

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
ΣΤΗ
ΝΑΥΤΙΛΙΑ



ΤΟ ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ LNG: ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ
ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

Στέλλα Λίτου

Διπλωματική εργασία

που υποβλήθηκε στο τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών του Πανεπιστημίου

Πειραιώς ως μέρος των απαιτήσεων για την απόκτηση του

Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης στη Ναυτιλία

Πειραιάς

Σεπτέμβριος 2018

Δήλωση Αυθεντικότητας / Ζητήματα Copyright

Το άτομο το οποίο εκπονεί την Διπλωματική Εργασία φέρει ολόκληρη την ευθύνη προσδιορισμού της δίκαιης χρήσης του υλικού, η οποία ορίζεται στην βάση των εξής παραγόντων: του σκοπού και χαρακτήρα της χρήσης (εμπορικός, μη κερδοσκοπικός ή εκπαιδευτικός), της φύσης του υλικού, που χρησιμοποιεί (τμήμα του κειμένου, πίνακες, σχήματα, εικόνες ή χάρτες), του ποσοστού και της σημαντικότητας του τμήματος, που χρησιμοποιεί σε σχέση με το όλο κείμενο υπό copyright, και των πιθανών συνεπειών της χρήσης αυτής στην αγορά ή στη γενικότερη αξία του υπό copyright κειμένου.

Τριμελής Εξεταστική Επιτροπή

«Η παρούσα Διπλωματική Εργασία εγκρίθηκε ομόφωνα από την Τριμελή Εξεταστική Επιτροπή που ορίσθηκε από τη ΓΣΕΣ του Τμήματος Ναυτιλιακών Σπουδών Πανεπιστημίου Πειραιώς σύμφωνα με τον Κανονισμό Λειτουργίας του Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών στην Ναυτιλία.

Τα μέλη της Επιτροπής ήταν:

Διονύσιος Πολέμης (Επιβλέπων)

Θεόδωρος Πελαγίδης

Στυλιανός Τσελέντης

Η έγκριση της Διπλωματικής Εργασίας από το Τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιώς δεν υποδηλώνει αποδοχή των γνώμων του συγγραφέα.»

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ναυτιλία των LNG πλοίων. Στη μελέτη αυτή, αρχικά αναλύονται τα βασικά συστατικά στοιχεία της αγοράς του φυσικού αερίου και εν συνεχεία ακολουθεί η ανάλυση της αγοράς του μεταφερόμενου προϊόντος, δηλαδή της αγοράς του υγροποιημένου φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται στοιχεία της αγοράς αυτής, όπως τα πλοία που απασχολούνται, οι εμπορικές θαλάσσιες διαδρομές, οι μηχανισμοί της προσφοράς και ζήτησης χωρητικότητας του παγκόσμιου στόλου. Επιπλέον, αναλύεται η αλυσίδα μεταφοράς του υγροποιημένου φυσικού αερίου καθώς και οι τερματικοί σταθμοί υγροποίησης και επαναεριοποίησης. Επιπλέον, παρουσιάζεται, όσον αφορά την Ελλάδα, η περίπτωση του τερματικού σταθμού της Ρεβυθούσας και τέλος, εξάγονται κάποια συμπεράσματα. Η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε είναι βιβλιογραφική επισκόπηση, ωστόσο ένα σημαντικό μέρος της έρευνας στηρίχθηκε σε διαδικτυακές πηγές.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα τελευταία χρόνια παρατηρούνται τάσεις πολλαπλασιασμού και αύξησης της μέσης χωρητικότητας των πλοίων LNG, καθώς η κορεσμένη αγορά του πετρελαίου σιγά σιγά στρέφεται προς το άφθονο Φυσικό Αέριο, το οποίο συν τοις άλλοις είναι το πιο φιλικό προς το περιβάλλον και ενεργειακά αποδοτικό από τα ορυκτά καύσιμα. Το φυσικό αέριο, ως εναλλακτική πηγή ενέργειας, επιτρέπει σε ενεργοβόρες βιομηχανίες να περιορίσουν δραστικά τις εκπομπές ρύπων. Επιπλέον, κερδίζει μερίδιο στην αγορά ενέργειας, με τη χρήση του στη βιομηχανία και στα νοικοκυριά. Η Ευρωπαϊκή Ένωση, μάλιστα άρχισε να εστιάζει μέσω Οδηγιών προς τα κράτη-μέλη στη χρήση του και ως καύσιμο στη ναυτιλία. Σε παγκόσμιο επίπεδο υπάρχει διάθεση για παρόμοιες δράσεις, σε πρώιμο στάδιο όμως ακόμα λόγω έλλειψης υποδομών.

Από τις αρχές της δεκαετίας του 2000, οι τιμές για την κατασκευή των εγκαταστάσεων υγροποίησης φυσικού αερίου, των τερματικών σταθμών παραλαβής καθώς και των δεξαμενόπλοιων μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου, μειώθηκαν καθώς προέκυψαν νέες τεχνολογίες και περισσότεροι παίκτες επένδυσαν στην υγροποίηση και επαναεριοποίηση. Αυτό τείνει να καταστήσει πιο ανταγωνιστικό το υγροποιημένο φυσικό αέριο ως μέσο διανομής ενέργειας.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	4
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	5
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	6
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1ο	9
ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	9
1.1 ΓΕΝΙΚΑ	9
1.2 ΣΥΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	11
1.3 ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ, ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	12
1.4 ΧΡΗΣΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΞΙΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	18
1.5 ΤΡΟΠΟΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	18
1.5.1 Ανταγωνιστικότητα του ΥΦΑ	19
1.6 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΥΦΑ ΜΕ ΠΛΟΙΑ	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2ο	24
ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ (LNG)	24
2.1 ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ LNG	24
2.2 ΦΥΣΙΚΟΙ ΚΙΝΔΥΝΟΙ ΤΟΥ LNG – ΘΕΜΑΤΑ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	26
2.3 ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ ΤΟΥ LNG	28
2.4 Η ΑΛΥΣΙΔΑ LNG	29
2.4.1 Η υγροποίηση του φυσικού αερίου	31
2.4.2 Μεταφορά του LNG με δεξαμενόπλοια	33
2.4.2.1 Χειρισμός φορτίου	34
2.4.2.1 Τύποι δεξαμενών	35
2.4.2.2 Διαστάσεις πλοίων LNG	37
2.4.2.3 Ο παγκόσμιος στόλος LNG	37
2.5 Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ LNG	43
2.6 Η ΕΠΑΝΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ LNG	46
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο	49
ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	49
3.1 ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΓΟΡΑΣ	49
3.2 Η ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG	51
3.2.1 Παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση για LNG	52
3.2.1.1 Κατάσταση της παγκόσμιας οικονομίας	52
3.2.1.2 Οι θαλάσσιες διαδρομές του εμπορίου LNG	55
3.2.1.3 Μέση απόσταση θαλάσσιων διαδρομών (Average haul)	58
3.2.1.4 Πολιτικοί και γεωπολιτικοί παράγοντες	60

3.2.1.5 Κόστος θαλάσσιας μεταφοράς.....	61
3.3 Η ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG.....	63
3.3.1 Παράγοντες που επηρεάζουν την προσφορά LNG.....	64
3.3.1.1 Χωρητικότητα του παγκόσμιου στόλου	64
3.3.1.2 Ναυπηγήσεις και παραδόσεις νεότευκτων	65
3.3.1.3 Παραγωγικότητα του παγκόσμιου στόλου	68
3.3.1.4 Οι απώλειες και οι διαλύσεις πλοίων.....	71
3.3.1.5 Άλλες εξελίξεις στη ναυτιλία – Μείωση των εκπομπών ρύπων	74
3.4 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΣΕ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΝΑ ΤΟΝ ΚΟΣΜΟ	76
3.4.1 Χώρες που εξάγουν LNG	78
3.4.2 Χώρες που εισάγουν LNG.....	81
3.5 ΝΑΥΛΟΙ.....	85
3.6 ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΙΜΩΝ ΑΓΟΡΑΣ LNG	88
3.7 ΕΞΕΛΙΞΕΙΣ ΣΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	95
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο.....	97
ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ LNG	97
4.1 ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ	97
4.2 ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ - ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ.....	99
4.2.1 Τερματικά εξαγωγής	99
4.2.2 Τερματικά εισαγωγής.....	100
4.2.3 Διαδικασίες διαχείρισης φορτίου	101
4.3 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΚΑΙ ΕΠΑΝΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ	103
4.3.1 Γενικά	103
4.3.2 Επισκόπηση των τερματικών σταθμών υγροποίησης.....	104
4.3.3 Χρησιμοποίηση της δυναμικότητας υγροποίησης παγκοσμίως.....	107
4.3.4 Επισκόπηση των τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης.....	109
4.3.5 Χρησιμοποίηση της δυναμικότητας επαναεριοποίησης παγκοσμίως.....	115
4.4 ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΡΕΒΥΘΟΥΣΑΣ.....	117
4.4.1 Γενικά	117
4.4.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά τερματικού σταθμού	119
4.4.3 Δυναμικότητες εγκατάστασης LNG	120
4.4.4 Υπηρεσίες χρήσης εγκατάστασης LNG.....	120
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο.....	122
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	122

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ-ΠΗΓΕΣ..... 127

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1ο

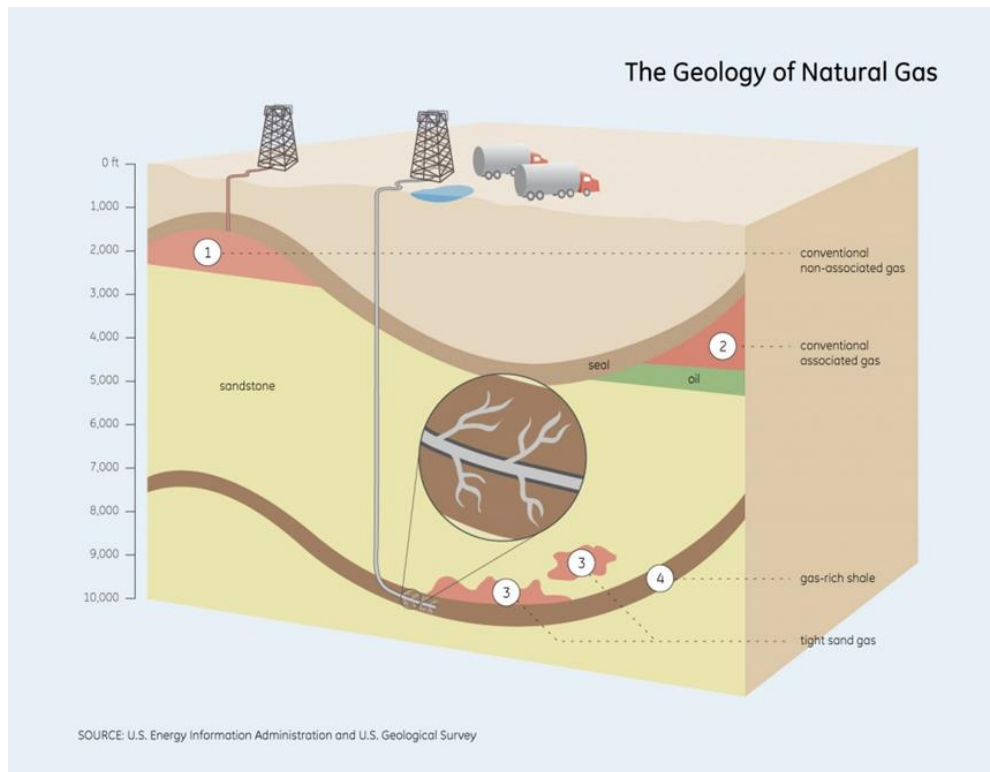
ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

1.1 ΓΕΝΙΚΑ

Το Φυσικό Αέριο είναι αέριο μίγμα υδρογονανθράκων και αποτελεί υποκατηγορία του πετρελαίου. Περιέχει επιπλέον και μικρή ποσότητα ανόργανων ενώσεων. Αποτελεί καύσιμο και πρώτη ύλη της χημικής βιομηχανίας. Εξορύσσεται από υπόγειες κοιλότητες στις οποίες βρίσκεται υπό υψηλή πίεση μέσω γεωτρήσεων. Σε αυτές τις κοιλότητες το φυσικό αέριο σχηματίστηκε με τρόπο παρόμοιο με το σχηματισμό πετρελαίου, από τη φυτική και ζωική δηλαδή οργανική ύλη που συσσωρεύεται στον πυθμένα της θάλασσας, η οποία κατά τη διάρκεια γεωλογικών καθιζήσεων σχηματίζει ιζηματογενή πετρώματα.

Συντελεστές όπως οι υψηλές θερμοκρασίες και οι υψηλές πιέσεις που αναπτύχθηκαν από τις καθιζάνουσες μάζες γης, οδήγησαν τη μετατροπή της οργανικής ύλης σε υδρογονάνθρακες μέσω μια σειρά χημικών διεργασιών. Στη συνέχεια τα πορώδη πετρώματα απορρόφησαν τους υδρογονάνθρακες και έτσι δημιουργήθηκαν τα κοιτάσματα.

Μέσα στα κοιτάσματα, με την πάροδο εκατομμυρίων ετών, το αέριο τμήμα των υδρογονανθράκων το οποίο διαχωρίστηκε από το πετρέλαιο, βαρύτερο δηλαδή υγρό τμήμα, παγιδεύτηκε μέσα σε υπόγειους σχηματισμούς, δημιουργήσε τις κοιλότητες Αερίου. Φαίνεται λοιπόν να είναι απαραίτητη η παρουσία μη διαπερατών πετρωμάτων ώστε να μην εμποδίζεται η διέλευση του φυσικού αερίου, γεωλογική διάταξη που παρατηρείται σε ορισμένες περιοχές και σε ορισμένα βάθη του πλανήτη (ΕΔΑΘΕΣΣ).



Διάγραμμα: Η γεωλογία του φυσικού αερίου

Πηγή: <https://www.2b1stconsulting.com/associated-gas/>

Ανάλογα με την προέλευσή του, υπάρχουν τρεις τύποι φυσικού αερίου (Guo and Ghalambor, 2012):

1. Μη συσχετιζόμενο αέριο (nonassociated gas): Υπάρχουν υπόγειες κοιλότητες που περιέχουν μόνο φυσικό αέριο και όχι πετρέλαιο, το αέριο αυτό ονομάζεται μη συσχετιζόμενο αέριο.
2. Συσχετιζόμενο αέριο (associated gas): το φυσικό αέριο που βρίσκεται σε συνδυασμό με το πετρέλαιο μέσα στους υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς. Αυτό το αέριο μέσα στην κοιλότητα μπορεί να διαλυθεί στο πετρέλαιο ή να βρίσκεται ως στρώμα αερίου πάνω από το πετρέλαιο. Όταν διαλύεται στο αργό πετρέλαιο, το συσχετιζόμενο αέριο ονομάζεται επίσης διαλυμένο αέριο. Όταν διαλύεται στο αργό πετρέλαιο, το σχετικό αέριο ονομάζεται επίσης διαλυμένο αέριο. Συνήθως εξορύσσεται από πετρελαιοπηγές.
3. Συμπύκνωμα αερίου (gas condensate): το φυσικό αέριο με υψηλότερη περιεκτικότητα σε υγρό υδρογονάνθρακα σε μειωμένες πιέσεις και θερμοκρασίες.

1.2 ΣΥΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Βασικό συστατικό του φυσικού αερίου είναι το μεθάνιο, συνυπάρχουν όμως σε αυτό και σημαντικές ποσότητες αιθανίου, προπανίου, βουτανίου, διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και άζωτο, υδρογόνο, ήλιο και υδρόθειο.

Συστατικό	Μοριακό κλάσμα
Μεθάνιο	0.8407
Αιθάνιο	0.0586
Προπάνιο	0.0220
Ισοβουτάνιο	0.0035
N-βουτάνιο	0.0058
i-πεντάνιο	0.0027
n-πεντάνιο	0.0025
Εξάνιο	0.0028
Επτάνιο και βαρύτεροι υδρογονάνθρακες	0.0076
Διοξείδιο του άνθρακα	0.0130
Υδρόθειο	0.0063
Άζωτο	0.0345
Σύνολο	1.000

Πίνακας: Σύνθεση ενός τυπικού φυσικού αερίου

Πηγή: Guo and Ghalambor, 2012

Το φυσικό αέριο που δεν περιέχει άλλους υδρογονάνθρακες πέραν του μεθανίου, αποκαλείται και **ξηρό φυσικό αέριο**. Αντίστοιχα, το **υγρό φυσικό αέριο** είναι αυτό που περιλαμβάνει εκτός από το μεθάνιο και άλλους υδρογονάνθρακες (Wikipedia).

Το φυσικό αέριο είναι άχρωμο, αόρατο, άγευστο και άοσμο, ωστόσο κατά τη μεταφορά του δίνεται τεχνητά με την προσθήκη χημικών, η χαρακτηριστική του οσμή προκειμένου να γίνεται αντιληπτό σε περίπτωση διαρροής. Επιπλέον, το φυσικό αέριο είναι ελαφρύτερο από τον αέρα (ειδικό βάρος 0,59), (DEPA) έτσι σε περίπτωση

διαρροής, έχει την ικανότητα να απομακρύνεται στην ατμόσφαιρα πιο γρήγορα από το υγραέριο (LPG), το οποίο είναι βαρύτερο από τον αέρα. Το χαρακτηριστικό αυτό αποτελεί σαφές πλεονέκτημα του φυσικού αερίου έναντι του LPG.

Άλλο ένα χαρακτηριστικό που καθιστά το φυσικό αέριο μία καθαρή και λιγότερο ρυπογόνο πρωτογενή πηγή ενέργειας σε σχέση με αυτές που γνωρίζουμε σήμερα, είναι το γεγονός ότι η καύση του παράγει ουσιαστικά μόνο υδρατμούς και διοξείδιο του άνθρακα. Συγκεκριμένα κατά την καύση του, για την παραγωγή ίσης ποσότητας ενέργειας, εκλύεται μικρότερη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) αλλά και άλλων ατμοσφαιρικών ρύπων, σε σχέση με την καύση γαιάνθρακα ή πετρελαιοειδών αντίστοιχα (Danesh, 1998), με αποτέλεσμα οι αρνητικές συνέπειες για το περιβάλλον να μετριαζονται.

Για να κατανοήσουμε αυτή τη διαφορά στον παρακάτω πίνακα γίνεται σύγκριση των ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα που παράγονται ανά εκατομμύριο βρετανικές θερμικές μονάδες (MMBtu) διαφόρων ορυκτών καυσίμων.

MMBtu	CO₂ σε κιλά
Φυσικό Αέριο	53,07
Απόσταγμα πετρελαίου	72,62
Άνθρακας	95,35

Πίνακας: Συντελεστές εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα

Πηγή : US Energy Information Administration

Τέλος, τα όρια ανάφλεξης του Φυσικού Αερίου κινούνται από 4,5% - 15%, όρια μεταξύ των οποίων πρέπει να κυμαίνεται η περιεκτικότητα του αέρα σε Φυσικό Αέριο προκειμένου να είναι δυνατό να συντηρηθεί η καύση.

1.3 ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ, ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Το φυσικό αέριο εντοπίζεται σε υπόγειους σχηματισμούς στα έγκατα της γης. Τα παγκόσμια αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου στο τέλος του 2017 ανήλθαν σε 193,5 τρις m³, ενώ αυξήθηκαν κατά 0,4 τρις κυβικά μέτρα έχοντας σημειώσει άνοδο

της τάξης του 0,2% σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά. Αυτό σημαίνει ότι με βάση τους ρυθμούς παγκόσμιας παραγωγής του έτους 2017 είναι αρκετά για να καλύψουν την παγκόσμια παραγωγή για 52,6 έτη.

Οι χώρες με τα μεγαλύτερα αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου όπως υπολογίστηκαν για το 2017 παρουσιάζονται παρακάτω:

Χώρα	Αποθέματα (σε τρις m³)	Ποσοστό
Ρωσία	35.0	18.1 %
Ιράν	33.2	17.2 %
Κατάρ	24.9	12.9 %
Τουρκμενιστάν	19.5	10.1 %
Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής	8.7	4.5 %
Σαουδική Αραβία	8.0	4.2 %
Βενεζουέλα	6.4	3.3 %
Ην. Αραβικά Εμιράτα	5.9	3.1 %
Κίνα	5.5	2.8 %
Νιγηρία	5.2	2.7 %
Αλγερία	4.3	2.2 %
Αυστραλία	3.6	1.9 %
Ιράκ	3.5	1.8 %

Πίνακας: Οι χώρες με τα μεγαλύτερα αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2018

Σε ότι αφορά στα αποδεδειγμένα αποθέματα ανά γεωγραφική περιοχή, σύμφωνα με στοιχεία της BP, η Μέση Ανατολή κατέχει τα περισσότερα, με ποσοστό 40,9% του παγκόσμιου συνόλου, ήτοι 79,1 τρις κυβ. μέτρα, ενώ στη δεύτερη θέση έρχονται οι χώρες ΚΑΚ με 59,2 τρις κυβ. μέτρα (30,6% του παγκ. συνόλου).

