΡΙΟ 2:**

**Ετήσιος Υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης για τα τρία σενάρια για την Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας**

**1. Σ.ΔΕ1**

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)																
Έτος Λειτουργίας Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Συνολική Εξοικονόμηση Ενέργειας		45,182,500	45,860,237	46,548,141	47,246,363	47,955,058	48,674,384	49,404,500	50,145,568	50,897,751	51,661,217	52,436,136	53,222,678	54,021,018	54,831,333	55,653,803
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Κόστη Μ&Ε			16,932,509	17,186,487	17,444,294	17,705,959	17,971,548	18,241,121	18,514,738	18,792,459	19,074,346	19,360,461	19,650,868	19,945,631	20,244,816	20,548,488
Αναβάριση Έσοδα			28,249,991	28,673,740	29,103,847	29,540,404	29,983,510	30,433,263	30,889,762	31,353,108	31,823,405	32,300,756	32,785,267	33,277,046	33,776,202	34,282,845
Φόρος			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση			28,249,991	28,673,740	29,103,847	29,540,404	29,983,510	30,433,263	30,889,762	31,353,108	31,823,405	32,300,756	32,785,267	33,277,046	33,776,202	34,282,845
Καθαρή ροή χρημάτων	-126,409,238		28,249,991	28,673,740	29,103,847	29,540,404	29,983,510	30,433,263	30,889,762	31,353,108	31,823,405	32,300,756	32,785,267	33,277,046	33,776,202	34,282,845
Ταμειακή ροή έκπτωσης	776,747,349		28,249,991	28,673,740	29,103,847	29,540,404	29,983,510	30,433,263	30,889,762	31,353,108	31,823,405	32,300,756	32,785,267	33,277,046	33,776,202	34,282,845
Συμμετρική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-98,159,247	-69,485,507	-40,381,660	-10,841,256	19,142,254	49,575,517	80,465,279	111,818,387	143,641,792	175,942,548	208,727,816	242,004,862	275,781,064	310,063,909	344,860,997

**2. Σ.ΔΕ2**

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)																
Έτος Λειτουργίας Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Συνολική Εξοικονόμηση Ενέργειας		45,182,500	45,860,237	46,548,141	47,246,363	47,955,058	48,674,384	49,404,500	50,145,568	50,897,751	51,661,217	52,436,136	53,222,678	54,021,018	54,831,333	55,653,803
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Κόστη Μ&Ε		5,965,477	6,054,959	6,145,783	6,237,970	6,331,539	6,426,513	6,522,910	6,620,754	6,720,065	6,820,866	6,923,179	7,027,027	7,132,432	7,239,419	7,348,010
Αναβάριση Έσοδα		39,217,023	39,805,279	40,402,358	41,008,393	41,623,519	42,247,872	42,881,590	43,524,814	44,177,686	44,840,351	45,512,957	46,195,651	46,888,586	47,591,914	48,305,793
Φόρος		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση		39,217,023	39,805,279	40,402,358	41,008,393	41,623,519	42,247,872	42,881,590	43,524,814	44,177,686	44,840,351	45,512,957	46,195,651	46,888,586	47,591,914	48,305,793
Καθαρή ροή χρημάτων	-44,821,401	39,217,023	39,805,279	40,402,358	41,008,393	41,623,519	42,247,872	42,881,590	43,524,814	44,177,686	44,840,351	45,512,957	46,195,651	46,888,586	47,591,914	48,305,793
Ταμειακή ροή έκπτωσης	1,460,001,902	39,217,023	39,805,279	40,402,358	41,008,393	41,623,519	42,247,872	42,881,590	43,524,814	44,177,686	44,840,351	45,512,957	46,195,651	46,888,586	47,591,914	48,305,793
Συμμετρική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-5,604,378	34,200,901	74,603,259	115,611,652	157,235,171	199,483,043	242,364,633	285,889,447	330,067,133	374,907,484	420,420,440	466,616,091	513,504,677	561,096,591	609,402,385

**3. Σ.ΔΕ3**

Ετήσιος υπολογισμός ταμειακών ροών έκπτωσης (Discounted Cash Flow)																
Έτος Λειτουργίας Επένδυσης	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Συνολική Εξοικονόμηση Ενέργειας		45,182,500	45,860,237	46,548,141	47,246,363	47,955,058	48,674,384	49,404,500	50,145,568	50,897,751	51,661,217	52,436,136	53,222,678	54,021,018	54,831,333	55,653,803
Επιπλέον Έσοδα		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Κόστη Μ&Ε		10,059,657	10,210,552	10,363,710	10,519,166	10,676,953	10,837,108	10,999,664	11,164,659	11,332,129	11,501,111	11,674,643	11,849,769	12,027,509	12,207,982	12,391,040
Αναβάριση Έσοδα		35,122,843	35,649,685	36,184,431	36,727,197	37,278,105	37,837,277	38,404,836	38,980,908	39,565,622	40,159,106	40,761,493	41,372,915	41,993,509	42,623,412	43,262,763
Φόρος		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Καθαρό κέρδος πριν την απόσβεση		35,122,843	35,649,685	36,184,431	36,727,197	37,278,105	37,837,277	38,404,836	38,980,908	39,565,622	40,159,106	40,761,493	41,372,915	41,993,509	42,623,412	43,262,763
Καθαρή ροή χρημάτων	-75,195,159	35,122,843	35,649,685	36,184,431	36,727,197	37,278,105	37,837,277	38,404,836	38,980,908	39,565,622	40,159,106	40,761,493	41,372,915	41,993,509	42,623,412	43,262,763
Ταμειακή ροή έκπτωσης	1,306,311,761	35,122,843	35,649,685	36,184,431	36,727,197	37,278,105	37,837,277	38,404,836	38,980,908	39,565,622	40,159,106	40,761,493	41,372,915	41,993,509	42,623,412	43,262,763
Συμμετρική Ταμειακή ροή έκπτωσης		-40,072,317	-4,422,631	31,761,799	68,488,996	105,767,101	143,604,378	182,009,214	220,990,122	260,555,744	300,714,850	341,476,343	382,849,258	424,842,767	467,466,179	510,728,941