Ωστόσο, οι χώρες που διαθέτουν τα μεγαλύτερα αποθέματα, δεν είναι απαραίτητο ότι θα παράγουν και φυσικό αέριο. Για να γίνει πιο κατανοητή η διαφορά, ας δούμε τις χώρες με τη μεγαλύτερη παραγωγή και τις χώρες με τη μεγαλύτερη κατανάλωση για το 2017:

Natural gas: Production in billion cubic metres*											Growth rate per annum		Share	
Billion cubic metres	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2006-16	2017
US	521.9	546.1	557.6	575.2	617.4	649.1	655.7	704.7	740.3	729.3	734.5	1.0%	3.8%	20.0%
Canada	174.7	166.5	155.0	149.6	151.1	150.3	151.9	159.1	160.9	171.6	176.3	3.0%	-0.4%	4.8%
Mexico	46.9	47.2	52.6	51.2	52.1	50.9	52.5	51.3	47.9	43.7	40.7	-6.5%	-1.0%	1.1%
Total North America	743.4	759.8	765.2	775.9	820.5	850.3	860.1	915.1	949.2	944.6	951.5	1.0%	2.6%	25.9%
Argentina	43.6	42.8	40.3	39.0	37.7	36.7	34.6	34.5	35.5	37.3	37.1	-0.1%	-1.8%	1.0%
Bolivia	13.3	13.8	11.9	13.7	15.0	17.1	19.6	20.3	19.6	17.6	17.1	-2.6%	3.5%	0.5%
Brazil	11.8	14.6	12.5	15.3	17.5	20.2	22.3	23.7	24.2	24.5	27.5	12.4%	7.7%	0.7%
Colombia	7.3	8.7	10.1	10.8	10.5	11.5	13.2	12.3	11.6	10.9	10.1	-6.5%	4.9%	0.3%
Peru	2.6	3.5	3.6	7.3	11.5	12.0	12.4	13.1	12.7	14.0	13.0	-6.9%	23.4%	0.4%
Trinidad & Tobago	41.0	40.8	42.4	43.5	41.9	41.5	41.7	40.9	38.5	33.5	33.8	1.2%	-1.5%	0.9%
Venezuela	37.2	33.4	31.8	30.5	30.2	31.9	30.6	31.8	36.1	38.0	37.4	-1.3%	0.9%	1.0%
Other S. & Cent. America	3.9	3.7	3.7	3.7	3.0	2.8	2.5	2.4	2.7	2.9	2.8	-2.5%	-2.8%	0.1%
Total S. & Cent. America	160.7	161.5	156.3	163.8	167.5	173.8	176.9	179.1	180.9	178.8	179.0	0.4%	1.4%	4.9%
Denmark	9.6	10.5	8.8	8.5	6.9	6.0	5.0	4.8	4.8	4.7	5.1	7.7%	-8.0%	0.1%
Germany	15.0	13.6	12.7	11.1	10.5	9.5	8.6	8.1	7.5	6.9	6.4	-7.6%	-8.2%	0.2%
Italy	9.3	8.9	7.7	8.1	8.1	8.3	7.4	6.9	6.5	5.6	5.3	-4.0%	-6.2%	0.1%
Netherlands	63.3	69.6	65.6	73.8	67.1	66.8	71.8	60.6	45.4	42.0	36.6	-12.6%	-4.2%	1.0%
Norway	89.6	99.4	103.6	106.4	100.5	113.9	107.9	108.0	116.2	115.8	123.2	6.7%	2.8%	3.3%
Poland	4.5	4.3	4.3	4.3	4.5	4.5	4.4	4.3	4.3	4.1	4.0	-2.0%	-0.9%	0.1%
Romania	10.7	10.5	10.4	10.0	10.1	10.1	10.0	10.2	10.2	9.1	10.3	14.2%	-2.0%	0.3%
United Kingdom	75.5	72.8	61.2	57.9	46.1	39.2	37.0	37.4	40.7	41.8	41.9	0.6%	-6.7%	1.1%
Other Europe	10.0	9.4	9.2	9.3	9.2	8.3	7.2	6.3	6.1	8.7	9.1	5.0%	-2.1%	0.2%
Total Europe	287.6	299.0	283.5	289.5	262.9	266.5	259.4	246.7	241.7	238.6	241.9	1.7%	-2.3%	6.6%
Azerbaijan	10.6	15.9	15.9	16.3	16.0	16.8	17.4	18.4	18.8	18.3	17.7	-2.7%	10.7%	0.5%
Kazakhstan	15.8	18.3	19.0	20.4	20.1	19.8	21.4	21.7	22.0	22.9	27.1	18.6%	4.2%	0.7%
Russian Federation	601.6	611.5	536.2	598.4	616.8	601.9	614.5	591.2	584.4	589.3	635.6	8.2%	-0.3%	17.3%
Turkmenistan	68.4	69.1	38.0	44.3	62.3	65.1	65.2	70.2	72.8	66.9	62.0	-7.1%	0.6%	1.7%
Ukraine	20.0	20.3	20.3	19.4	19.5	19.4	20.2	20.2	18.8	19.0	19.4	2.5%	-0.5%	0.5%
Uzbekistan	60.9	60.4	58.1	56.9	53.9	53.9	53.9	54.2	54.6	53.1	53.4	0.8%	-1.1%	1.5%
Other CIS	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-6.1%	-0.4%	•
Total CIS	777.4	795.7	687.8	755.9	788.9	777.1	792.8	776.1	771.6	769.8	815.5	6.2%	•	22.2%
Bahrain	11.2	12.0	12.1	12.4	12.6	13.1	14.0	14.7	14.8	14.7	15.1	3.0%	3.2%	0.4%
Iran	123.1	128.9	141.6	150.1	157.5	163.7	164.3	183.1	191.4	203.2	223.9	10.5%	6.3%	6.1%
Iraq	4.5	6.5	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.4	5.3%	21.8%	0.3%
Kuwait	10.7	12.1	10.9	11.1	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	17.4	6.1%	3.4%	0.5%
Oman	24.6	24.1	23.9	25.7	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.4	32.3	2.9%	2.6%	0.9%
Qatar	65.4	79.7	92.4	123.9	150.4	162.5	167.7	169.1	175.2	177.0	175.7	-0.5%	12.9%	4.8%
Saudi Arabia	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	111.4	6.1%	4.2%	3.0%
Syria	5.7	5.6	6.1	8.4	7.4	6.1	5.0	4.6	4.1	3.6	3.1	-14.6%	-4.7%	0.1%
United Arab Emirates	49.0	49.0	47.6	50.0	51.0	52.9	53.2	52.9	58.7	59.6	60.4	1.8%	2.3%	1.6%
Yemen	-	-	0.8	6.3	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.6	0.7	2.1%	n/a	•
Other Middle East	2.8	3.5	2.7	3.3	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9.0	9.5	5.7%	14.1%	0.3%
Total Middle East	367.7	397.6	419.6	481.6	526.4	552.2	569.1	589.9	608.4	630.8	659.9	4.9%	6.5%	17.9%
Algeria	81.6	82.6	76.6	77.4	79.6	78.4	79.3	80.2	81.4	91.4	91.2	0.1%	1.2%	2.5%
Egypt	53.6	56.8	60.3	59.0	59.1	58.6	54.0	47.0	42.6	40.3	49.0	22.1%	-2.6%	1.3%
Libya	14.5	15.1	15.1	16.0	7.5	11.6	12.2	11.8	12.4	11.2	11.5	2.9%	-1.1%	0.3%
Nigeria	35.0	34.4	24.7	35.5	38.6	41.1	34.4	42.8	47.6	42.6	47.2	11.0%	4.3%	1.3%
Other Africa	12.6	16.7	16.1	18.2	17.9	18.1	18.5	18.8	19.7	21.5	26.0	21.7%	7.0%	0.7%
Total Africa	197.4	205.5	192.8	206.1	202.6	207.8	198.3	200.6	203.6	207.0	225.0	9.0%	1.1%	6.1%
Australia	42.8	41.7	46.7	54.0	55.7	59.5	61.8	66.6	76.0	96.4	113.5	18.0%	9.0%	3.1%
Bangladesh	15.3	16.4	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	0.8%	6.3%	0.7%
Brunei	11.9	11.8	11.1	12.0	12.5	12.3	11.9	11.6	12.2	11.7	12.0	2.5%	-0.4%	0.3%
China	69.8	80.9	85.9	96.5	106.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	8.5%	8.9%	4.1%
India	29.0	29.4	35.7	48.0	44.0	38.2	31.9	30.2	29.2	27.3	28.5	4.5%	-0.3%	0.8%
Indonesia	72.6	74.8	78.0	87.0	82.7	78.3	77.6	76.4	76.2	70.7	68.0	-3.6%	-0.6%	1.8%
Malaysia	67.6	69.2	66.9	67.6	67.0	69.3	72.9	72.0	73.9	75.6	78.4	4.1%	1.0%	2.1%
Myanmar	13.3	12.2	11.4	12.2	12.6	12.5	12.9	16.5	19.2	18.3	18.0	-1.4%	4.0%	0.5%
Pakistan	33.8	34.6	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	35.0	34.7	34.7	0.2%	0.4%	0.9%
Thailand	26.9	29.8	32.0	37.5	38.3	42.9	43.3	43.6	41.2	40.4	38.7	-4.0%	4.8%	1.1%
Vietnam	6.8	7.2	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	-7.4%	4.2%	0.3%
Other Asia Pacific	17.2	18.3	18.6	18.1	18.3	18.0	18.6	23.5	29.3	30.5	30.6	0.6%	7.7%	0.8%
Total Asia Pacific	407.1	426.4	447.5	496.5	500.1	509.4	519.6	539.4	564.0	580.3	607.5	5.0%	4.0%	16.5%
Total World	2941.3	3045.4	2952.8	3169.3	3269.0	3337.1	3376.2	3446.9	3519.4	3549.8	3680.4	4.0%	2.2%	100.0%
of which: OECD	1072.7	1100.4	1095.1	1120.2	1139.6	1175.5	1184.2	1232.3	1271.1	1286.6	1313.6	2.4%	1.9%	35.7%
Non-OECD	1868.7	1945.0	1857.7	2049.1	2129.4	2161.6	2192.0	2214.6	2248.3	2263.2	2366.8	4.9%	2.3%	64.3%
European Union	196.8	198.4	179.0	182.0	161.2	151.5	150.4	137.6	124.5	121.8	117.8	-3.1%	-5.3%	3.2%

*Excludes gas flared or recycled. Includes natural gas produced for gas-to-liquids transformation.

Source: Includes data from Cedigaz.

• Less than 0.05%.

n/a: not available.

Notes: As far as possible, the data above represents standard cubic metres (measured at 15°C and 1013 mbar); as they are derived directly from tonnes of oil equivalent using an average conversion factor and have been standardized using a gross calorific value (GCV) of 40 MJ/m³.

Annual changes and shares of total are calculated using billion cubic metres figures.

Growth rates are adjusted for leap years.

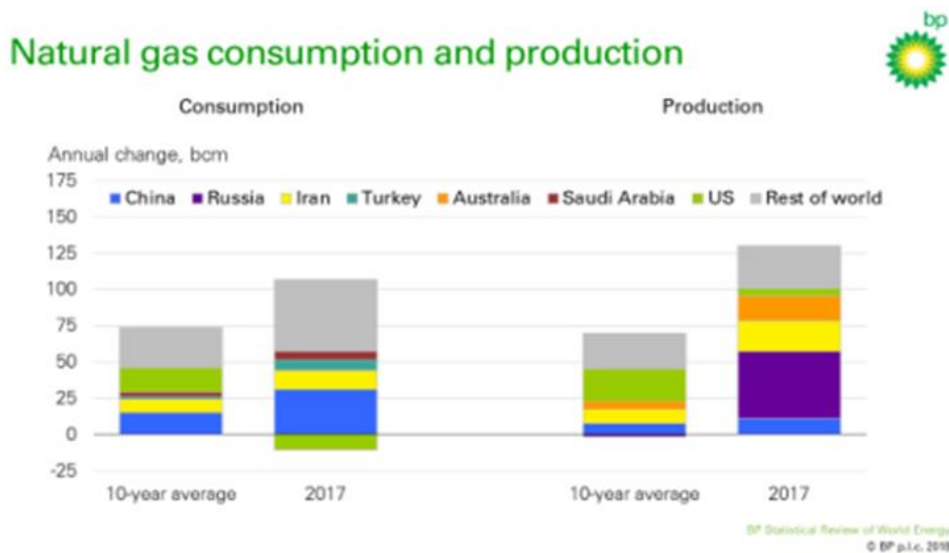
Natural gas production data expressed in billion cubic feet per day is available at bp.com/statisticalreview.

Διάγραμμα: Παραγωγή φυσικού αερίου (σε δις κυβικά μέτρα)

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2018

Η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου συνολικά παρουσίασε αύξηση 131 δις κυβικών μέτρων, αντιπροσωπεύοντας αύξηση σχεδόν 4%, η οποία είναι διπλάσια του

μέσου ρυθμού αύξησης των τελευταίων 10 ετών. Η μεγαλύτερη ανάπτυξη της παραγωγής παρατηρείται από την πλευρά της Ρωσίας, με 46 δις κυβικά μέτρα, ακολουθούμενη από το Ιράν με 21 δις κυβικά μέτρα.



Πηγή: BP Review of World Energy 2013

Παράλληλα με την αύξηση της παραγωγής το 2017 σημειώθηκε και άνοδος της τάξης του 3,0% στην κατανάλωση φυσικού αερίου (η μεγαλύτερη που σημειώθηκε από το 2010). Οι ραγδαία αναπτυσσόμενοι αυτοί ρυθμοί αύξησης, είναι άμεσο επακόλουθο της χρηματοπιστωτικής κρίσης.

Συγκεκριμένα η μεγάλη αύξηση της κατανάλωσης προήλθε από τη Μέση Ανατολή σε ποσοστό 5,7 % του συνόλου παγκοσμίως, υποκινούμενη από αντίστοιχη αύξηση στο Ιράν κατά 6,8%, δηλ 13 δις κυβικά μέτρα.

Στην Ασία ιδιαίτερα ισχυρή ανάπτυξη της κατανάλωσης παρουσιάζει η Κίνα (15,1%, 3 δις κυβικά μέτρα), ενώ στην Ευρώπη η συνολική κατανάλωση αυξήθηκε κατά 5,5% το έτος 2017, με την Ελλάδα και την Πορτογαλία να παρουσιάζουν καταναλώσεις αυξημένες κατά 20,9 % και 21,4 % αντίστοιχα.

Ο σημαντικός παράγοντας που κίνησε τα νήματα στην παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου πέρυσι ήταν η αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου από την Κίνα, με αύξηση που αντιπροσωπεύει περίπου το ένα τρίτο της παγκόσμιας αύξησης της κατανάλωσης.

Μεγάλο μέρος αυτής της ταχείας επέκτασης μπορεί να εντοπιστεί στο Σχέδιο Δράσης που ανακοίνωσε η χώρα το 2013, και το οποίο θέτει στόχους για βελτιώσεις στον αέρα ποιότητας κατά τα επόμενα πέντε έτη.

Στις ΗΠΑ, αντιθέτως, παρατηρείται πτώση της κατανάλωσης κατά 1,2% ή 11 δις κυβικά μέτρα.

Τέλος, στη Ρωσία η αύξηση της κατανάλωσης υπερκεράστηκε από την αύξηση της παραγωγής (8,2%, 46 bcm), ενώ το ίδιο συνέβη και με το Ιράν (10,5%, 21 δις. Εκατοστά), την Αυστραλία (18%, 17 bcm) και την Κίνα (8,5%, 11 bcm).

Natural gas: Consumption in billion cubic metres*

Billion cubic metres	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Growth rate per annum		Share 2017
												2017	2006-16	
US	624.1	628.9	617.6	648.2	658.2	688.1	707.0	722.3	743.6	750.3	739.5	-1.2%	2.5%	20.1%
Canada	90.9	89.3	86.6	88.7	95.6	92.8	98.0	103.2	102.9	109.5	115.7	6.0%	2.5%	3.2%
Mexico	57.0	60.0	65.2	66.0	70.8	73.7	78.5	80.1	78.0	91.8	87.6	-4.4%	4.7%	2.4%
Total North America	772.1	778.2	769.4	803.0	824.6	854.6	883.6	905.6	924.5	951.6	942.8	-0.7%	2.7%	25.7%
Argentina	42.7	43.2	41.0	42.2	44.0	45.7	45.8	46.2	46.7	48.3	48.5	0.5%	1.7%	1.3%
Brazil	22.2	26.1	21.0	28.0	28.0	33.1	39.0	41.3	43.7	37.7	38.3	1.9%	5.8%	1.0%
Chile	5.0	2.8	2.8	5.7	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	6.0	1.6%	-3.5%	0.2%
Colombia	7.2	7.3	8.4	8.7	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	10.6	10.0	-5.8%	4.6%	0.3%
Ecuador	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	-9.9%	5.2%	•
Peru	2.6	3.3	3.3	4.9	5.4	6.0	5.9	6.7	7.1	7.6	6.7	-11.1%	16.1%	0.2%
Trinidad & Tobago	21.3	20.7	21.6	22.5	22.7	21.6	21.8	21.4	20.9	18.6	18.5	-0.4%	-1.0%	0.5%
Venezuela	37.3	35.1	33.2	32.2	32.6	34.0	32.9	32.9	36.5	38.3	37.6	-1.5%	0.9%	1.0%
Other S. & Cent. America	4.4	4.7	4.9	5.2	5.8	6.3	6.9	7.2	7.1	7.3	7.1	-1.9%	6.5%	0.2%
Total S. & Cent. America	143.1	143.5	136.6	150.1	153.1	162.2	168.7	172.2	178.6	175.1	173.4	-0.7%	2.3%	4.7%
Austria	8.3	8.9	8.7	9.4	8.9	8.5	8.1	7.5	7.9	8.3	9.0	9.0%	-0.6%	0.2%
Belgium	17.4	17.3	17.6	19.8	16.5	16.7	16.5	14.4	15.8	16.1	16.4	1.7%	-0.8%	0.4%
Czech Republic	8.4	8.3	7.9	9.4	7.9	8.0	8.1	7.2	7.5	8.2	8.4	2.9%	-0.8%	0.2%
Finland	4.1	4.2	3.7	4.1	3.6	3.2	3.0	2.7	2.3	2.0	1.8	-7.9%	-7.7%	1.2%
France	44.7	46.4	44.7	49.6	43.0	44.5	45.2	37.9	40.8	44.6	44.7	0.7%	-0.3%	0.1%
Germany	88.6	89.5	84.4	88.1	80.9	81.1	85.0	73.9	77.0	84.9	90.2	6.5%	-0.8%	2.5%
Greece	3.9	4.1	3.4	3.7	4.6	4.2	3.7	2.8	3.1	4.0	4.8	20.9%	2.7%	0.1%
Hungary	12.4	12.3	10.6	11.4	10.9	9.7	9.1	8.1	8.7	9.3	9.9	6.7%	-3.5%	0.3%
Italy	81.5	81.4	74.9	79.7	74.8	71.9	67.2	59.4	64.8	68.0	72.1	6.3%	-1.7%	2.0%
Netherlands	38.6	40.3	40.7	45.6	39.8	37.7	38.2	33.3	32.9	34.5	36.1	4.7%	-1.4%	1.0%
Norway	4.2	4.3	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0	4.3	4.5	4.4	4.5	3.8%	•	0.1%
Poland	14.4	15.6	15.1	16.2	16.5	17.4	17.4	17.0	17.1	18.3	19.1	5.1%	2.4%	0.5%
Portugal	4.4	4.8	4.8	5.2	5.3	4.6	4.3	4.1	4.8	5.1	6.2	21.4%	2.1%	0.2%
Romania	14.8	14.1	12.3	12.5	12.9	12.5	11.4	11.0	10.4	10.4	11.9	14.6%	-4.5%	0.3%
Spain	37.0	40.6	36.3	36.2	33.6	33.2	30.3	27.5	28.5	29.1	32.0	10.2%	-2.2%	0.9%
Sweden	1.0	0.9	1.1	1.5	1.3	1.1	1.1	0.9	0.9	1.0	0.8	-19.1%	0.2%	•
Switzerland	2.8	2.9	2.8	3.2	2.8	3.1	3.2	2.8	3.0	3.1	3.1	0.7%	1.0%	0.1%
Turkey	33.9	35.3	33.7	35.8	41.8	43.3	44.0	46.6	46.0	44.4	51.7	16.6%	4.3%	1.4%
United Kingdom	95.3	97.9	91.2	98.5	81.9	76.9	76.3	70.1	71.8	81.0	78.8	-2.4%	-1.5%	2.1%
Other Europe	34.8	34.0	29.8	33.5	32.3	30.7	30.0	27.2	28.1	28.9	30.2	4.7%	-1.8%	0.8%
Total Europe	550.7	563.1	527.9	567.7	523.3	512.3	506.2	458.9	475.8	505.6	531.7	5.5%	-0.9%	14.5%
Azerbaijan	8.8	10.0	8.6	8.1	8.9	9.4	9.4	9.9	11.1	10.9	10.6	-2.9%	0.9%	0.3%
Belarus	19.7	20.2	16.9	20.7	19.3	19.5	19.5	18.6	17.4	17.7	18.0	2.2%	-1.0%	0.5%
Kazakhstan	10.6	10.6	10.1	11.0	12.2	13.0	13.6	15.0	15.3	15.8	16.3	3.4%	6.0%	0.4%
Russian Federation	428.8	422.7	399.5	422.6	435.6	429.6	423.0	423.6	409.6	420.2	424.8	1.4%	•	11.6%
Turkmenistan	22.2	22.4	20.6	23.7	24.6	27.5	23.9	26.7	30.8	30.9	28.4	-7.7%	4.9%	0.8%
Ukraine	66.1	62.7	48.9	54.6	56.1	51.8	45.2	38.5	30.1	30.3	29.8	-1.5%	-8.0%	0.8%
Uzbekistan	48.0	50.9	41.7	42.7	44.1	43.7	43.3	45.3	48.6	41.6	41.6	0.3%	-0.5%	1.1%
Other CIS	5.7	5.8	5.6	5.3	5.4	6.0	5.1	5.2	5.4	5.5	5.2	-5.8%	0.4%	0.1%
Total CIS	609.9	605.4	551.8	588.7	606.2	600.5	583.1	582.7	568.4	572.9	574.6	0.6%	-0.4%	15.7%
Iran	123.6	131.2	140.6	150.6	159.8	159.1	160.4	180.9	191.9	201.4	214.4	6.8%	6.2%	5.8%
Iraq	4.5	6.5	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	12.0	21.2%	21.8%	0.3%
Israel	2.6	3.6	4.0	5.1	4.7	2.4	6.6	7.2	8.1	9.2	9.9	7.4%	15.5%	0.3%
Kuwait	10.7	12.1	11.8	14.0	15.9	17.5	17.8	17.6	20.3	21.1	22.2	5.4%	6.0%	0.6%
Oman	12.2	13.4	13.7	16.3	18.1	19.7	21.7	21.3	23.0	22.9	23.3	2.2%	6.6%	0.6%
Qatar	24.0	19.3	19.6	24.7	27.3	33.7	35.0	38.8	44.1	43.1	47.4	10.3%	8.3%	1.3%
Saudi Arabia	70.7	76.4	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	111.4	6.1%	4.2%	3.0%
United Arab Emirates	47.9	58.0	57.6	59.3	61.6	63.9	64.4	63.4	71.0	72.5	72.2	-0.2%	5.5%	2.0%
Other Middle East	19.5	20.7	22.7	25.2	22.2	20.5	21.0	20.9	22.4	23.6	23.7	0.9%	2.2%	0.6%
Total Middle East	315.8	341.0	351.3	385.6	403.6	417.6	429.0	455.0	487.2	508.9	536.5	5.7%	5.9%	14.6%
Algeria	23.4	24.4	26.2	25.3	26.8	29.9	32.1	36.1	37.9	38.6	38.9	1.0%	5.4%	1.1%
Egypt	36.9	39.3	40.9	43.4	47.8	50.6	49.5	46.2	46.0	49.4	56.0	13.7%	3.5%	1.5%
Morocco	0.6	0.6	0.6	0.7	0.9	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-0.6%	8.1%	•
South Africa	3.8	3.9	3.3	4.1	4.3	4.4	4.1	4.3	4.4	4.6	4.5	-2.3%	2.1%	0.1%
Other Africa	29.9	30.4	26.1	29.0	28.6	30.2	29.8	34.4	40.1	39.5	41.3	4.9%	4.6%	1.1%
Total Africa	94.6	98.6	97.2	102.5	108.3	116.2	116.6	122.1	129.6	133.2	141.8	6.8%	4.3%	3.9%
Australia	29.0	28.5	29.1	33.8	35.3	35.4	37.2	40.1	42.1	41.7	41.9	0.6%	4.9%	1.1%
Bangladesh	15.3	16.4	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	0.8%	6.3%	0.7%
China	71.1	81.9	90.2	108.9	135.2	150.9	171.9	188.4	194.7	209.4	240.4	15.1%	13.7%	6.6%
China Hong Kong SAR	2.6	3.0	2.9	3.6	2.9	2.7	2.5	2.4	3.1	3.2	3.2	-0.1%	1.3%	0.1%
India	38.8	40.0	48.3	59.5	61.3	56.7	49.8	49.6	46.4	50.8	54.2	6.9%	3.5%	1.5%
Indonesia	34.6	39.7	42.1	44.0	42.7	42.9	41.4	41.5	41.0	38.3	39.2	2.6%	0.3%	1.1%
Japan	94.4	98.1	91.5	98.9	110.4	122.4	122.3	120.5	118.7	116.4	117.1	0.8%	2.9%	3.2%
Malaysia	40.4	43.5	40.0	39.8	38.3	42.0	44.6	44.7	43.9	41.9	42.8	2.4%	0.5%	1.2%
New Zealand	4.2	4.0	4.2	4.5	4.0	4.4	4.7	5.1	4.7	4.9	4.9	-0.5%	2.4%	0.1%
Pakistan	33.8	34.6	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	36.5	38.3	40.7	6.7%	1.4%	1.1%
Philippines	3.5	3.7	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.5	3.3	3.8	3.8	-0.7%	2.6%	0.1%
Singapore	8.1	8.7	9.2	8.3	8.3	8.9	10.0	10.4	11.6	11.9	12.3	3.5%	3.9%	0.3%
South Korea	36.3	37.3	35.5	45.0	48.4	52.5	55.0	50.0	45.6	47.6	49.4	3.9%	3.6%	1.3%
Sri Lanka	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taiwan	11.2	12.2	11.9	14.8	16.2	17.1	17.1	18.0	19.2	20.0	22.2	11.2%	6.6%	0.6%
Thailand	35.2	36.9	38.1	43.2	44.3	48.6	48.9	49.9	51.0	50.6	50.1	-0.7%	4.4%	1.4%
Vietnam	6.8	7.2	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	-7.4%	4.2%	0.3%
Other Asia Pacific	6.4	6.3	5.5	6.8	7.5	8.5	8.6	10.1	12.0	11.4	11.6	2.1%	7.2%	0.3%
Total Asia Pacific	472.0	502												

1.4 ΧΡΗΣΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΞΙΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Το φυσικό αέριο αποτελεί μία από τις σημαντικότερες πηγές ενέργειας που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα. Ανάλογα με τη σύνθεσή του, κατά την καύση ενός κυβικού ποδιού ΦΑ παράγονται 700 έως 1600 Btu θερμότητας.

Το 22% της ενέργειας που χρησιμοποιείται παγκοσμίως προκύπτει από το φυσικό αέριο. Αποτελεί ένα ευέλικτο καύσιμο ενώ η αυξανόμενη χρήση του συνδέεται εν μέρει με τα περιβαλλοντικά του οφέλη που παρουσιάζει σε σχέση με άλλα ορυκτά καύσιμα, ιδίως όσον αφορά την ποιότητα του αέρα καθώς και τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου.

Η χρήση του λοιπόν εντοπίζεται τόσο στη βιομηχανία ως πρώτη ύλη για την παραγωγή ηλεκτρικής, στην παραγωγή της οποίας συμμετέχει σχεδόν κατά ένα τέταρτο της συνολικής παραγωγής, όσο και ως καύσιμο στους κινητήρες οχημάτων. Σε ότι αφορά στις οδικές μεταφορές, το φυσικό αέριο παρουσιάζει 22,5% μειωμένες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τη βενζίνη για επιβατικά οχήματα και 7% σε σύγκριση με το ντίζελ.

1.5 ΤΡΟΠΟΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Συνήθως οι χώροι παραγωγής του φυσικού αερίου βρίσκονται μακριά από αστικά και βιομηχανικά κέντρα και έτσι προκύπτει η ανάγκη μεταφοράς του σε μεγάλη απόσταση. Η μεταφορά του στα κέντρα κατανάλωσης γίνεται με διάφορους τρόπους οι οποίοι έγκεινται σε δεδομένα τεχνικής, γεωγραφικής και οικονομικής φύσης. Τα συστήματα μεταφοράς μπορεί να είναι επίγεια και/ή υποθαλάσσια μέσω αγωγών ή να περιλαμβάνουν και θαλάσσια μεταφορά.

Στην πρώτη περίπτωση το φυσικό αέριο μεταφέρεται στη φυσική του κατάσταση, δηλαδή ως αέριο υπό πίεση. Οι υποθαλάσσιοι αγωγοί χρησιμοποιούνται είτε για τη σύνδεση των θαλάσσιων πηγών με καταναλωτές στη ξηρά, είτε για τη σύνδεση πηγών στη ξηρά με καταναλωτές στην απέναντι όχθη.

Σε ότι αφορά στην επίγεια μεταφορά το μεγαλύτερο ποσοστό των διακινούμενων ποσοτήτων αερίου διεθνώς μεταφέρεται μέσω χαλύβδινων πιεστικών δικτύων. Η αύξηση της ικανότητας μεταφοράς επιτυγχάνεται με την αύξηση της πίεσης στους αγωγούς (Σωτηρόπουλος, 2017).

Όπου η μεταφορά φυσικού αερίου δεν είναι δυνατή ή οικονομικά συμφέρουσα μέσω αγωγών, μπορεί να μεταφερθεί με ειδικά σχεδιασμένα κρυογονικά πλοία (LNG carriers) ή οχήματα μεταφοράς με κρυογονικές δεξαμενές (Guo & Ghalambor, 2012).

1.5.1 Ανταγωνιστικότητα του ΥΦΑ

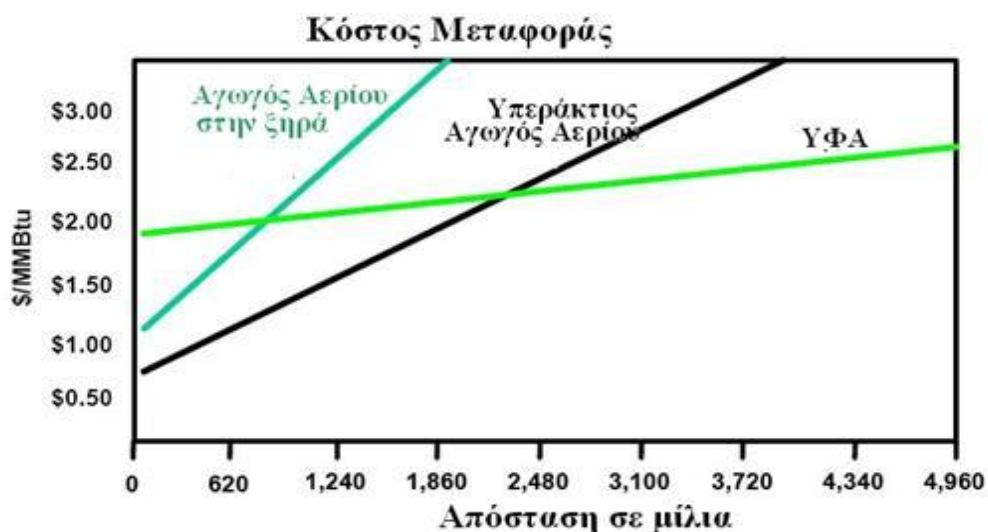
Υπάρχουν σημαντικά αποθέματα φυσικού αερίου σε όλο τον κόσμο σε περιοχές για τις οποίες δεν υπάρχει σημαντική αγορά, ή σε περιοχές όπου η προσφορά φυσικού αερίου υπερβαίνει αρκετά την τοπική ή περιφερειακή ζήτηση, ή σε περιοχές όπου ο αγωγός δεν αποτελεί μια εναλλακτική λύση.

Διεσπαρμένα αποθέματα τέτοιων υδρογονανθράκων μπορούμε να συναντήσουμε στη Βόρεια Αφρική, τη Δυτική Αφρική, Νότια Αμερική, την Καραϊβική, τη Μέση Ανατολή, την Ινδονησία, τη Μαλαισία, την Αυστραλία και τη βορειοδυτική Αλάσκα.

Για το λόγο αυτό, από τις ποσότητες φυσικού αερίου που παράγονται κάποιες υγροποιούνται προκειμένου να μεταφερθούν σε περιοχές όπου η ζήτηση φυσικού αερίου υπερβαίνει την τοπική προσφορά, όπως είναι η Ιαπωνία, η Ταϊβάν, η Δυτική Ευρώπη και οι ΗΠΑ, δια της θαλάσσιας οδού. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται μεταφορά φυσικού αερίου σε περιοχές όπου υπάρχει μεγαλύτερη ανάγκη, γεγονός που προσθέτει μεγαλύτερη ευελιξία στο εμπόριο του υγροποιημένου φυσικού αερίου, αλλά και στη βάση εμπορικών όρων πιο ανταγωνιστικών.

Στο σχήμα που ακολουθεί γίνεται φανερό ότι οι υποθαλάσσιοι αγωγοί έχουν μεγαλύτερο κόστος μεταφοράς, ενώ αντιθέτως, ακόμη και για αποστάσεις αρκετών εκατοντάδων χιλιομέτρων, το κόστος της μεταφοράς LNG φαίνεται να είναι χαμηλότερο από αυτό των υποθαλάσσιων αγωγών μεταφοράς. Συμπεραίνουμε λοιπόν γενικά ότι η χρήση του ΥΦΑ έχει οικονομικά πλεονεκτήματα σε σχέση με τη χρήση αγωγών όσο η απόσταση στην οποία το φυσικό αέριο πρέπει να μεταφερθεί αυξάνεται.

Τεχνολογία Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και Κόστος σε σχέση με την Απόσταση



Source: Institute of Gas Technology.

Πίνακας: Συγκριτικός πίνακας κόστους-απόστασης μεθόδων μεταφοράς φυσικού αερίου.

Πηγή: Kireas 2007, Γενικές πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο

Για μικρότερες αποστάσεις ωστόσο, η μεταφορά με χερσαίους αγωγούς στις περισσότερες περιπτώσεις φαίνεται ότι είναι πιο οικονομική σε σχέση με τη μεταφορά LNG.

Σε γενικές γραμμές, η υγροποίηση φυσικού αερίου και η θαλάσσια μεταφορά του γίνεται φθηνότερη από τη μεταφορά φυσικού αερίου σε υπεράκτιους αγωγούς για αποστάσεις άνω των 700 μιλίων ή για επίγειους αγωγούς στην ξηρά για αποστάσεις μεγαλύτερες από 2.200 μίλια (Kireas 2007, Πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο).

Κατά το 2017, το εμπόριο του φυσικού αερίου αυξήθηκε συνολικά κατά 6,2%, με την αύξηση του εμπορίου ΥΦΑ να υπερβαίνει την αντίστοιχη αύξηση του εμπορίου που συντελείται μέσω αγωγών. Για τρίτη συνεχή χρονιά, το 2017 το παγκόσμιο εμπόριο ΥΦΑ έφτασε τα 293,1 εκατομμύρια τόνους, αύξηση κατά 12%) σε σχέση με το 2016, η δεύτερη μεγαλύτερη που σημειώθηκε ποτέ από την αύξηση που παρουσίασε το 2010. Το παγκόσμιο εμπόριο μέσω αγωγών φυσικού αερίου ήταν με τη σειρά του περίπου

αυξημένο κατά 3,7%, με τη Ρωσία να είναι ο σημαντικότερος εξαγωγέας (με βάση τον όγκο), αντιπροσωπεύοντας περίπου το 28% του παγκόσμιου εμπορίου μέσω αγωγών.

Πιο συγκεκριμένα, στον παρακάτω πίνακα καταγράφονται οι ποσότητες φυσικού αερίου που διακινήθηκαν μέσω αγωγών, σε αέρια μορφή, και σε υγροποιημένη μορφή, σε διάφορες περιοχές του παγκόσμιου χάρτη του εμπορίου του φυσικού αερίου, κατά τα έτη 2016 και 2017. Βάσει των δεδομένων προκύπτει ότι από το σύνολο της διακινούμενης ποσότητας φυσικού αερίου, το 2016 διακινήθηκε σε υγροποιημένη μορφή περίπου το 33,3%, μερίδιο το οποίο φαίνεται ότι αυξήθηκε το 2017 σε 34,6 % υπερβαίνοντας την ανάπτυξη του εμπορίου αγωγών.

Gas trade in 2016 and 2017

Billion cubic metres	2016				2017			
	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports
US	79.5	2.4	58.6	4.3	80.7	2.2	66.1	17.4
Canada	21.1	0.3	79.5	†	24.0	0.4	80.7	†
Mexico	37.5	5.9	†	-	42.1	6.6	†	-
Trinidad and Tobago	-	-	-	14.3	-	-	-	13.4
Other S. & Cent. America	16.2	15.6	16.2	6.4	15.4	13.8	15.4	5.8
France	32.2	9.1	-	1.5	33.5	10.8	-	1.0
Germany	95.6	-	9.1	-	94.8	-	7.1	-
Italy	60.5	5.9	-	-	53.8	8.4	-	-
Netherlands	36.8	1.3	46.8	0.9	40.9	1.6	43.3	0.8
Norway	†	-	109.4	6.0	†	-	109.2	5.8
Spain	15.5	13.8	0.6	0.2	14.4	16.6	0.1	0.1
Turkey	36.9	7.8	0.6	-	42.8	10.9	0.6	-
United Kingdom	35.2	11.0	9.7	0.6	39.4	7.2	10.8	0.3
Other Europe	94.8	7.9	13.9	1.3	103.7	10.2	21.6	0.2
Russian Federation	18.1	-	200.1	14.6	18.9	-	215.4	15.5
Ukraine	10.5	-	-	-	13.3	-	-	-
Other CIS	29.3	-	68.5	-	30.1	-	67.5	-
Qatar	-	-	18.5	107.2	-	-	18.4	103.4
Other Middle East	25.8	13.7	8.0	18.8	22.2	13.0	12.5	19.1
Algeria	-	-	38.1	15.8	-	-	36.4	16.6
Other Africa	8.3	10.7	8.6	30.0	7.6	8.2	8.7	38.9
Australia	6.4	0.1	-	59.2	5.8	-	-	75.9
China	36.0	35.9	-	-	39.4	52.6	-	-
India	-	23.6	-	0.1	-	25.7	-	-
Japan	-	113.6	-	-	-	113.9	-	-
Indonesia	-	-	8.2	22.2	-	-	8.0	21.7
South Korea	-	45.7	-	0.1	-	51.3	-	0.1
Other Asia Pacific	18.1	32.5	20.0	53.4	17.7	40.0	18.8	57.2
Total World	714.4	356.7	714.4	356.7	740.7	393.4	740.7	393.4

Source: Includes data from FGE MENA gas service, IHS.

†Less than 0.05.

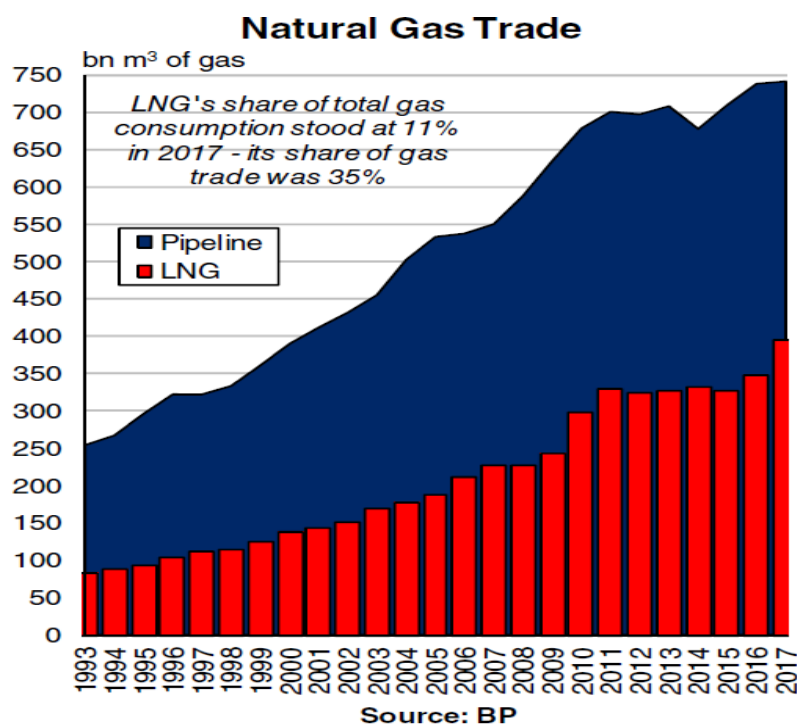
Note: As far as possible, the data above represents standard cubic metres (measured at 15°C and 1013 mbar) and has been standardized using a gross calorific value (GCV) of 40 MJ/m³.

Πίνακας: Το εμπόριο του φυσικού αερίου σε αέρια και σε υγροποιημένη μορφή κατά το 2016 και 2017

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2018

1.6 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΥΦΑ ΜΕ ΠΛΟΙΑ

Το γεγονός ότι το φυσικό αέριο σε υγροποιημένη μορφή καταλαμβάνει μόνο 1/600ό του κανονικού όγκου του αερίου, κατάσταση στην οποία μπορεί να αποθηκευτεί με οικονομικά αποδοτικά τρόπο και να μεταφερθεί με μονωμένες κρυογονικές δεξαμενές πλοίων, ενώ όταν φτάσει στον προορισμό του μπορεί να μετατραπεί εκ νέου σε αέριο μέσω της διαδικασίας επαναεριοποίησης στις αντίστοιχες εγκαταστάσεις (συμπεριλαμβανομένων των FSRU) και να διοχετευτεί σε τοπικά δίκτυα αγωγών φυσικού αερίου, καταδεικνύει ότι αποτελεί έναν τρόπο οικονομικά αποδοτικό για να παρακαμφθούν εμπόδια που σχετίζονται με ζητήματα υποδομής, όπως είναι οι αγωγοί που χρησιμοποιούνται για την εξαγωγή και μεταφορά φυσικού αερίου. Επιπλέον, συνδέοντας περιοχές παραγωγής φυσικού αερίου όπως για παράδειγμα, αυτή της βοριοδυτικής Αυστραλίας, της Αρκτικής, μέσω ρωσικών μονάδων εξαγωγής, αλλά και το Δέλτα του Νίγηρα, με καταναλώτριες περιοχές φυσικού αερίου όπως, είναι η Ασία και συγκεκριμένα η Κίνα και η Ιαπωνία, αλλά και περιοχές της ΕΕ, η μεταφορά του φυσικού αερίου με πλοία έχει συμβάλει ουσιαστικά στην επέκταση του παγκόσμιου χάρτη που συνδέει τις περιοχές στις οποίες συντελείται το εμπόριο του φυσικού αερίου.



Πίνακας: Σύγκριση μεριδίου LNG – αγωγών στο παγκόσμιο εμπόριο διαχρονικά
Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Καθοριστικός παράγοντας, ωστόσο για την επιλογή μεταξύ αγωγού και πλοίου για τη μεταφορά ΥΦΑ αποτελεί το γεγονός ότι το εμπόριο του LNG συνήθως ακολουθεί μία διαδρομή (end-to-end route), από το λιμάνι φόρτωσης προς το λιμάνι εκφόρτωσης. Οι αγωγοί αντιθέτως μπορεί να χρειαστεί να διασχίσουν πολλές χώρες μέχρι να φτάσει το προϊόν στον προορισμό του. Στην περίπτωση της ναυτιλίας η απουσία διαπραγματεύσεων και συνθηκών σχετικά με τη διέλευση του φυσικού αερίου, καθιστούν τη διαδικασία του έργου απλούστερη και μειώνουν τον χρόνο που απαιτείται για την ανάπτυξή του, παρέχοντας ένα πλεονέκτημα κόστους με αυτό τον τρόπο.

Άλλη μία ανησυχία που σχετίζεται με το LNG είναι το θέμα της ασφάλειας, το οποίο στην περίπτωση της μεταφοράς του με πλοία περιορίζεται, σε αντίθεση με την περίπτωση μεταφοράς μέσω αγωγών, όπου λόγω της εκτεταμένης διέλευσης του φυσικού αερίου από πολλές χώρες, ανακύπτουν θέματα ασφάλειας του εφοδιασμού. Ένα ναυτικό ατύχημα με LNG πιθανότατα θα ήταν καταστροφικό, ωστόσο θα είχε περιορισμένο περιβαλλοντικό αντίκτυπο. Το LNG εξάλλου έχει μέχρι στιγμής να παρουσιάσει ένα καλό ιστορικό σε ότι αφορά στην ασφάλεια της μεταφοράς του.

Το ζήτημα της ασφάλειας έχει και άλλη μία πτυχή η οποία είναι η διαφοροποίηση στον τρόπο εφοδιασμού. Το LNG παρέχει ευελιξία στον εφοδιασμό μεταξύ των αγορών, ενώ αποτελεί μία εναλλακτική λύση για εφοδιασμό. Δίνει την δυνατότητα ανακατεύθυνσης του φορτίου σε κάποια άλλη αγορά, στην περίπτωση που μία συγκεκριμένη αγορά δεν μπορεί να παραλάβει ένα φορτίο. Ακόμα, στην περίπτωση που μία συγκεκριμένη πηγή εφοδιασμού αντιμετωπίζει κάποιο πρόβλημα, το φορτίο μπορεί να μεταφερθεί στην αγορά από κάποιον άλλο προμηθευτή. Αυτή η ευελιξία ενθαρρύνει τους πωλητές αερίου στην αγορά να προβαίνουν σε «αρμπιτράζ», εκμεταλλευόμενοι τη διαφορά τιμής μεταξύ των αγορών με σκοπό τη μεγιστοποίηση του κέρδους τους (Wang and Notteboom, 2011).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2ο

ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ (LNG)

2.1 ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ LNG

Παρά την αύξηση της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου, το φυσικό αέριο αποτελεί μία πρόκληση για τη βιομηχανία ενέργειας, που δεν είναι άλλη από το γεγονός ότι η χαμηλότερη πυκνότητα που παρουσιάζει σε σχέση με τα παραδοσιακά καύσιμα, καθιστώντας την μεταφορά του δύσκολη. Η βιομηχανία βρήκε τη λύση στο πρόβλημα αυτό με την ψύξη του φυσικού αερίου σε θερμοκρασία -161°C , προκειμένου να αυξηθεί η πυκνότητά του.

Έτσι καθιερώθηκε το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ) ή διεθνώς LNG (Liquefied Natural Gas). Αποτελεί λοιπόν την υγρή μορφή μιας ουσίας που σε συνθήκες ατμοσφαιρικής θερμοκρασίας και πίεσης συμπεριφέρεται σαν αέριο. Είναι άχρωμο, άοσμο, μη διαβρωτικό και μη τοξικό (Γκόνης, 2008).

Στην υγροποιημένη του μορφή το φυσικό αέριο έχει τη δυνατότητα να συμπυκνώνεται στο ένα 600ο του όγκου του, ιδιότητα που επιτρέπει την ευκολότερη αποθήκευση και μεταφορά του. Η διαδικασία υγροποίησης, που περιλαμβάνει την ψύξη του έως -162 βαθμούς C, λαμβάνει χώρα σε μεγάλες εγκαταστάσεις στην ξηρά. Πρόκειται για εξειδικευμένες παραγωγικές μονάδες (LNG liquefaction terminals) τοποθετημένες συνήθως σε σχετικά μικρή απόσταση από τα πεδία παραγωγής. Σε επόμενο στάδιο το υγροποιημένο φυσικό αέριο μεταφέρεται σε τερματικούς σταθμούς παραλαβής LNG μέσω εξειδικευμένων πλοίων μεταφοράς LNG.

Καθώς το φυσικό αέριο είναι ένα εμπορικό προϊόν, είναι σημαντικό να αποφευχθεί η στερεοποίηση ουσιών, προκειμένου να τηρούνται οι προδιαγραφές που διέπουν τα περιβαλλοντικά αποδεκτά καύσιμα. Για το λόγο αυτό, σε αρχικό στάδιο, η διαδικασία υγροποίησής του περιλαμβάνει μία προ-επεξεργασία κατά την οποία αφαιρούνται προσμείξεις όπως νερό, άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα και άλλες ενώσεις του θείου.

Απομακρύνοντας αυτές τις προσμίξεις, το ΥΦΑ περιέχει κυρίως μεθάνιο, με αποτέλεσμα να μην μπορούν να δημιουργηθούν στερεές ουσίες με την ψύξη του φυσικού αερίου. Επίσης αφαιρούνται ουσίες, όπως ο υδράργυρος, οι οποίες επιδρούν διαβρωτικά στο LNG.

Σύνθεση Τυπικού Φυσικού Αερίου και ΥΦΑ



Διάγραμμα: Σύνθεση τυπικού φυσικού αερίου και ΥΦΑ

Πηγή: Kireas 2007, Γενικές πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο

Επειδή το ΥΦΑ είναι ένα εξαιρετικά ψυχρό υγρό που σχηματίζεται με ψυκτικά μέσα, δεν αποθηκεύεται υπό πίεση. Είναι λανθασμένη η πεποίθηση ότι το ΥΦΑ είναι ένα συμπιεσμένο αέριο (Kireas 2007, Πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο). Βρίσκεται στο ελαφρύ άκρο του φάσματος των υγροποιημένων αερίων, που περιλαμβάνει επίσης τα υγρά φυσικού αερίου (κυρίως αιθάνιο με λίγο προπάνιο) και τα υγροποιημένα αέρια πετρελαίου (LPG, το οποίο αποτελείται κυρίως από προπάνιο και βουτάνιο) (Καρώνης και λοιποί, 2014). Κοινό χαρακτηριστικό για κάθε ένα από αυτά τα προϊόντα είναι η έλλειψη ενός τυποποιημένου συνόλου φυσικών ιδιοτήτων. Εντούτοις, είναι δυνατοί και χρήσιμοι ορισμένοι χαρακτηρισμοί του LNG.

Η πυκνότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι περίπου 467 γραμμάρια ανά λίτρο, μικρότερη σε σύγκριση με την πυκνότητα του νερού, (η οποία είναι περίπου 994 γραμμάρια ανά λίτρο) (Kireas, 2007). Το ΥΦΑ είναι ελαφρύτερο από το νερό, οπότε, αν διαρρεύσει σε αυτό, επιπλέει και εξατμίζεται. Από την εξάτμιση δημιουργούνται ατμοί, οι οποίοι γίνονται εύφλεκτοι όταν η συγκέντρωσή τους στον αέρα φτάσει σε ποσοστά μεταξύ 5% και 15% (κατ' όγκο αέρα). Για τους ατμούς

μεθανίου που προέρχονται από την εξάτμιση ΥΦΑ, με αναλογία μεθανίου – αέρα περίπου στο 10% (περίπου στο μέσο του 5-15% εύρους αναφλεξιμότητας) και σε ατμοσφαιρική πίεση, η θερμοκρασία αυτό-ανάφλεξης του είναι πάνω από 540° C (Kireas 2007, Πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο).

Ο κίνδυνος ανάφλεξης από φλόγες ή σπινθήρες είναι συχνά αναμενόμενος.

2.2 ΦΥΣΙΚΟΙ ΚΙΝΔΥΝΟΙ ΤΟΥ LNG – ΘΕΜΑΤΑ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ

Αναφλεξιμότητα

Καθώς το φυσικό αέριο είναι εύφλεκτο, μία τυχόν ανεξέλεγκτη απελευθέρωσή του ενέχει τον κίνδυνο δημιουργίας «πυρκαγιάς λίμνης» (fire pools) ή κίνδυνο έκρηξης, αν πρόκειται για περιορισμένους χώρους, ενώ αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους κινδύνους, και μπορεί να προκληθεί από μία ενδεχόμενη διαρροή ΥΦΑ κοντά σε πηγή ανάφλεξης, μέσω των ατμών που δημιουργούνται από την εξάτμιση, όπως περιγράφηκε παραπάνω. Πρόκειται για φωτιά που διαδίδεται με τρόπο στροβιλώδη, και καίει πάνω από μια οριζόντια «λίμνη» εξατμιζόμενου καυσίμου, το οποίο έχει μηδενική ή χαμηλή αρχική ορμή.

Η «πυρκαγιά λίμνης» αναπτύσσει σε σύντομο χρόνο υψηλές θερμοκρασίες, ενώ μπορεί να είναι στατική, όταν η «λίμνη» καυσίμου είναι περιορισμένη, ή ταχέως εξαπλούμενη, τραυματίζοντας ανθρώπους ή κάνοντας ζημιά σε ιδιοκτησίες που βρίσκονται σε σημαντική απόσταση από την «πυρκαγιά λίμνης».

Διασπορά

Το φυσικό αέριο όταν είναι σε θερμοκρασία περιβάλλοντος (όπως το αέριο αγωγού) είναι ελαφρύτερο από τον αέρα και έχει την τάση να ανεβαίνει στην ατμόσφαιρα, όπου και διαλύεται γρήγορα σε περίπτωση διαρροής του. Ωστόσο, το ΥΦΑ λόγω της χαμηλής θερμοκρασίας του, ψύχει τον αέρα, καθώς αεριοποιείται και αναμειγνύεται με αυτόν.

Αν λοιπόν διαρρεύσει, αεριοποιείται γρήγορα και δημιουργεί ένα νέφος ψυχρών ατμών φυσικού αερίου. Ο όγκος του αυξάνει 600 φορές και αναμειγνύεται με τον

αέρα, τον ψύχει και σχηματίζει ένα κρύο λευκό σύννεφο ατμών που επειδή είναι μεγαλύτερο σε πυκνότητα από τον αέρα, δεν διαλύεται. Το σύννεφο αυτό μπορεί να ταξιδέψει με τον άνεμο σε σημαντικές αποστάσεις, μέχρις ότου να συναντήσει μία πηγή ανάφλεξης ή να διαλυθεί, όταν αυξηθεί αρκετά η θερμοκρασία των ατμών. Εάν το κρύο νέφος του αεριοποιημένου ΥΦΑ εισέλθει σε ένα κλειστό χώρο (π.χ. σε ένα δωμάτιο ή κτήριο) θα αναφλεχθεί και θα εκραγεί. Παραδείγματος χάριν, το ατύχημα που σημειώθηκε στο Κλήβελαντ το 1944, μία από τις πρώτες εγκαταστάσεις υγροποιημένου φυσικού αερίου, συνέβη από ένα ρήγμα σε δεξαμενή, από όπου το ΥΦΑ διέρρευσε στο σύστημα αποχέτευσης, όπου αεριοποιήθηκε και πρακάλισε έκρηξη. Στη συνέχεια, το νέφος ατμών ΥΦΑ μπήκε σε κτίρια και σπίτια όπου με την ανάφλεξη εξερράγη. Ωστόσο, από τότε, έχουν πραγματοποιηθεί βελτιώσεις στην τεχνολογία, ενώ ακολουθούνται και πρότυπα ασφαλείας στις εγκαταστάσεις ΥΦΑ προκειμένου να τις καταστήσουν ασφαλέστερες.

Ακόμα και στην περίπτωση που η ανάφλεξη των ατμών ΥΦΑ γίνει κοντά στη πηγή της διαρροής, το θερμικό φορτίο από την ανάφλεξη είναι παρόμοιο με αυτό που προκαλεί μια «πυρκαγιά λίμνης». Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ανάφλεξη του σύννεφου ατμών ΥΦΑ θα μπορούσε να καεί προς τα πίσω, φτάνοντας μέχρι την πηγή της διαρροής του ΥΦΑ (flash fire ή cloud fire) και να μετατραπεί με τη σειρά της σε «πυρκαγιά λίμνης» (fire pool). Η θερμική ζώνη που δημιουργείται από την ανάφλεξη ενός σύννεφου ατμών ΥΦΑ μπορεί να επεκταθεί σημαντικά, καθιστώντας την ιδιαίτερα επικίνδυνη για τους ανθρώπους.

Με βάση τα παραπάνω, υπάρχουν δύο είδη ζωνών ασφαλείας γύρω από τον τερματικό σταθμό και την εγκατάσταση ΥΦΑ (Kireas 2007, Πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο):

1) Η θερμική ζώνη ασφαλείας ή αποκλεισμού, η οποία εκτείνεται σε μια απόσταση στην οποία η θερμική ακτινοβολία από πιθανή πυρκαγιά που θα σημειωθεί στην εγκατάσταση μειώνεται σε κάτω από 1.600 BTU/hr/ft². Αυτό είναι το όριο όπου η φωτιά είναι επικίνδυνη για άτομα που βρίσκονται σε εξωτερικούς χώρους, μετά από 30 δευτερόλεπτα έκθεσης σε αυτήν.

2) Η ζώνη ασφαλείας για το νέφος ατμών ΥΦΑ, που είναι η μέγιστη απόσταση στην οποία το νέφος ατμών ΥΦΑ μπορεί να ταξιδέψει και να εξακολουθεί να παραμένει εύφλεκτο. Άνθρωποι και περιουσίες στη ζώνη αυτή θα κινδυνεύσουν εάν το νέφος ατμών ΥΦΑ αναφλεχθεί.

2.3 ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ ΤΟΥ LNG

Η υγροποίηση του φυσικού αερίου χρονολογείται από τον 19^ο αιώνα, όταν ο Βρετανός χημικός και φυσικός Michael Faraday πειραματίστηκε με διάφορα είδη υγροποίησης, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου. Το πρώτο εργοστάσιο υγροποίησης φυσικού αερίου χτίστηκε στη Δ. Βιρτζίνια το 1912, ενώ η πρώτη εμπορική μονάδα υγροποίησης κατασκευάστηκε στο Οχάιο το 1941.

Η υγροποίηση του φυσικού αερίου έδωσε τη δυνατότητα μεταφοράς του σε μακρινούς προορισμούς. Η πρώτη εμπορική μεταφορά πραγματοποιήθηκε το 1959 με το πλοίο “Methane Pioneer” χωρητικότητας 5.000 m³ από το Lake Charles των ΗΠΑ στο Canvey Island της Μεγάλης Βρετανίας. Ακολούθησαν το 1962 τα “Methane Princess” και “Methane Progress”, το καθένα χωρητικότητας 27.400 m³. Η πρώτη εμπορική αποστολή αλγερινού υγροποιημένου φυσικού αερίου προς το Ηνωμένο Βασίλειο και τη Γαλλία πραγματοποιήθηκε το 1964, ενώ το αλγερινό εργοστάσιο Arzew ήταν το πρώτο τερματικό υγροποίησης μεγάλης χωρητικότητας.

Το 1969 συνεχίστηκε το εμπόριο μεταξύ Αλγερίας και Γαλλίας, Λιβύης και Ιταλίας, καθώς και Ισπανίας και Cook Bay στην Ιαπωνία (αυτό ήταν και το πρώτο έργο που έλαβε χώρα στην περιοχή του Ειρηνικού).

Ακολουθώντας το Βρετανικό παράδειγμα, πρόσθετες μονάδες υγροποίησης και τερματικών σταθμών εισαγωγής κατασκευάστηκαν τόσο στον Ατλαντικό όσο και στον Ειρηνικό Ωκεανό. Ενδεικτικά τέσσερις μονάδες επαναεριοποίησης χτίστηκαν στις ΗΠΑ μεταξύ 1971 και 1980, σηματοδοτώντας την ένταξή τους στην αγορά LNG.

Επιπλέον, από τα μέσα της δεκαετίας αυτής το μέγεθος των πλοίων μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου τυποποιήθηκε ανάμεσα στα 125.000 m³ και 138.000 m³.

Οι πρώτες εισαγωγές ΥΦΑ από το Μπρουνέι στην Ιαπωνία γίνονται το 1973. Η συμμετοχή στην αγορά δε της Κορέας και της Ταϊβάν ως χώρες εισαγωγής, αρχίζουν να διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην περιοχή του Ειρηνικού.

Τη δεκαετία του '90 ιδιαίτερη άνθηση γνωρίζουν οι αγορές του LNG στον Ατλαντικό (Ευρώπη και Βόρεια Αμερική).

Κατά τη διάρκεια της δεκαετίας 2000 και συγκεκριμένα μεταξύ 2000 και 2011 η αγορά LNG γνώρισε ιλιγγιώδη αύξηση, με το μέσο ετήσιο ρυθμό αύξηση να φτάνει το 7,5%, υπερβαίνοντας τα 300 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (αέρια κατάσταση).

Ο αριθμός των πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ ήταν μέχρι το 2000 σταθερός, περίπου 120 πλοία. Μετέπειτα, υπήρξε μεγάλη άνθηση και επέκταση στην αγορά των πλοίων αυτών, ενώ σήμερα 285 LNG πλοία ταξιδεύουν στον κόσμο. Το μέγεθος και η χωρητικότητα έχουν επίσης αυξηθεί και σήμερα χρησιμοποιούνται τα πλοία Q-max (260000 m³) και Q-flex (215000 m³).

Το 2008 το μεγαλύτερο πλοίο μεταφοράς ΥΦΑ ονομάζεται Mozah, και έχει χωρητικότητα 266.000 κυβικά μέτρα. Ναυπηγήθηκε από την South Korean Samsung Heavy Industries για Qatargas και την Nakilat. Το Mozah είναι το πρώτο από τα 14 πλοία Q-Max που ναυπηγήθηκαν μετά από τα πλοία τύπου Q-Flex μικρότερης χωρητικότητας, και χρησιμοποιήθηκε για τη μεταφορά υγροποιημένου φυσικού αερίου από το Κατάρ στην Ευρώπη και από τις ΗΠΑ στην Άπω Ανατολή.

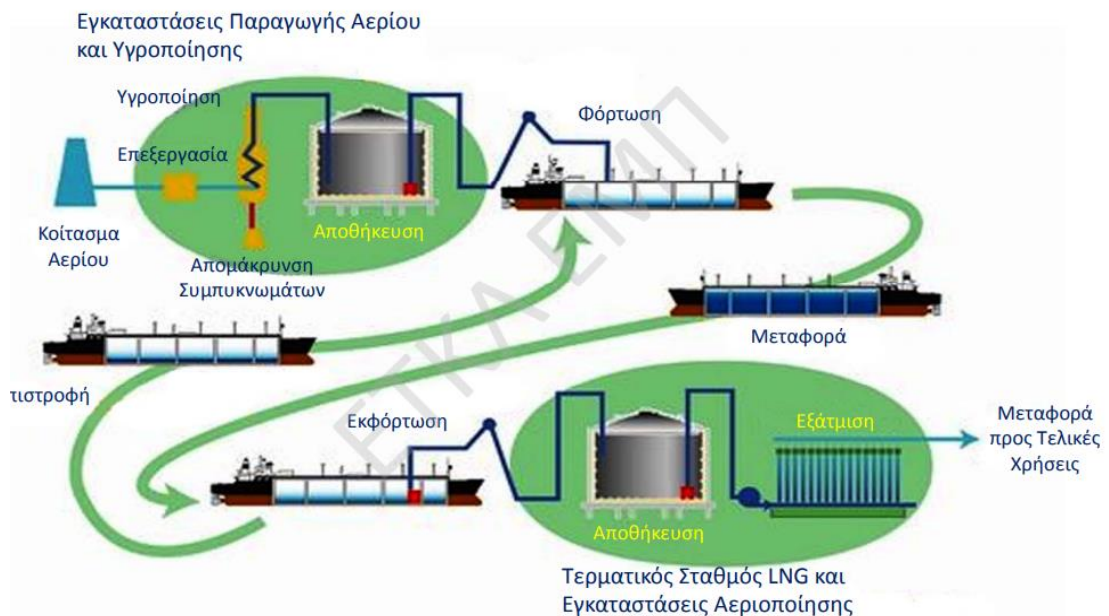
Το 2013 η ζήτηση της Ασίας για ΥΦΑ συνεχίζει να αυξάνεται πλησιάζοντας το 75% των παγκόσμιων εισαγωγών, ενώ το 2014 η παγκόσμια αγορά LNG μετρά 50 χρόνια ιστορίας με περίπου 80.000 μεταφορές χωρίς επιπλέον να έχουν σημειωθεί σημαντικά ατυχήματα.

2.4 Η ΑΛΥΣΙΔΑ LNG

Η αλυσίδα του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια (Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, ΕΜΠ, <http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/files/Liquified%20Natural%20Gas.pdf>):

1. Εξόρυξη
2. Μεταφορά μέσω αγωγών στις εγκαταστάσεις υγροποίησης
3. Υγροποίηση
4. Αποθήκευση σε κρυογενικές δεξαμενές
5. Φόρτωση στα δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG
6. Μεταφορά δια θαλάσσης
7. Εκφόρτωση στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης (τερματικοί σταθμοί LNG)
8. Επαναεριοποίηση
9. Τροφοδοσία του δικτύου

Αλυσίδα Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου



Διάγραμμα: Αλυσίδα υγροποιημένου φυσικού αερίου

Πηγή: Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, ΕΜΠ
(<http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/files/Liquified%20Natural%20Gas.pdf>)

2.4.1 Η υγροποίηση του φυσικού αερίου

Η υγροποίηση του φυσικού αερίου γίνεται σε ειδικές εγκαταστάσεις υγροποίησης, όπου το αέριο ψύχεται και με τον τρόπο αυτό γίνεται δυνατή η μετακίνησή του σε μεγάλες αποστάσεις, στις οποίες η μεταφορά μέσω αγωγού δεν είναι εφικτή από τεχνικής και οικονομικής άποψης, δίνεται δυνατή η δυνατότητα για υπερπόντιες μεταφορές του φυσικού αερίου. Οι εγκαταστάσεις υγροποίησης συνήθως νοούνται ως παράλληλες μονάδες επεξεργασίας, που αναφέρονται με τον αγγλικό όρο “trains”. Καθεμιά από τις μονάδες αυτές αποτελεί μία ανεξάρτητη μονάδα υγροποίησης αερίου στην οποία καταλήγει ένα τμήμα του αερίου, όπου και υγροποιείται στη συνέχεια. Στις μονάδες αυτές, το ακατέργαστο αέριο υφίσταται επεξεργασία για την απομάκρυνση του νερού, του προπανίου, των βαρύτερων υδρογονανθράκων αερίου αζώτου και άλλων προσμίξεων που θα μπορούσαν να αποβούν επιβλαβείς για την εγκατάσταση ή να παγώσουν κάτω από τις χαμηλές θερμοκρασίες που απαιτεί η υγροποίηση.

Μετά τον καθαρισμό του φυσικού αερίου από τις προσμίξεις αυτές, το μεθάνιο που απομένει, συγκεντρωμένο στο 99%, καταλήγει στις μονάδες επεξεργασίας (trains), μειώνοντας τον όγκο του στο 1/600 του αρχικού. Η αναλογία αυτή αποτελεί ένα καθοριστικό παράγοντα που καθιστά το ΥΦΑ οικονομικά ελκυστικότερο για μεταφορά με πλοίο ή φορτηγό.

Η υγροποίηση ολοκληρώνεται με κρυογονική ψύξη με συμπυκνωτές προπανίου στους -162°C . Οι φάσεις συμπίεσης και ψύξης μπορούν να συνδυαστούν με διάφορους τρόπους προκειμένου να επιτευχθεί βελτιστοποίηση της απόδοσης και της αξιοπιστίας τους. Η διάταξη των συμπιεστών στις μονάδες υγροποίησης ΥΦΑ μπορεί να είναι είτε οριζόντια είτε κατακόρυφη. Ο κύριος λόγος που χρησιμοποιείται η οριζόντια διάταξη είναι η ικανότητα συντήρησης (ο συμπιεστής είναι διατεταγμένος μεταξύ δύο συσκευών) καθώς και οι μεγαλύτερες ροές όγκου που επιτυγχάνονται (Pelagotti and Baldassarre).

Παρά το γεγονός ότι ο σχεδιασμός αυτός απαιτεί περισσότερες κεφαλαιουχικές δαπάνες, παρέχει πιο ισορροπημένη παραγωγή και εξαλείφει τους κινδύνους διακοπής της λειτουργίας σε περίπτωση που απαιτούνται μη προγραμματισμένες διαδικασίες

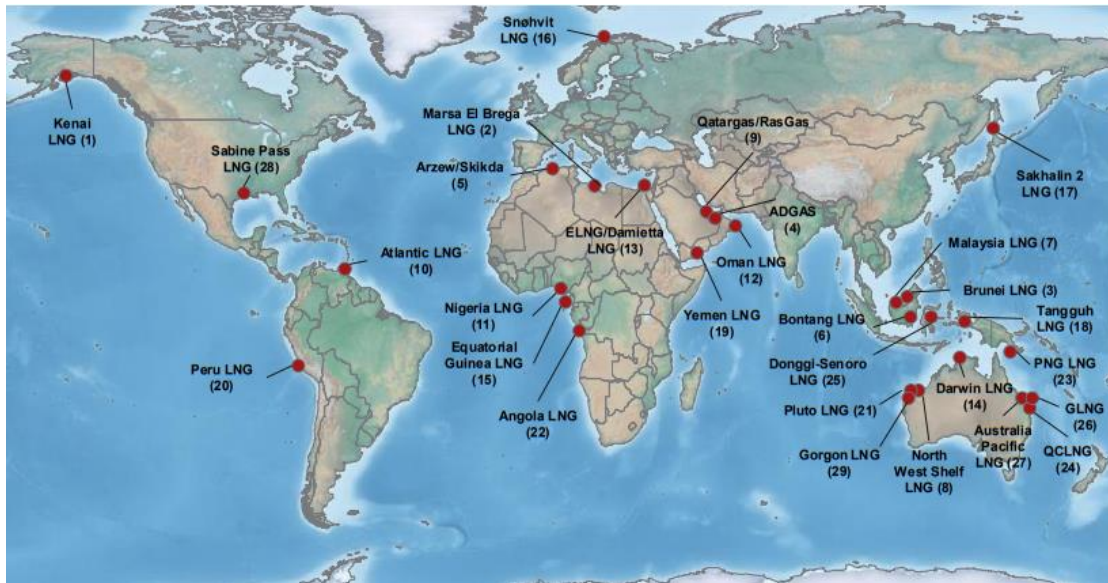
επισκευής. Επιπλέον, η διαδικασία απαιτεί πολύ αυστηρά μέτρα ασφαλείας και προφυλάξεις κατά τη διάρκεια όλων των σταδίων υγροποίησης, λόγω της ιδιαίτερα εύαλωτης και εύφλεκτης φύσης του αερίου που εμπλέκεται. Για τον λόγο αυτό οι εγκαταστάσεις ΥΦΑ χρησιμοποιούν συνήθως δύο παράλληλες μονάδες επεξεργασίας. Τα κύρια χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων υγροποίησης μικρής κλίμακας είναι η απλή διαδικασία που ακολουθείται, η χαμηλή επένδυση και το γεγονός ότι διαθέτουν εξοπλισμό που έχει τη δυνατότητα να μετακινείται (skid-mounted packages). Σχεδόν όλα τα είδη διαδικασιών υγροποίησης μπορούν να υιοθετηθούν από τις μονάδες υγροποίησης μικρής κλίμακας ενώ δεν είναι πάντα εύκολο να επιλεγεί η κατάλληλη μέθοδος (Lin και λοιποί, 2010).

Οι μεγαλύτερες μονάδες υγροποίησης (trains) σε λειτουργία σήμερα βρίσκονται στο Κατάρ, με δυναμικότητα παραγωγής που ξεπερνάει τα 77 εκατομμυρίων μετρικούς τόνους ανά έτος, ενώ τις διαχειρίζονται εταιρίες όπως η Qatar Gas, ExxonMobil, Shell and ConocoPhillips (IGU, World LNG Report 2017).



Εικόνα: Qatar Gas LNG trains

Πηγή: <https://www.2b1stconsulting.com/lng-train>



Εικόνα: Παγκόσμιες εγκαταστάσεις υγροποίησης τον Ιανουάριο του 2017

Πηγή: IGU, World LNG Report 2017

FLNG

Υπάρχουν και πλωτές εγκαταστάσεις υγροποίησης φυσικού αερίου (διεθνώς γνωστές ως FLNG (Floating liquefied natural gas), οι οποίες τοποθετούνται στη θάλασσα πάνω από κοιτάσματα φυσικού αερίου και έχουν τη δυνατότητα να υγροποιούν, να αποθηκεύουν και μεταφέρουν LNG στη θάλασσα πριν το πλοίο το μεταφέρει κατευθείαν στις αγορές.

Η πρώτη ολοκληρωμένη εγκατάσταση παραγωγής FLNG στον κόσμο είναι το PFLNG Satu που βρίσκεται στο αέριο Kanowit από την ακτή του Sarawak στη Μαλαισία. Ο Petronas είναι ο ιδιοκτήτης της πλατφόρμας και το πρώτο φορτίο φορτώθηκε στον μεταφορέα LNG Seri Camellia 150.200 cb στις 03 Απριλίου 2017 (Wikipedia).

Τέλος, οι εγκαταστάσεις υγροποίησης φυσικού αερίου αποτελούν το πιο κοστοβόρο στοιχείο στη διαδικασία της υγροποίησης.

2.4.2 Μεταφορά του LNG με δεξαμενόπλοια

Τη διαδικασία της υγροποίησης ακολουθεί η μεταφορά του LNG στα κέντρα κατανάλωσης.

2.4.2.1 Χειρισμός φορτίου

Το LNG κατά κανόνα μεταφέρεται με εξειδικευμένα δεξαμενόπλοια τα οποία διαθέτουν μονωμένα τοιχώματα. Εκεί διατηρείται σε υγρή μορφή με αυτόψυξη (autorefrigeration), μια διαδικασία κατά την οποία το υγροποιημένο φυσικό αέριο διατηρείται στο σημείο βρασμού του, έτσι ώστε οποιεσδήποτε προσθήκες θερμότητας να αντισταθμίζονται από την ενέργεια που χάνεται από τους ατμούς του, οι οποίοι εξατμίζονται κατά τη διάρκεια της αποθήκευσης και της μεταφοράς. Αυτές οι απώλειες εξατμίσωσης χρησιμοποιούνται για τη συμπλήρωση των καυσίμων των πλοίων. Σε ένα τυπικό ταξίδι, εκτιμάται ότι περίπου το 0,1% - 0,25% του φορτίου ΥΦΑ εξατμίζεται κάθε μέρα, ανάλογα με την αποτελεσματικότητα της μόνωσης και την τραχύτητα του ταξιδιού. Σε ένα τυπικό ταξίδι, 20 ημερών μπορεί να εξατμιστεί από το 2% - 6% του συνολικού όγκου του ΥΦΑ (Kireas 2007, Πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο).

Τα δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG είναι πλοία προηγμένης τεχνολογίας και έχουν διάρκεια ζωής 30-55 χρόνια (Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, ΕΜΠ). Τα πλοια αυτά είναι ένας συνδυασμός συμβατικών πλοίων κατασκευασμένων με εξειδικευμένα υλικά και προηγμένα συστήματα για τη διαχείριση κρυογονικών φορτίων. Έχουν χαρακτηριστικά σχεδιασμού τέτοια ώστε να επιτυγχάνεται υψηλός βαθμός ασφάλειας και αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο διαθέτουν διπλό κύτος. Επίσης για λόγους σχετικούς με την πρόληψη της ρύπανσης της θάλασσας από τα πλοία, διαθέτουν τις δεξαμενές έρματος ξεχωριστά από τις δεξαμενές φορτίου. Καθώς όμως το φορτίο είναι πολύ κρύο, οι δεξαμενές φορτίου διαχωρίζονται από τη δομή του κύτους με παχιά μόνωση. Σύμφωνα μάλιστα με τους Διεθνείς Κώδικες του IMO για τα Αέρια, προστίθενται στρώματα προστασίας για την περίπτωση προσάραξης ή σύγκρουσης.

Στα πλοία αυτά υπάρχουν από δύο έως έξι ξεχωριστές δεξαμενές φορτίου. Μοναδικό χαρακτηριστικό των πλοίων αυτών είναι η δυνατότητα της δεξαμενής να κρατά το φορτίο του υγροποιημένου φυσικού αερίου κάτω από θετική πίεση, ώστε να αποτραπεί η πιθανότητα να εισέλθει αέρας στο σύστημα φορτίου. Χρησιμοποιούνται για το σκοπό αυτό κλειστά συστήματα κατά την φορτοεκφόρτωση.

Όλοι οι τύποι πλοίων είναι διπλού κύτους, αλλά υπάρχουν διάφορα συστήματα συγκράτησης φορτίου των ανεξάρτητων ή ενσωματωμένων δεξαμενών φορτίου.

2.4.2.1 Τύποι δεξαμενών

Τα είδη δεξαμενών που αφορούν το LNG είναι οι ανεξάρτητες δεξαμενές Τύπου Β και οι δεξαμενές Μembrάνης (ISGINTT, 2010).

Τύπου Β: Αυτές οι δεξαμενές μπορεί να είναι κατασκευασμένες είτε από επίπεδες επιφάνειες είτε να είναι σφαιρικού τύπου, με την πιο κοινή να είναι η σφαιρική του σχεδιασμού Kvaerner Moss. Λόγω του ενισχυμένου σχεδιασμού, ο τύπος αυτός απαιτεί μόνο ένα δευτεροβάθμιο φράγμα με τη μορφή ενός δίσκου ενσταλάξεως, ενώ ένας προστατευτικός θόλος από χάλυβα καλύπτει το πρωτεύον φράγμα πάνω από το επίπεδο του καταστρώματος. Το μειονέκτημα που αντιμετωπίζουν τα πλοία με σφαιρικές δεξαμενές είναι η μειωμένη ορατότητα που προσφέρουν από τη γέφυρα του πλοίου. Επιπλέον, είναι αρκετά πιο ευάλωτα σε πλάγιους ανέμους λόγω της μεγαλύτερης επιφάνειάς τους (Τσαλικίδη, 2009).

Εκτός από τις σφαιρικού τύπου Moss δεξαμενές, υπάρχουν και οι **πρισματικές δεξαμενές** (IHI SPB), οι οποίες έχουν το πλεονέκτημα της ογκομετρικής απόδοσης και της τοποθέτησης του συνολικού φορτίου κάτω από το κύριο κατάστρωμα. Οι ανεξάρτητες δεξαμενές είναι εντελώς αυτο-υποστηριζόμενες και δεν αποτελούν μέρος της δομής του κύτους του δεξαμενόπλοιου, ούτε συμβάλλουν την αντοχή του.



Εικόνα: Πλοίο LNG με δεξαμενές τύπου Moss

Πηγή: <http://www.liquefiedgascarrier.com/Liquefied-Natural-Gas-Carriers.html>

- **Μεμβράνης:** Η έννοια του συστήματος συγκράτησης μεμβράνης βασίζεται σε ένα πολύ λεπτό πρωτεύον φράγμα το οποίο υποστηρίζεται μέσω της μόνωσης. Οι δεξαμενές αυτές δεν είναι ανεξάρτητες και ένα εσωτερικό κύτος αποτελεί τη φέρουσα κατασκευή. Έτσι, πρέπει πάντα να παρέχεται ένα δευτερεύον φράγμα για να εξασφαλίζει την ακεραιότητα του συστήματος σε περίπτωση διαρροής του πρώτου. Επίσης, η μεμβράνη είναι σχεδιασμένη με τέτοιο τρόπο ώστε η θερμική διαστολή ή συστολή να αντισταθμίζεται χωρίς να φθείρεται υπερβολικά η ίδια η μεμβράνη.

Τα πλοία τύπου μεμβράνης είναι κυρίαρχα στα νεότευκτα, με ποσοστά 50% μεμβράνης, ενώ τα υπόλοιπα κατανέμονται σε 45% στα σφαιρικά και 5% στα υπόλοιπα (Vanem και λοιποί, 2008).



Εικόνα: Πλοίο LNG με δεξαμενές τύπου μεμβράνης

Πηγή: <http://www.liquefiedgascarrier.com/Liquefied-Natural-Gas-Carriers.html>

Ως προς την ασφάλεια, πιθανές διαρροές στις μεμβράνες έχουν πολύ σοβαρές συνέπειες και συνήθως απαιτούν εκτεταμένες και ακριβές επισκευές. Επίσης, η καλή σχεδίαση της κατασκευής ώστε να αποφεύγονται ρήγματα λόγω κόπωσης, και κατά συνέπεια να απογεύγεται εισροή νερού στην περιοχή του φορτίου είναι πολύ σημαντικός παράγοντας για τις δεξαμενές μεμβράνης (Τσαλικίδη, 2009).

Υπάρχει μία τάση προς τη χρήση του τύπου μεμβράνης αντί του τύπου ανεξάρτητων δεξαμενών. Το πιθανότερο είναι πως επειδή οι πρισματικές δεξαμενές μεμβράνης χρησιμοποιούν αποτελεσματικότερα το σχήμα του κύτους καθώς έχουν λιγότερο κενό χώρο μεταξύ των δεξαμενών φορτίων και των δεξαμενών έρματος. Ως αποτέλεσμα, ένα πλοίο σφαιρικής δεξαμενής σε σύγκριση με ένα μεμβράνης, ίσης χωρητικότητας, είναι πολύ πιο ακριβό να διέλθει τη διώρυγα του Σουέζ. Ωστόσο, το σύστημα ανεξάρτητων δεξαμενών είναι πιο ανθεκτικό και παρουσιάζει μεγάλη αντίσταση στη δύναμη του κύματος και πιθανότατα θα παίξει σημαντικό ρόλο στα συστήματα υπεράκτιας αποθήκευσης όπου οι κακές καιρικές συνθήκες θα αποτελούν έναν σημαντικό παράγοντα (Wikipedia). Ο σχεδιασμός της σφαιρικής δεξαμενής περιλαμβάνει ανεξάρτητες μονωμένες δεξαμενές φορτίου. Όλα τα πλοία μεταφέρουν το φορτίο τους σε πολύ χαμηλή πίεση. Επειδή και οι δύο αυτοί τύποι πλοίων έχουν αποδειχθεί ασφαλείς και αξιόπιστοι, η επιλογή του σχεδιασμού της δεξαμενής φορτίου βασίζεται κυρίως σε οικονομικά ζητήματα, όπως λόγου χάρη η τιμή, το χρονοδιάγραμμα παράδοσης και η παραγωγική ικανότητα του ναυπηγείου, και λιγότερο σε τεχνικά ζητήματα ή σε κριτήρια επίδοσης.

2.4.2.2 Διαστάσεις πλοίων LNG

Οι τυπικές διαστάσεις ενός δεξαμενόπλοιου LNG είναι μήκος περίπου 300 μ., πλάτος 43 μ και 12 μ. βύθισμα. Ως προς τη χωρητικότητα, κυμαίνονται από 1.000 m³ μέχρι 267.000 m³, στην πλειοψηφία τους ωστόσο κινούνται μεταξύ 125.000-175.000 m³. Πλοία μικρότερης χωρητικότητας, 1.000 - 25.000 m³ κινούνται επίσης σε περιοχές όπως η Νορβηγία και η Ιαπωνία. Τα LNG πλοία μπορούν να φτάσουν σε ταχύτητα έως και τους 21 κόμβους. Κατά τα τελευταία έτη, ωστόσο, το μέγεθος και η χωρητικότητα έχουν αυξηθεί σημαντικά.

2.4.2.3 Ο παγκόσμιος στόλος LNG

Σε αντίθεση με τα τυπικά πλοία που κατατάσσονται με βάση το βάρος τους, τα LNG πλοία κατατάσσονται με βάση τον όγκο τους. Με βάση αυτόν ταξινομούνται στις παρακάτω κατηγορίες (Wang and Notteboom, 2011):

Κατηγορίες πλοίων LNG	Μέγεθος πλοίου – χωρητικότητα σε LNG
Μικρά	Μέχρι 90,000 m ³
Μικρά συμβατικά	120,000 - 149,999 m ³
Μεγάλα συμβατικά	150,000 - 180,000 m ³
Q-Flex	200,000 - 220,000 m ³
Q-Max	Από 260,000 m ³ και πάνω

Πίνακας: Ταξινόμηση LNG πλοίων με βάση το μέγεθος

Πηγή: Wang and Notteboom, 2011

Ο λόγος για την κατατάξή τους βάσει της χωρητικότητας σε όγκο είναι πως το υγροποιημένο φυσικό αέριο έχει λιγότερη από τη μισή μάζα του νερού στον ίδιο όγκο (περίπου 0,45 κιλά/λίτρο), και αυτό εξηγεί γιατί το βύθισμά του όταν δεν είναι φορτωμένο διαφέρει ελάχιστα από το βύθισμά του στην έμφορτη κατάσταση. (Τσαλικίδη, 2009).

Από τη δεκαετία του 1970 αυξήθηκε το μέγεθος των πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ από 125.000 m³ σε 138.000 m³, ενώ με τα πρόσφατα έργα των Gaz de France και BP έφτασαν τα 154.000 m³. Τα πρώτα πλοία πολύ μεγάλου μεγέθους, της τάξης των 216.000 m³ παραγγέλθηκαν το 2004. Επίσης, ενδεικτικά αναφέρουμε ότι από το 2005, το Q-max τύπου πλοίο Mozah και οι αδελφά του πλοία, με χωρητικότητα 266.000 m³, είναι οι μεγαλύτεροι μεταφορείς υγροποιημένου φυσικού αερίου που κατασκευάστηκαν ποτέ, αντιπροσωπεύοντας το 75% της χωρητικότητας των πλοίων παραδοσιακών μεγεθών και αντανακλώντας μια φιλοσοφία οικονομιών ευρείας κλίμακας (Wartsila). Μικρότερου μεγέθους πλοία LNG με τα οποία είχε πρωτοπορήσει η Quatargas, είναι επίσης τα Q-Flex, με μεταφορική ικανότητα από 210.000m³ και εξοπλισμένα με εγκατάσταση επαναυγροποίησης, όπως και τα Q-Max.

Τον Ιανουάριο του 2018 ο αριθμός των LNG πλοίων παγκοσμίως ήταν 531, συνολικής ικανότητας 42.4 εκατομμύρια DWT, με τα βιβλία παραγγελιών για νέα πλοία να περιλαμβάνουν 110 πλοία (Clarksons, Shipping Intelligence Weekly, Issue 1,328 June 2018). Σύμφωνα με το LNG World News η συνολική χωρητικότητα του ενεργού

στόλου ΥΦΑ ανέρχεται σε 75,6 εκατομμύρια κυβικά μέτρα ύψους 50,5 δισεκατομμυρίων δολαρίων. Αντίστοιχα τον Ιανουάριο του 2017, ο αριθμός των πλοίων LNG όλων των τύπων ανήλθε σε 439 παγκοσμίως συμπεριλαμβανομένων εκτός από τα συμβατικά πλοία και των μονάδων FSRU αλλά και των πλωτών μονάδων αποθήκευσης, ενώ παράλληλα οι παραγγελίες νεότευκτων ανέρχονταν σε 105 μέσα στο ίδιο έτος, με συνολική χωρητικότητα πάνω από 150.000 m³.

Ένα χρόνο πριν, το 2016, τα ναυπηγεία παρέδωσαν συνολικά 31 πλοία LNG (συμπεριλαμβανομένων δύο FSRU), σημειώνοντας αύξηση 7% σε σύγκριση με το 2015. Συγκρινόμενη με την ικανότητα υγροποίησης, η οποία αυξήθηκε κατά 35 mtpa, ήταν πολύ περισσότερο ισορροπημένη σε σχέση με το προηγούμενο έτος (IGU, World LNG Report 2013).

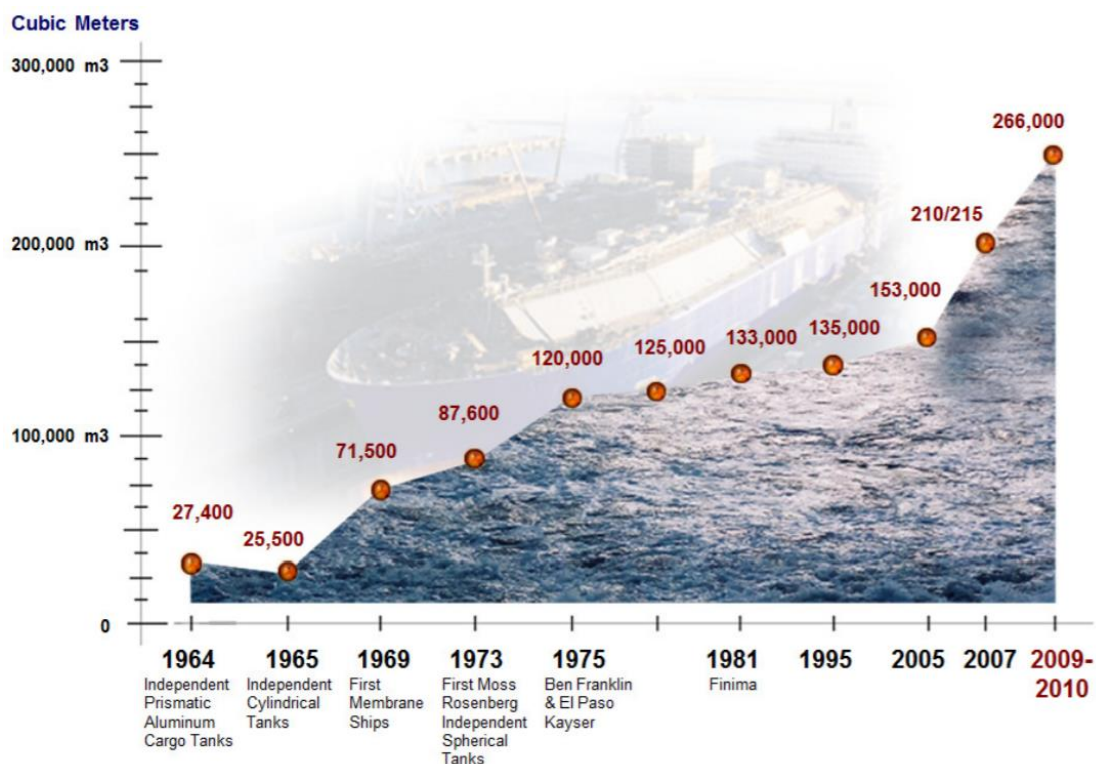
Σε όλο το 2016 συνολικά 26,5 mtpa δυναμικότητας υγροποίησης προστέθηκαν στην αγορά, ωστόσο, η συσσώρευση χωρητικότητας στην αγορά από την πλευρά των πλοίων που χτίστηκε κατά την διάρκεια των προηγούμενων χρόνων συνέχισε να συντρίβει την αγορά, διατηρώντας τα ναύλα σε ιστορικά χαμηλά επίπεδα. Το ίδιο έτος δύο πλοία LNG αποσύρθηκαν και πωλήθηκαν για scrap.

Ο μέσος όρος χωρητικότητας για ένα νεότευκτο πλοίο που παραδόθηκε μέσα στο 2016 ήταν περίπου 168.000 m³, ενώ το 2015 ήταν περίπου 153.000 m³ ή 144.000 m³, εάν δεν συνυπολογίσουμε τα δεξαμενόπλοια τύπου Q-Flex και Q-Max. Παρατηρείται λοιπόν αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών, η οποία οφείλεται στην προτίμηση των ναυλωτών για μεγαλύτερα δεξαμενόπλοια προκειμένου να επιτύχουν μείωση του κόστους ανά μονάδα μεταφερόμενου προϊόντος LNG.

Το μέσο μέγεθος των πλοίων μεταφοράς LNG έχει αυξηθεί τα τελευταία χρόνια εν μέρει λόγω της λειτουργίας των πλοίων Q-class που χρησιμοποιούνται κυρίως από το Κατάρ.

Στα τέλη του 2016, το 49% των ενεργών πλοίων LNG είχε χωρητικότητα μεταξύ 125.000 m³ και 150.000 m³, που είναι και το πιο συνηθισμένο μέγεθος τέτοιου πλοίου, πριν από την εισαγωγή στην αγορά πλοίων της σειράς Q-class το 2008 με 2010. Το

μερίδιο των πλοίων με αυτό το μέγεθος ωστόσο μειώθηκε κατά τη διάρκεια του 2016 καθώς τα νέα δεξαμενόπλοια που παραδόθηκαν είχαν μέση χωρητικότητα 173.600 m³. Τη μεγαλύτερη χωρητικότητα αυτή τη στιγμή στην αγορά προσφέρει η σειρά Q-Class, με τα δεξαμενόπλοια τα Q-Flex (210.000-217.000 m³) και Q-Max (261.700-266.000 m³) η οποία στο τέλος του 2016, με 45 πλοία συνολικά, είχε συμμετοχή 11% στον ενεργό στόλο, και 18% στο σύνολο της μεταφορικής ικανότητας πλοίων LNG.



Διάγραμμα: Η εξέλιξη στο μέγεθος των πλοίων LNG

Πηγή: Delpizzo, 2014. Gas Carriers, Arrangements & Characteristics. ABS επαναεριοποίησης (BRS, Annual Review 2013).

Έχει παρατηρηθεί επίσης αυξανόμενη ζήτηση για εναλλακτικές χρήσεις των πλοίων LNG, η οποία συνίσταται κυρίως στη ζήτηση για πλοία FSRU (Floating Storage and Regasification Unit, σε μεγαλύτερους υποστηρικτές των οποίων έχουν αναδειχθεί μέχρι σήμερα οι αναδυόμενες οικονομίες, οι οποίες στο στάδιο της ανάπτυξης αναζητούν υποδομές επαναεριοποίησης. Τέλος, πολλές εταιρίες ενδιαφέρονται να αναπτύξουν Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) πλοία, τα οποία διευκολύνουν τη διαδικασία της υγροποίησης εν πλω.

Σε ότι αφορά στις παραγγελίες για ναυπήγηση νέων πλοίων LNG, η δραστηριότητα ήταν αρκετά χαμηλή μέσα στο 2017, με το σύνολο παραγγελιών να είναι 9 πλοία LNG και 8 FSRU, αν και παρουσιάζεται αυξημένη με την αντίστοιχη δραστηριότητα του 2016, που ήταν 8 πλοία. Γενικά το 2017 ήταν μία χρονιά ορόσημο για τη κατασκευή των πλοίων LNG αφού για πρώτη φορά, σύμφωνα με το Annual Review 2013 της BRS, ο αριθμός των παραγγελιών για συμβατικά LNG πλοία ήταν ίσος με τον αριθμό παραγγελιών για μονάδες επαναεριοποίησης.

Σύμφωνα με άρθρο του LNG World News, με βάση στοιχεία του VesselsValue, 22 πλοία LNG αξίας 3,9 δισεκατομμυρίων δολαρίων έχουν παραδοθεί μέσα στο 2018, ενώ επιπλέον 43 πλοία LNG αξίας 7,7 δισεκατομμυρίων δολαρίων είναι προγραμματισμένα να παραδοθούν κατά τη διάρκεια του τρέχοντος έτους, σύμφωνα με τα στοιχεία.

Η συνολική χωρητικότητα του παραδιδόμενου στόλου ΥΦΑ θα ανέλθει σε 10,23 εκατομμύρια κυβικά μέτρα, μακράν η μεγαλύτερη παραδοτέα χωρητικότητα μέσα σε ένα έτος.

Στο παρακάτω γράφημα φαίνονται οι ποσότητες σε κυβικά μέτρα LNG που παραδίδονται κάθε χρόνο:

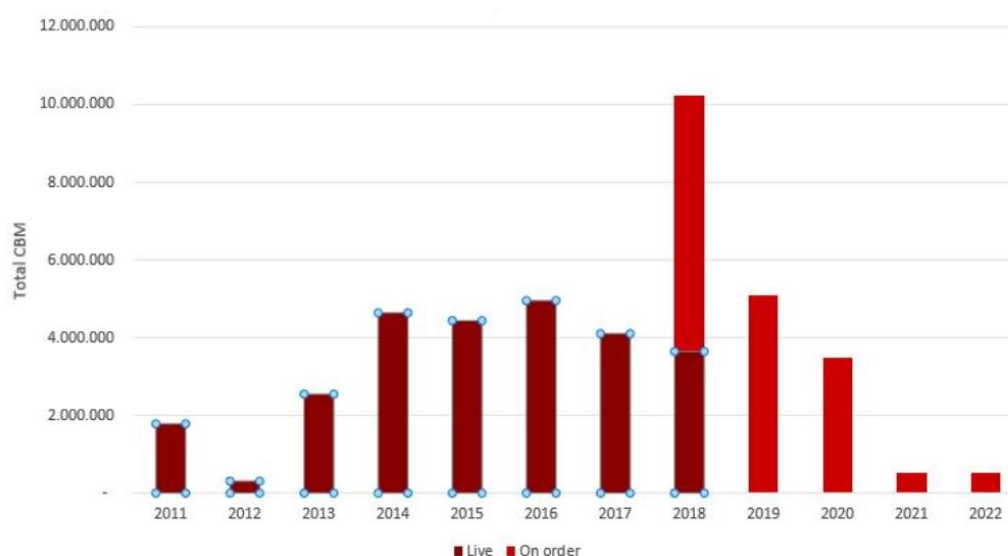


Image: VesselsValue

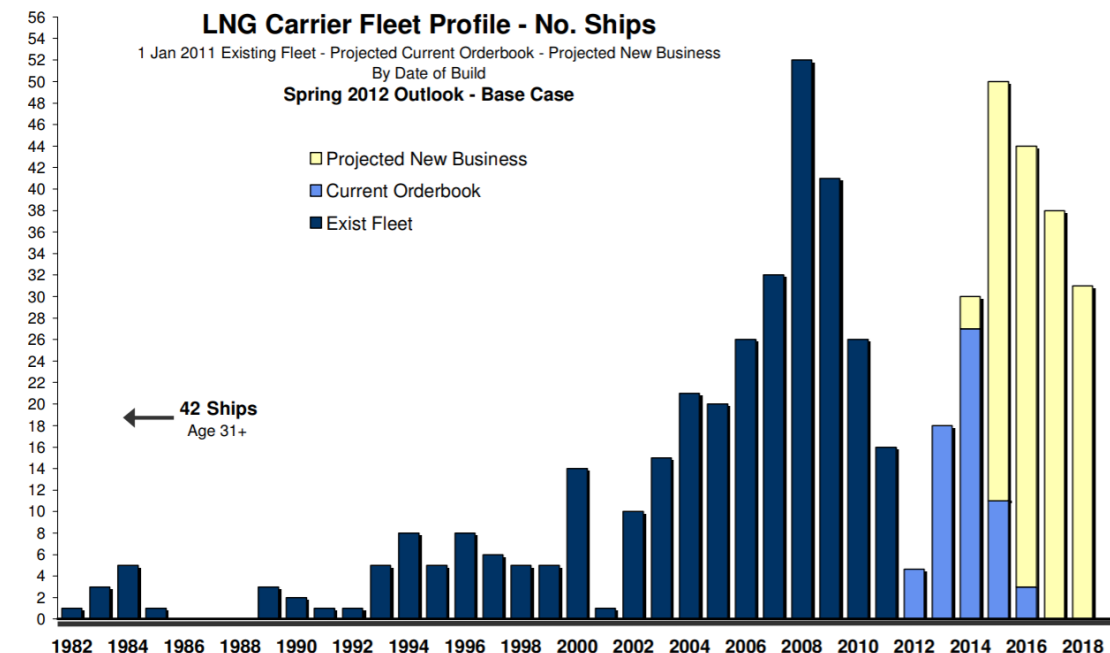
Διάγραμμα: Συνολική δυναμικότητα LNG που παραδίδεται κάθε έτος

Πηγή: <https://www.lngworldnews.com/global-lng-fleet-set-for-record-year/>

Να σημειώσουμε ωστόσο ότι στα παραπάνω δεδομένα συμπεριλαμβάνονται οι πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (FSRU). Περιλαμβάνονται επίσης πλοία LNG μεγάλης, μεσαίας και μικρής κλίμακας καθώς και RLNG (Regasified Liquefied Natural Gas).

Στο τέλος του 2016, το ποσοστό του στόλου LNG με ηλικία κάτω από 10 έτη ανερχόταν στο 56%, αντανακλώντας την έκρηξη που συντελέστηκε στις παραγγελίες νέω πλοίων, η οποία ήταν επακόλουθο της αύξησης της συνολικής δυναμικότητας υγροποίησης στα μέσα της δεκαετίας του 2000 καθώς και στις αρχές του 2010.

Existing Fleet...Current Orderbook...Projected New Business



Διάγραμμα: Προφίλ ηλικίας στόλου LNG

Πηγή: Delpizzo, 2014. Gas Carriers, Arrangements & Characteristics. ABS

Σε γενικές γραμμές, οι πλοιοκτήτες προκειμένου να αποφασίσουν αν θα αποσύρουν από την αγορά ένα πλοίο μετά την ηλικία των 35 ετών, μελετούν κυρίως την ασφάλεια αλλά και τη απόδοση των οικονομικών στοιχείων. Για το 2016, άνω των 30 ετών ήταν περίπου το 6% των LNG πλοίων εν ενεργεία, ενώ όσο μεγαλύτερα, νεότερα και πιο αποδοτικά πλοία προστίθενται στον παγκόσμιο στόλο κάθε χρόνο, τόσο θα μένουν εκτός της αγοράς πλοία τέτοιας ηλικίας.

Όσον αφορά τους Έλληνες πλοιοκτήτες, οι μισές παραγγελίες πλοίων LNG, σε παγκόσμιο επίπεδο, προέρχονται από δικές τους εταιρείες. Συγκεκριμένα, το 2013 ο στόλος ελληνικών συμφερόντων μέτρησε συνολικά 3.677 πλοία (συμπεριλαμβανομένων και 282 υπό ναυπήγηση πλοίων), από τα οποία τα 14 ήταν μεταφοράς Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου, με ποσοστό συμμετοχής 9,1% στην παγκόσμια χωρητικότητα στον τομέα του Liquefied gas carrier. Να σημειωθεί ότι στο ελληνικό νηολόγιο ήταν εγγεγραμμένα 829 πλοία, ενώ τα υπόλοιπα ήταν υπό ξένη σημαία. Στον τομέα του LNG, δραστηριοποιούνται ή έχουν πλοία υπό κατασκευή εταιρείες ελληνικών συμφερόντων μεγάλου μεγέθους και με κύρια δραστηριότητά τους τα tankers ή εξειδικευμένες θυγατρικές τους (Δαγκαλίδης, 2013).

Ο ελληνικών συμφερόντων στόλος αποτελείται σήμερα από 88 πλοία LNG, 61 εν ενεργεία και 27 υπό κατασκευή, συνολικής αξίας 14,77 δισ. δολάρια. Σύμφωνα με τα στοιχεία της VesselsValue, στο ελληνικό βιβλίο παραγγελιών, τα 27 πλοία είναι LNG και έχουν συνολική αξία 5,39 δισ. δολάρια έναντι 77 υπό κατασκευή bulker αξίας 2,3 δισ. δολ. και 87 τάνκερ αξίας 4,61 δισ. δολάρια.

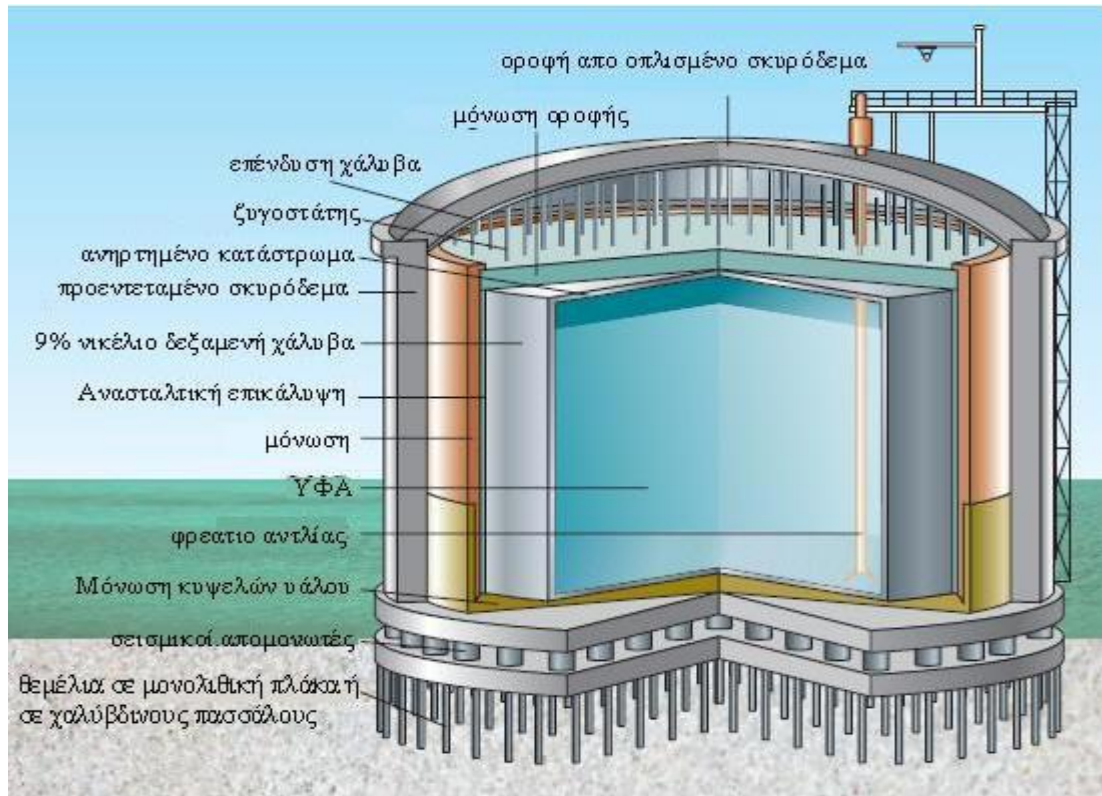
Από τις ελληνικές ναυτιλιακές που παρουσιάζουν την ισχυρότερη παρουσία στην αγορά LNG, η Maran Gas του Γιάννη Αγγελικούση βρίσκεται στην πρώτη θέση, με 20 πλοία - μαζί με τις νέες παραγγελίες - συνολικής αξίας 3,67 δισ. δολ. Ακολουθεί η GasLog του Πήτερ Λιβανού με 18 πλοία, αξίας 2,93 δισ. δολ., η Dynagas Holdings του Γιώργου Προκοπίου με εννέα πλοία αξίας 2,14 δισ. δολ. η TMS Cardiff του Χρ. Οικονόμου με 10 πλοία αξίας 1,62 δισ. δολ. και η GasLog Partners, επίσης του Πήτερ Λιβανού, με 12 πλοία συνολικής αξίας 1,48 δισ. δολ. (<https://www.mononews.gr/business/pii-efoplistes-pontaroun-stin-agora-lng-ola-ta-onomata>).

2.5 Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ LNG

Μόλις το LNG παραληφθεί, στα περισσότερα τερματικά, μεταφέρεται σε μονωμένες δεξαμενές αποθήκευσης που έχουν κατασκευαστεί ειδικά για τη διατήρηση της ψυχρής θερμοκρασίας του υγρού και κρατούν το υγρό σε χαμηλή θερμοκρασία (-162° C), έτσι

ώστε να ελαχιστοποιείται η ποσότητα της εξάτμισης. Στην περίπτωση που οι ατμοί του LNG δεν απελευθερωθούν, η πίεση και η θερμοκρασία μέσα στη δεξαμενή συνεχίζουν να αυξάνονται. Το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο χαρακτηρίζεται ως ένα κρυογόνο και διατηρείται σε υγρή κατάσταση σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες. Η θερμοκρασία εντός της δεξαμενής θα παραμείνει σταθερή εάν η πίεση διατηρείται σταθερή, επιτρέποντας στο αέριο να διαφύγει από τη δεξαμενή. Αυτή η διαδικασία είναι γνωστή ως αυτόψυξη. Μια μικρή ποσότητα θερμότητας εξακολουθεί να διαπερνά τις δεξαμενές υγροποιημένου φυσικού αερίου, παρά τη μόνωση υψηλής ποιότητας, προκαλώντας ελαφρά εξάτμιση του προϊόντος. Το εξατμιζόμενο αέριο (boil-off gas) που προκύπτει συλλέγεται και διοχετεύεται με κατάλληλες διατάξεις, είτε προς επανα-υγροποίηση για επανααποθήκευση στις δεξαμενές, είτε για τη χρήση του ως καύσιμο στην εγκατάσταση ή στο δεξαμενόπλοιο μεταφοράς LNG. Η διαδικασία αυτή λέγεται επιστροφή ατμού.

Αυτές οι δεξαμενές αποθήκευσης είτε βρίσκονται πάνω στο έδαφος, όπως οι δεξαμενές μονής ενίσχυσης με διπλά τοιχώματα και οι δεξαμενές διπλής ενίσχυσης, είτε βρίσκονται μέσα στο έδαφος (Παρδάλη, 2001). Παρέχουν μεγάλη θερμική μόνωση και η κατασκευή τους είναι ισχυρή ώστε να αντεπεξέρχεται έναντι εξωτερικών πληγμάτων, σεισμών και ρωγμών.



Εικόνα: Δεξαμενή ΥΦΑ

Πηγή: Kireas 2007, Γενικές πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο

Οι δεξαμενές αποθήκευσης LNG αποτελούν σημαντικό στοιχείο τόσο των εγκαταστάσεων βασικού φορτίου όσο και των εγκαταστάσεων αναγκών αιχμής. Επίσης, οι κεφαλαικές ανάγκες που απαιτεί η επένδυση σε αυτές είναι υψηλές σε ότι αφορά στα τερματικά εγκαταστάσεων παραλαβής LNG. Ως επακόλουθο, και συνυπολογίζοντας την σπουδαιότητά τους στην ασφάλεια των εγκαταστάσεων LNG, έχει δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στον σχεδιασμό των δεξαμενών αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Η επιλογή των κατάλληλων υλικών για την κατασκευή τους ήταν ένα από τα πρώτα θέματα που τέθηκαν προς συζήτηση. Δεδομένου ότι οι αναλύσεις δεδομένων ασφαλείας στις εγκαταστάσεις έχουν LNG έχουν γίνει πιο περίπλοκες, τα σχέδια των δεξαμενών έχουν εξελιχθεί προκειμένου να καλύψουν τις ανάγκες για ασφάλεια που προκύπτουν. Οι αρχικοί σχεδιασμοί προέβλεπαν μία εσωτερική κρυογονική δεξαμενή υγρού εντός μιας εξωτερικής δεξαμενής που περιείχε το σύστημα μόνωσης για την εσωτερική (http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news_files/webdoc_8_15_6

2007.pdf). Σε κάθε σχέδιο, ωστόσο, το υλικό που χρησιμοποιούταν για τις εξωτερικές δεξαμενές ήταν κοινός χάλυβας άνθρακα, ενώ επίσης ένα χαμηλό ανάχωμα τις περιέβαλλε προκειμένου σε περίπτωση τυχόν διαρροής του LNG να υπάρχει η δυνατότητα συγκράτησής του.

Για να αποφευχθεί ο μείζων κίνδυνος μιας διαρροής LNG που μπορεί να προκαλέσει σχηματισμό μεγάλου νέφους από αυτό, το οποίο θα μπορούσε να οδηγήσει σε εκτεταμένη ζημιά, με την πιθανή παράσυρση και ανάφλεξή του, τα επόμενα σχέδια δεξαμενών ενσωμάτωσαν στην εξωτερική δεξαμενή υλικά λιγότερα επιρρεπή σε ενδεχόμενη αστοχία, σε σχέση με τις κρυγονικές θερμοκρασίες που επικρατούν εντός της δεξαμενής. Επίσης χτίστηκαν υψηλότερα αναχώματα πιο κοντά στις δεξαμενές.

Μελέτες που ακολούθησαν οι οποίες επαναπροσδιόρισαν τις συνέπειες από μία πιθανή εξωτερική προσβολή, όπως μία συντριβή αεροπλάνου, που θα οδηγούσε σε αποτυχία της δεξαμενής, είχαν ως αποτέλεσμα η κατασκευή των δεξαμενών να προσανατολιστεί στο να καταστήσει την συγκράτηση της εξωτερικής δεξαμενής ασφαλέστερη. Έτσι προέκυψαν σχέδια δεξαμενών διπλής ακεραιότητας. Αυτό σημαίνει ότι μία αστοχία της εξωτερικής δεξαμενής παραλαμβάνεται από μια δεύτερη ομοκεντρική δεξαμενή ανεξάρτητη από την πρώτη. Οι δεξαμενές αυτές κατασκευάζονται από οπλισμένο σκυρόδεμα και περίβλημα από ανοξείδωτο χάλυβα. (http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news_files/webdoc_8_15_6_2007.pdf)

Μεταξύ των τοιχωμάτων υπάρχει ένα παχύ στρώμα μόνωσης υψηλής απόδοσης.

Επιπλέον, ο σχεδιασμός περιλαμβάνει αναχώματα πλησίον της δεξαμενής, τα οποία δρουν προστατευτικά σε περίπτωση εξωτερικής ζημιάς. Σε περίπτωση που η πλήρης ανάπτυξη των αναχωμάτων δεν είναι εφικτή λόγω της έλλειψης χώρου, αναπτύσσεται κατασκευή υπόγειας δεξαμενής ή γίνεται πρόσθετη ενίσχυση της εξωτερικής δεξαμενής.

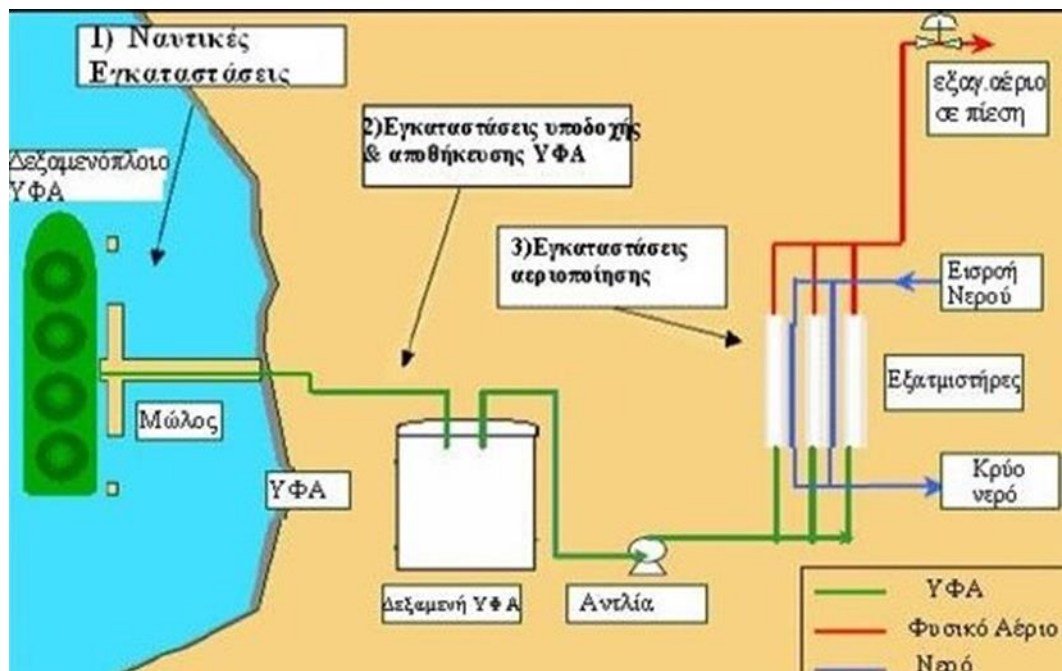
2.6 Η ΕΠΑΝΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ LNG

Όταν μια αποστολή υγροποιημένου φυσικού αερίου φτάνει στον προορισμό της πρέπει να επαναεριοποιείται. Η επαναεριοποίηση είναι μια σχετικά απλή λειτουργία, κατά την οποία θερμαίνεται το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο έως το σημείο στο οποίο επανέρχεται στην αρχική αέρια κατάσταση. Βασικό στοιχείο αυτής της φάσης συνιστά

ο τερματικός σταθμός LNG, ο οποίος είναι εξοπλισμένος με θαλάσσιες εγκαταστάσεις προβλήτας, για την εκφόρτωση του υλικού, ειδικές δεξαμενές για την αποθήκευσή του, εξοπλισμούς επαναεριοποίησης (μονωμένες δεξαμενές) καθώς και άλλες υποδομές.

Όταν τα δεξαμενόπλοια φτάνουν στον τερματικό σταθμό, το LNG εκφορτώνεται και αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές, στην ίδια ατμοσφαιρική πίεση και θερμοκρασία που χρησιμοποιείται και στα πλοία κατά τη μεταφορά του. Στη συνέχεια αποστέλλεται στη μονάδα επαναεριοποίησης του τερματικού, όπου επαναμετατρέπεται στη φυσική αέρια μορφή μέσω μιας ελεγχόμενης αύξησης της θερμοκρασίας. Πρόκειται για δεξαμενές διπλού τοιχώματος, οι οποίες μέσω αντλιών που είναι εγκατεστημένες σε αυτές εξάγουν το LNG σε υψηλή πίεση από τις δεξαμενές προκειμένου στη συνέχεια το υπό πίεση αέριο να εισαχθεί εκ νέου με εναλλάκτες θερμότητας και να μετατραπεί στην αέρια κατάσταση. Η τεχνολογία που χρησιμοποιείται περιλαμβάνει εξατμιστήρες οι οποίοι χρησιμοποιούν είτε το θαλασσινό νερό είτε καυστήρες φυσικού αερίου ως μέσο θέρμανσης (Δεληγεώρογλου, 2017). Όταν ολοκληρωθεί αυτή η διαδικασία και το αέριο έχει επεκταθεί στον φυσικό του όγκο, είναι έτοιμο για αποστολή στο εθνικό δίκτυο φυσικού αερίου μέσω αγωγού.

Γενικότερα, σε μικρή κλίμακα, το LNG είναι δυνατό να παράγεται από την υγροποίηση του αερίου, προερχόμενο από αγωγό, να αποθηκεύεται και να επαναεριοποιείται ώστε να διανεμηθεί μέσω αγωγών προς κατανάλωση, ιδιαίτερα όταν η ζήτηση είναι υψηλή κατά (EIA, May 2013) τη διάρκεια της χειμερινής περιόδου. Αυτά τα μικρά εργοστάσια επαναεριοποίησης ονομάζονται “peakshaving plants”. Οι εγκαταστάσεις αυτές είναι συμφέρουσες από οικονομικής άποψη, διότι επιτρέπουν την παραγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου κοντά στην τοποθεσία όπου πρόκειται να χρησιμοποιηθεί, γεγονός που μειώνει το κόστος για τους καταναλωτές.



Εικόνα: Τυπικός τερματικός σταθμός υποδοχής/ αεριοποίησης ΥΦΑ

Πηγή: Kireas 2007, Γενικές πληροφορίες για το υγροποιημένο φυσικό αέριο

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο

ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

3.1 ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΓΟΡΑΣ

Από τις πρώτες εμπορικές συναλλαγές LNG τη δεκαετία του 1960 μέχρι τη δεκαετία του 1970, οπότε και καθιερώθηκε το διεθνές εμπόριο LNG, με την επακόλουθη ανάγκη για πλοία μεταφοράς, η αγορά του παρουσίαζε αρκετή σταθερότητα και χαρακτηριζόταν από μακροχρόνιες συμβάσεις (Pitblado και λοιποί, 2006).

Γενικά, στον κλάδο του LNG επικρατούν ολιγοπωλιακές συνθήκες, δεδομένου του τεράστιου κόστους κατασκευής των μονάδων υγροποίησης και επαναεριοποίησης. Κυρίαρχοι παίκτες στην αγορά αυτή είναι μεγάλες εταιρίες πετρελαίου και φυσικού αερίου που ελέγχονται ή ρυθμίζονται από το κράτος, και κάποιοι ανεξάρτητοι εφοπλιστές, ενώ οι παίκτες που καθορίζουν τις συνθήκες της αγοράς είναι οι εταιρίες που κατέχουν τα τερματικά υγροποίησης και επαναεριοποίησης, μέσω των οποίων ελέγχονται οι προγραμματισμένες μεταφορές LNG. Επακόλουθα λοιπόν οι τερματικοί σταθμοί φόρτωσης και παραλαβής ΥΦΑ, που εξυπηρετούν συγκεκριμένες διαδρομές συνδέουν την προσφορά και τη ζήτηση πλοίων με αυτές.

Στο πλαίσιο της παγκόσμιας τάσης για ιδιωτικοποίηση των ενεργειακών αγορών, πραγματοποιούνται στην αγορά ΥΦΑ μετασχηματισμοί που επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από την απελευθέρωση στις αγορές αερίου. Οι αλλαγές στο πεδίο της αγοράς αερίου οδήγησαν σε περισσότερες συμφωνίες συνεργασίας και στη δημιουργία κοινοπραξιών μεταξύ των συντελεστών της αγοράς (Wang and Notteboom, 2011). Ορισμένοι ανεξάρτητοι πλοιοκτήτες επενδύουν σε έργα υγροποίησης, συνάπτοντας μακροχρόνια συμβόλαια, με διάρκεια 20ετίας συνήθως, κάποια από τα οποία λαμβάνουν χώρα πριν ακόμα ολοκληρωθούν τα επενδυτικά έργα.

Επίσης, ένα μερίδιο ναυτιλιακών εταιριών προβαίνει σε επενδύσεις σε τερματικούς σταθμούς παραλαβής LNG ή ακόμα μετατρέπουν τα πλοία τους σε πλωτές μονάδες παραγωγής η επαναεριοποίησης ΥΦΑ (Wang and Notteboom, 2011).

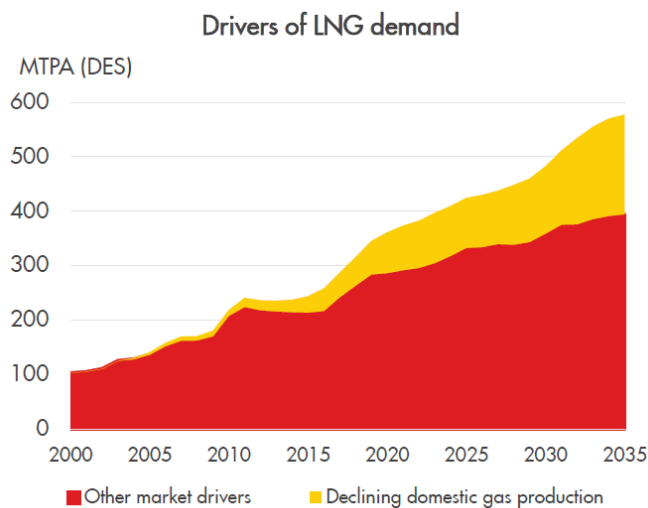
Παράλληλα, τα τελευταία χρόνια έχει όμως αρχίσει να αναπτύσσεται και η βραχυχρόνια αγορά (spot market), την οποία οι εταιρείες αξιοποιούν σε μία προσπάθεια να επιτύχουν καλύτερες τιμές και ευνοϊκότερους όρους διαπραγμάτευσης.

Η δομή της διεθνούς αγοράς LNG επηρεάζει το τρέχον και μελλοντικό εμπόριο υγροποιημένου φυσικού αερίου. Ζητήματα – κλειδιά περιλαμβάνουν:

- Διαφορές στην ιστορία και τους μηχανισμούς τιμολόγησης μεταξύ Ατλαντικού και Ειρηνικού: η διαφορά τους έγκειται στο γεγονός ότι οι χώρες του πρώτου χρησιμοποιούν εγχώρια αποθέματα και εισάγουν μέσω αγωγών, με το LNG να λειτουργεί συμπληρωματικά στη ζήτηση φυσικού αερίου, ενώ οι χώρες του δεύτερου εξαρτώνται σχεδόν αποκλειστικά από την εισαγωγή LNG.
- Πρόσφατες αλλαγές της αγοράς που αυξάνουν την ευελιξία στο εμπόριο του υγροποιημένου φυσικού αερίου.
- Την πτωτική τάση του κόστους του LNG σε όλη την αλυσίδα του.
- Την προσθήκη νέων συμμετεχόντων στην αγορά.

(EIA, 2003)

Το 2012 το παγκόσμιο εμπόριο LNG κυμάνθηκε στους 236,3 εκατομ. τόνους, μέγεθος που αντιστοιχούσε στο 29% της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου και πάνω από το 40% του συνόλου των εισαγωγών μέσω αγωγών, (GIIGNL, 2013) ενώ το 2017 έφτασε τους 292, 4 εκατομ. τόνους. Επίσης, 39 χώρες εισήγαν LNG και 18 το εξήγαν. Από την πλευρά της ζήτησης, οι ασιατικές χώρες αντιπροσώπευαν το 2107 το 74% των εισαγωγών ΥΦΑ. Παράλληλα, ο αριθμός των αγορών που εισάγουν υγροποιημένο φυσικό αέριο συνεχίζει να αυξάνει καθώς οι χώρες στρέφονται στην εισαγωγή προκειμένου να καλύψουν ζήτηση για αέριο.



Διάγραμμα: Παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση για LNG

Πηγή: Shell LNG Outlook, 2018

Στο εμπόριο του LNG καθοριστικούς παράγοντες για τον προσδιορισμό της τιμής του αλλά και για τις διαδρομές που αυτό ακολουθεί μέσω θαλάσσης, στην περίπτωση που αναλύουμε, συνιστούν η ζήτηση και η προσφορά.

3.2 Η ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG

Σε γενικές γραμμές οι τιμές των αγαθών διαμορφώνονται μέσω του μηχανισμού της αγοράς, δηλαδή βάσει του σημείου ισοροπίας μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης, με την αγορά και τη ζήτηση να αντιδρούν στις εναλλαγές της τιμής των αγαθών που προσδιορίζονται από την αγορά. Η αγορά του φυσικού αερίου, ωστόσο, είναι ανελαστική, γεγονός που σημαίνει ότι η ζήτηση για φυσικό αέριο δεν παρουσιάζει μεγάλη προσαρμοστικότητα (ελαστικότητα) στις μεταβολές της τιμής του. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται εν μέρει στο γεγονός ότι το φυσικό αέριο δεν έχει τέλει υποκατάστατο, επομένως η ζήτηση από τους καταναλωτές για φυσικό αέριο είναι δύσκολο να ακολουθήσει τυχόν αυξομειώσεις της τιμής του φυσικού αερίου. Ο λόγος είναι ότι οι χώρες και οι καταναλωτές εμφανίζουν δυσκολία αποδέσμευσης από το φυσικό αέριο, από τη στιγμή που δεσμεύονται στη χρήση του, λόγω των υψηλών κεφαλαιακών και εξοπλιστικών απαιτήσεων που είναι απαραίτητες προκειμένου να λειτουργήσει το δίκτυο φυσικού αερίου. Η λύση της αποθήκευσης του φυσικού αερίου

για μεγάλο χρονικό διάστημα, εξάλλου, ενδέχεται να μην είναι πάντα εφικτή λόγω των προβλημάτων που προκύπτουν από τη συνεχόμενη ροή του προϊόντος.

Σε περιπτώσεις που η αγορά φυσικού αερίου δεν είναι δυνατό να καλυφθεί από το υπάρχον δίκτυο αγωγών ή δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα η κατασκευή ενός δικτύου αγωγών, παρουσιάζεται ζήτηση για LNG.

3.2.1 Παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση για LNG

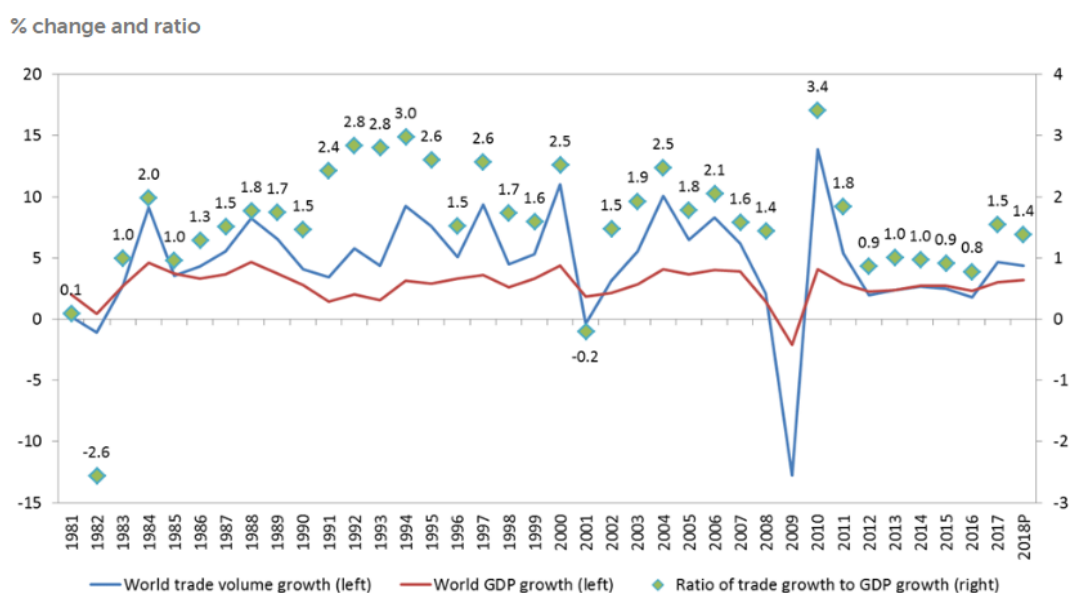
3.2.1.1 Κατάσταση της παγκόσμιας οικονομίας

Η ζήτηση για LNG σχετίζεται με τη ζήτηση για φυσικό αέριο για εμπορική και οικιακή χρήση. Στους παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση αυτή περιλαμβάνονται οι οικονομικές συνθήκες, το γεγονός ότι είναι εποχιακή και ανελαστική ζήτηση και φυσικά οι τιμές του πετρελαίου (EIA, May 2013), το οποίο αποτελεί υποκατάστατο αγαθό. Συνεπακόλουθα, αν αυξηθεί η τιμή των καυσίμων πετρελαίου, οι καταναλωτές θα στραφούν στο φυσικό αέριο αυξάνοντας τη ζήτησή του ή αν μειωθεί η τιμή του φυσικού αερίου, θα αυξηθεί η ζητούμενη ποσότητά του με βάση την οικονομική θεωρία. Συγκεκριμένα, η ζήτηση φυσικού αερίου κορυφώνεται συνήθως τους ψυχρότερους μήνες γιατί χρησιμοποιείται ως μέσο θέρμανσης και βέβαια ελαττώνεται τους θερμότερους, με μια μικρή αύξηση το καλοκαίρι για να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις των ηλεκτρικών γεννητριών. Αντιστρόφως, ένας εξαιρετικά θερμός χειμώνας μπορεί να οδηγήσει σε πολύ μεγάλες απαιτήσεις ψύξης, αυξάνοντας έτσι την καλοκαιρινή ζήτηση για φυσικό αέριο (<http://www.naturalgas.org/>). Όλα τα παραπάνω καθιστούν έντονες τις διακυμάνσεις της ζήτησης. Για να ανταποκριθεί συνεπώς η αγορά σε αυτές τις διαφοροποιήσεις απαιτείται ευελιξία, δηλαδή ικανότητα προσαρμογής της προσφοράς στις προβλέψιμες μεταβολές της ζήτησης, καθώς και προσαρμογή στις ακανόνιστες διακυμάνσεις της ζήτησης (Vanem και λοιποί, 2008).

Ενώ η ζήτηση του φυσικού αερίου είναι συνήθως εποχιακή, δεν ισχύει το ίδιο και για την παραγωγή του, με αποτέλεσμα οι παραγωγοί να αυξάνουν το απόθεμά τους προκειμένου να μετριάσουν την ποσότητα που κυκλοφορεί στην αγορά. Κάποιες φορές, το πλεόνασμα φυσικού αερίου υγροποιείται με σκοπό να αποθηκευθεί. Συνήθως, οι χώρες που εξάγουν LNG έχουν περισσότερο φυσικό αέριο από όσο

χρειάζονται να καταναλώσουν και για το λόγο αυτό, οπότε μία λύση είναι να το υγροποιήσουν, να το αποθηκεύσουν και να το πωλήσουν μετέπειτα στις διεθνείς αγορές.

Μεγάλη επιρροή στη ζήτηση για θαλάσσιες μεταφορές ασκεί, επιπλέον, η αύξηση του παγκόσμιου ΑΕΠ, σε όρους οικονομικής ανάπτυξης. Η ζήτηση για αγαθά και υπηρεσίες, στον βιομηχανικό και εμπορικό κυρίως τομέα, που συμβαίνει κατά τις περιόδους οικονομικής ανάπτυξης, συνεπάγεται αύξηση της ποσότητας του φυσικού αερίου που μεταφέρεται δια θαλάσσης, ενώ αντίστοιχα, παρατηρείται μείωση στην διακίνηση του προϊόντος σε περιόδους που η οικονομία γνωρίζει ύφεση.



Source: WTO and UNCTAD for trade, consensus estimates for GDP.

Διάγραμμα: Αναλογία του παγκόσμιου ρυθμού αύξησης του όγκου του εμπορίου εμπορευμάτων προς την παγκόσμια αύξηση του πραγματικού ΑΕΠ, 1981-2018

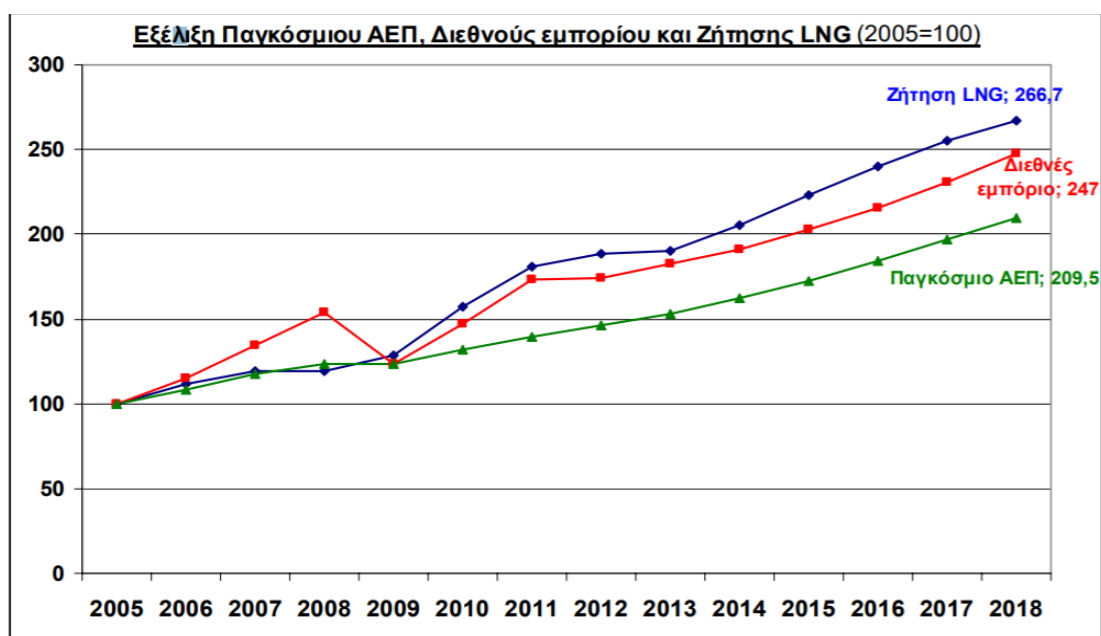
Πηγή: https://www.wto.org/english/news_e/pres18_e/pr820_e.htm

Σύμφωνα με στοιχεία του World Trade Organization, ο όγκος του παγκόσμιου εμπορίου εμπορευμάτων, ιστορικά, έχει αυξηθεί περίπου 1,5 φορές ταχύτερα από το παγκόσμιο πραγματικό ΑΕΠ σε συναλλαγματικές ισοτιμίες της αγοράς. Ο λόγος της αύξησης του εμπορίου προς την αύξηση του ΑΕΠ (αναφερόμενος ως "ελαστικότητα του εμπορίου σε σχέση με το εισόδημα") αυξήθηκε πάνω από 2,0 στη δεκαετία του 1990, αλλά μειώθηκε στο 1,0 κατά τα επόμενα πέντε έτη μετά τη χρηματοπιστωτική κρίση (2011-2016). Αυτό το μέτρο ελαστικότητας ανέκαμψε από 0,8 το 2016 σε 1,5 το

2017, το οποίο είναι κοντά στον ιστορικό μέσο όρο. Η ισχυρότερη αύξηση του εμπορίου σε σχέση με την αύξηση του ΑΕΠ αναμένεται να συνεχιστεί τουλάχιστον μέσα στο 2018.

Η επιτάχυνση της αύξησης του όγκου του παγκόσμιου εμπορίου εμπορευμάτων στο 4,7% το 2017 από 1,8% το 2016 βασίστηκε ευρέως, λόγω της αυξανόμενης ζήτησης για εισαγωγές μεταξύ περιφερειών, αλλά κυρίως στην Ασία. Τα μεγαλύτερα κέρδη καταγράφηκαν στην πλευρά των εισαγωγών στις αναπτυσσόμενες οικονομίες, όπου ο ρυθμός αύξησης του εμπορίου αυξήθηκε σε 7,2% το 2017 από 1,9% το 2016. Η ζήτηση για εισαγωγές σημείωσε επίσης αύξηση στις ανεπτυγμένες χώρες, αν και λιγότερο δραματικά, καθώς αυξήθηκε ο όγκος του εμπορίου 3,1% το 2017 από 2,0% το 2016. Εν τω μεταξύ, οι εξαγωγές εμπορευμάτων αυξήθηκαν 3,5% στις ανεπτυγμένες χώρες και 5,7% στις αναπτυσσόμενες χώρες πέρυσι, από 1,1% και 2,3% αντίστοιχα το προηγούμενο έτος.

Όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα η ζήτηση για LNG ακολουθεί την αύξηση του διεθνούς εμπορίου όσο και την αύξηση του ΑΕΠ.



Διάγραμμα: Εξέλιξη Παγκόσμιου ΑΕΠ, Διεθνούς Εμπορίου και Ζήτησης LNG

Πηγή: Δαγκαλίδης, 2013

3.2.1.2 Οι θαλάσσιες διαδρομές του εμπορίου LNG

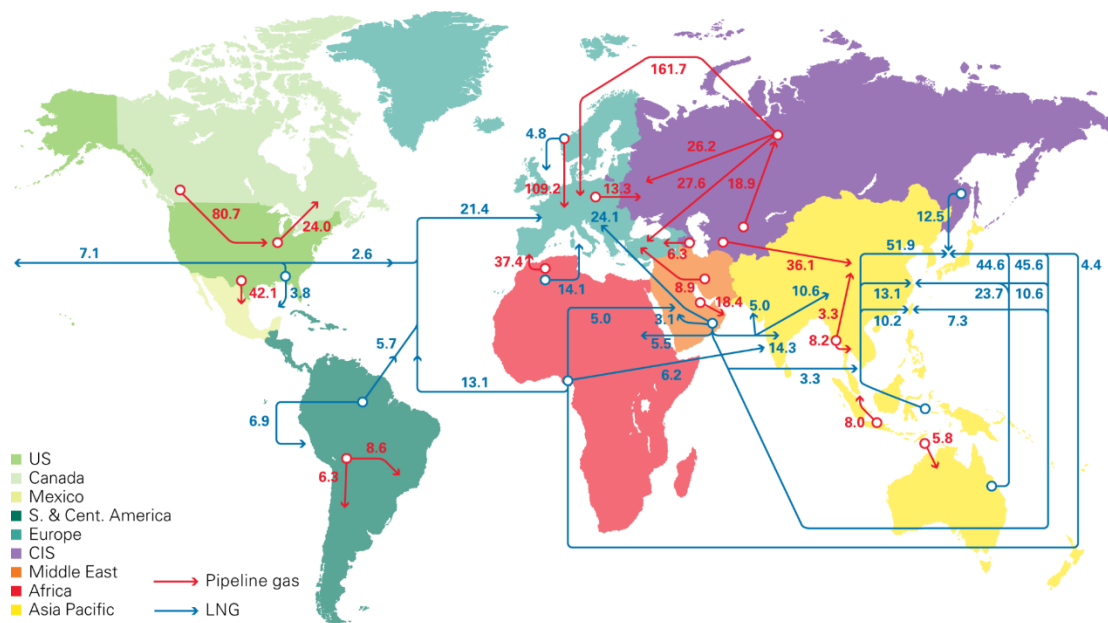
Προκειμένου να κατανοήσουμε τη σχέση μεταξύ του εμπορίου του υγροποιημένου φυσικού αερίου και της παγκόσμιας οικονομίας είναι σημαντικό να εξετάσουμε ένα βασικό χαρακτηριστικό του θαλάσσιου εμπορίου, το οποίο είναι η εποχικότητα, λόγω της οποίας και παρουσιάζει βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις. Παραδείγματος χάριν, τα υψηλότερα επίπεδα κατανάλωσης ενέργειας στο βόρειο ημισφαίριο, κατά τους χειμερινούς μήνες, αποτελούν ένας από τους λόγους για τους οποίους θα χαρακτηρίζαμε τη ζήτηση για ΥΦΑ κυκλική.

Σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα, το εμπόριο συγκεκριμένων εμπορευμάτων μπορεί να ακολουθήσει μια διαφορετική πορεία ανάπτυξης από την παγκόσμια οικονομία στο σύνολό της, λόγω των αλλαγών στη ζήτηση για το συγκεκριμένο εμπόρευμα, όπως είναι η ζήτηση για άνθρακα και πετρέλαιο ως κύρια πηγή ενέργειας.

Σε μακροχρόνια βάση, παρατηρώντας τα οικονομικά χαρακτηριστικά των βιομηχανιών που παράγουν και καταναλώνουν φυσικό αέριο, μας δίνεται η δυνατότητα να προσδιορίσουμε την τάση του εμπορίου του.

Τέτοια χαρακτηριστικά είναι, για παράδειγμα, μία μεταβολή στη ζήτηση ή στην πηγή προέλευσης του αερίου, στην τοποθεσία αποθήκευσής του ή μετεγκατάσταση των εγκαταστάσεων υγροποίησης, που αλλάζει τη διάρθρωση του εμπορίου, καθώς και μία μεταβολή στον χρόνο, δηλαδή στην πολιτική των φορτωτών για απόκτηση σε συγκεκριμένο χρόνο αυτών που απαιτούν, ή των κρατών παραγωγής, προκαλώντας ριζικές μετατροπές στην αγορά.

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται οι κυριότερες διαδρομές φυσικού αερίου είτε στην αέρια είτε στην υγρή κατάσταση για το 2017:



Διάγραμμα: Οι μεγαλύτερες εμπορικές ροές φυσικού αερίου παγκοσμίως (δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα)

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, June 2018

Η μεγαλύτερη διαδρομή ροής του παγκόσμιου εμπορίου συνεχίζει να είναι το εμπόριο μεταξύ των χωρών που χωρίζει ο ειρηνικός ωκεανός. Συνεχής ανάπτυξη παρατηρείται τόσο από την πλευρά της κινεζικής όσο και της ινδικής ζήτησης για ΥΦΑ, ζήτηση η οποία καλύπτεται σε μεγάλο βαθμό από τις αυστραλιανές εξαγωγές LNG.

Η αυξημένη ανάγκη της Κίνας μάλιστα για ΥΦΑ, κατά το 2017, αντιπροσώπευσε σχεδόν το ήμισυ της παγκόσμιας επέκτασης, με την Κίνα να αποτελεί τον δεύτερο μεγαλύτερο εισαγωγέα LNG μετά την Ιαπωνία, ξεπερνώντας την Κορέα. Στο σημείο αυτό σημαντικό ρόλο διαδραματίζει το Κατάρ, με την εξαγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου προς την Ιαπωνία και τη Νότια Κορέα, καθιστώντας το εμπόριο μεταξύ Μέσης Ανατολής και Ειρηνικού δεύτερο στην κατάταξη ως προς τον όγκο του.

Το 2017 LNG εισήγαγαν 39 χώρες από 18 χώρες εξαγωγής. Γενικότερα, κατά τη διάρκεια του 2017 η αύξηση των εξαγωγών φυσικού αερίου οφειλόταν σε μεγάλο βαθμό από στο LNG της Αυστραλίας και των ΗΠΑ, με όγκο 17 και 13 δις. κυβικά μέτρα αντίστοιχα, καθώς και από τις εξαγωγές του ρωσικού αγωγού (15 δις. κυβικά μέτρα). Συγκεκριμένα, η αύξηση των εγκαταστάσεων υγροποίησης φυσικού αερίου

στην Αυστραλία και στις ΗΠΑ οδήγησε στην αύξηση του εμπορίου του ΥΦΑ κατά περισσότερο από 10% το 2017, γνωρίζοντας έτσι την ισχυρότερη ανάπτυξή του από το 2010. Χαρακτηριστικό είναι ότι ενώ το 2015 εξήχθη υγροποιημένο φυσικό αέριο από τις ΗΠΑ απευθείας σε 4 μόλις χώρες, το 2017 ο αριθμός αυξήθηκε σε 25 χώρες. Αναμένεται γενικά ότι το θαλάσσιο εμπόριο μεγάλων αποστάσεων από τις ΗΠΑ προς την Ασία θα συμβάλλει θετικά στην αύξηση του εμπορίου του ΥΦΑ. Αυτή η συνεχιζόμενη δραστηριοποίηση των ΗΠΑ ως σημαντικού εξαγωγέα ΥΦΑ αποτέλεσε ίσως τη μεγαλύτερη εξέλιξη στο πρότυπο του θαλάσσιου εμπορίου ΥΦΑ για το 2017

Για το ίδιο έτος ο μεγαλύτερος όγκος εμπορίου για τις περιφερειακές εμπορικές ροές, αφορά στις ενδοπεριφερειακές ροές LNG μεταξύ των εξαγωγέων και των εισαγωγέων στην περιοχή Ασίας-Ειρηνικού, ενώ ακολουθούν σε όγκο εμπορίου οι εξαγωγές από τη Μέση Ανατολικές προς την Ασία.

Το 2017 ποσότητες LNG μεταφέρθηκαν παγκοσμίως σε συνολικά 275 εμπορικές διαδρομές, αριθμός σαφώς αυξημένος σε σχέση με μία δεκαετία νωρίτερα όπου οι διαδρομές που ακολούθουσε το LNG ήταν 86 αλλά και συγκριτικά με το 2012 που μετρούσε 168 θαλάσσιες διαδρομές.

Με βάση τα παραπάνω θα μπορούσαμε να πούμε ότι το θαλάσσιο εμπόριο ΥΦΑ έχει διαφοροποιηθεί πλέον συγκριτικά με το πρόσφατο παρελθόν, καθώς παρουσιάζει μεγαλύτερη ποικιλία αλλά είναι και πιο περίπλοκο.

LNG Trade Patterns

mt	Atlantic-Atlantic	Atlantic-Pacific	Atlantic-Mid East	Mid East-Atlantic	Mid East-Pacific	Mid East-Mid East	Pacific-Atlantic	Pacific-Pacific	Pacific-Mid East	Total*
1997	18.28	0.06		1.04	6.60		1.04	56.17		83.19
1998	18.73	0.11		1.43	7.43		0.92	56.08		84.70
1999	21.25	0.23		1.60	10.03		1.03	58.49		92.62
2000	27.57			1.95	15.65		0.83	56.65		102.64
2001	27.93			2.22	21.03		0.64	54.83		106.65
2002	30.36			4.32	20.86		0.81	56.59		112.94
2003	38.59	0.28		2.42	23.94		0.67	59.29		125.19
2004	37.83	0.61		4.84	25.85		1.29	61.34		131.77
2005	43.55	0.29		5.41	27.30		1.12	64.27		141.96
2006	50.54	4.29		5.32	33.27		0.54	65.60		159.57
2007	51.17	9.60		5.89	38.27		0.56	65.95		171.44
2008	44.78	17.85		6.21	38.26		0.39	65.33		172.83
2009	48.34	10.44	0.24	15.70	35.18	0.06	0.67	71.55	0.44	182.61
2010	48.20	12.27	0.88	30.18	43.65	1.06	1.61	83.47	0.24	221.55
2011	42.14	17.86	1.12	38.14	55.83	2.12	2.21	86.44	0.69	246.55
2012	35.74	22.48	1.05	25.75	67.40	1.93	1.88	83.34	0.06	239.63
2013	31.31	22.90	0.74	19.23	76.70	2.33	1.19	86.65	0.06	241.12
2014	32.02	24.72	1.94	19.10	75.21	2.14	0.98	89.14	0.28	245.53
2015	30.74	20.38	4.10	22.74	65.84	4.60	0.91	99.13	1.14	249.58
2016	30.47	17.52	7.35	19.09	65.58	8.93	1.65	116.36	1.15	268.10
2017	34.43	25.71	8.77	19.36	65.03	6.95	2.73	129.34	0.14	292.45

*Includes re-export volumes. Source: GIIGNL, Clarksons Research.

Πίνακας: Διαχρονική εξέλιξη των προτύπων του εμπορίου LNG

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Ιστορικά, η ανάγκη για μελλοντική κάλυψη των δαπανηρών έργων LNG, είχε ως αποτέλεσμα η πλειοψηφία του εμπορίου ΥΦΑ να διεξάγεται μέσω μακροπρόθεσμων συμβάσεων (περίπου 25 χρόνια). Η τιμολόγηση γινόταν κυρίως με βάση το δείκτη που ο οποίος συνδέεται με τους δείκτες τιμών πετρελαίου. Η ανάπτυξη και διαφοροποίηση ωστόσο της αγοράς LNG έχει καταστήσει τους συμβαλλόμενους εξαγωγείς και εισαγωγείς έχουν πιο πρόθυμους να χρησιμοποιούν βραχυπρόθεσμες ή και άμεσες συμβάσεις, και νέες μορφές τιμολόγησης που βασίζονται σε δείκτες αναφοράς για το φυσικό αέριο έχουν προκύψει. Το 2000, το 98% του εμπορίου ΥΦΑ βασίστηκε σε μακροπρόθεσμες συμβάσεις (4 έτη ή περισσότερο), μερίδιο που είχε μειωθεί στο 70% μέχρι το 2017 (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research). Πλέον με την πάροδο του χρόνου παρατηρείται ότι το θαλάσσιο εμπόριο του LNG που διεξάγεται μέσω βραχυπρόθεσμων συμβολαίων παρουσιάζει αυξητική τάση. Πιο συγκεκριμένα ενώ το 2000 μόνο 3% του όγκου του εμπορίου ΥΦΑ αφορούσε την spot αγορά, το 2017 έφτασε στα επίπεδα του 27% του όγκου του εμπορίου.

3.2.1.3 Μέση απόσταση θαλάσσιων διαδρομών (Average haul)

Η ζήτηση για χωρητικότητα πλοίων αυξάνεται καθώς αυξάνονται οι αποστάσεις που πρόκειται να διανύσουν τα μεταφερόμενα φορτία. Η επιρροή αυτή που ασκεί η απόσταση στη ζήτηση είναι γνωστή ως “average haul” και μετράται σε τονο-μίλια, τα οποία ορίζονται ως η ποσότητα του φορτίου που μεταφέρεται πολλαπλασιασμένη με τη μέση απόσταση μεταφοράς του. Ένα παράδειγμα που καταδεικνύει την επιρροή της μέσης απόστασης στη ζήτηση για χωρητικότητα είναι η πλάτυνση της διώρυγας του Παναμά. Το γεγονός ότι περισσότερα πλοία σε σχέση με το παρελθόν έχουν τώρα πια τη δυνατότητα να τη διασχίσουν, συνεπάγεται μείωση των τονομιλίων για τα πλοία και συνεπακόλουθη μείωση της ζήτησης για χωρητικότητα που προκύπτει από την υπερπροσφορά των πλοίων στην αγορά. Στο παρελθόν, αντιστρόφως, το κλείσιμο της διώρυγας του Σουέζ, κατά τη διάρκεια της αραβο-ισραηλινής κρίσης, οδήγησε σε αύξηση των τονομιλίων, καθώς τα πλοία καλούνταν πια να ακολουθήσουν διαφορετική

πορεία, μέσω του Ακροτηρίου της Καλής Ελπίδας. Ως εκ τούτου, η ζήτηση για χωρητικότητα παρουσίασε αύξηση, ενώ ταυτόχρονα αυξήθηκαν οι παραγγελίες νέων πλοίων προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση αυτή.

Ανάλογα με τις εξελίξεις στην παγκόσμια αγορά των μεταφορών, μεταβάλλεται και η μέση διανυόμενη απόσταση. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται αύξηση της μέσης διανυόμενης απόστασης στη μεταφορά LNG. Υπάρχουν περιπτώσεις που είναι πιο συμφέρουσα η προμήθεια φυσικού αερίου από μια μακρινή πηγή τροφοδοσίας σε σχέση με μία κοντινότερη (Καπάδαης, 2014), ενδεχομένως επειδή μία στρέβλωση (μη ορθή λειτουργία) της αγοράς, κρατάει την τιμή σε μη ανταγωνιστικά επίπεδα, παρά την μειωμένη απόσταση που πρόκειται να διανυθεί.

Επιπλέον, παράγοντες οι οποίοι αναμένεται να αποτελέσουν σημαντικές προκλήσεις και να επηρεάσουν τη ζήτηση για LNG τα επόμενα χρόνια είναι αξιοποίηση κοιτασμάτων σχιστολιθικού αερίου κυρίως από τις ΗΠΑ, που θα οδηγήσουν σε μεγάλες αλλαγές του ενεργειακού τοπίου, καθώς οι ΗΠΑ θα αποτελέσουν μεγάλη παραγωγό αλλά και εξαγωγό χώρα φυσικού αερίου, αλλά και η διάνοιξη νέων ναυτικών διαδρομών, όπως η αρκτική διαδρομή μέσω του Βόρειου Παγωμένου Ωκεανού, που καθιστά δυνατή τη μεταφορά για παράδειγμα του νορβηγικού αερίου προς την Άπω Ανατολή. Άλλη πρόκληση αποτελεί η κατασκευή νέων σταθμών αεριοποίησης που ετοιμάζει η Ρωσία στη χερσόνησο Yamal αλλά και σε άλλα πεδία που βρίσκονται πιο κοντά στην Ευρώπη.

Η μέση απόσταση του εμπορίου ΥΦΑ αυξήθηκε από 2,900 μίλια το 2000 σε 3,800 μίλια το 2107, με αποτέλεσμα η ζήτηση τονομιλίων να αυξηθεί από περίπου 300 δισεκατομμύρια το 2000 σε 2,000 τρισεκατομμύρια το 2016.

Μεταξύ 2017-2020 αναμένεται σταδιακή αύξηση των τονομιλίων LNG κατά 8%. Καθώς η Αυστραλία εισάγει στην αγορά νέες εγκαταστάσεις υγροποίησης ΥΦΑ αυξάνοντας συνεπακόλουθα το εμπόριο μεταξύ Αυστραλίας και Ασίας, προκαλεί παράλληλη αύξηση των τονομιλίων.

Για το 2018 και 2019 οι προβλέψεις δείχνουν άνοδο των τονομιλίων στο εμπόριο LNG κατά 9% περίπου, ποσοστό που θα ξεπεράσει την αύξηση του εμπορίου που αναμένεται να αυξηθεί κατά 5%, καθώς επιπλέον εγκαταστάσεις υγροποίησης στις ΗΠΑ θα κάνουν την είσοδό τους στην αγορά, τονώνοντας το εμπόριο ΗΠΑ – Ασίας και ΗΠΑ – Ευρώπης, με ταξίδια μεγάλω μέσων αποστάσεων, που θα οδηγήσουν σε αύξηση των

τονομιλίων αντίστοιχα. Η αύξηση αυτή των τονομιλίων αναμένεται παρά την πλάτυνση της διώρυγας του Παναμά, χωρίς την οποία η αύξηση στα τονομίλια θα ήταν ακόμα μεγαλύτερη.

Ωστόσο υπάρχει και ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει τη ζήτηση για χωρητικότητα σε LNG και αυτός είναι η ταχύτητα και η αποδοτικότητα των πλοίων. Στη ναυτιλία παρατηρείται αύξηση των απαιτήσεων ως προς τη χρήση του πλοίου, που λαμβάνει υπόψη τον παράγοντα χρόνο (αδράνεια, χρόνο διέλευσης καναλιών κ.ο.κ), και οι οποίες προκύπτουν από θέματα προγραμματισμού και ανεπάρκειας χρήσης, αντανακλώντας έτσι τον δυναμικό και βραχυπρόθεσμο χαρακτήρα του εμπορίου.

Η ευελιξία ως προς την εύρεση νέων προμηθευτών LNG και σύγχρονων πλοίων με αποδοτικότερες δεξαμενές φορτίου που επιτρέπουν στα πλοία να ταξιδεύουν πιο αργά ή να ακολουθούν λιγότερο άμεσες διαδρομές αυξάνουν τις επιλογές σε σχέση με τα σημεία πώλησης LNG. Αυτός ο αυξανόμενος τονο-χρόνος αναμένεται να οδηγήσει επίσης σε αυξημένη μελλοντική ζήτηση πλοίων (http://www.lngworldshipping.com/news/view,what-are-the-prospects-for-lngcarrier-tonnemile-demand-to-2020_46622.htm).

Χρήσιμο παράγοντα μέτρησης αποτελεί ο αριθμός των απαιτούμενων πλοίων ανά εκατομμύριο τόνων μεταφερόμενου LNG. Σύμφωνα με το τρέχον πρότυπο της αγοράς, παγκόσμιος μέσος όρος για την LNG ναυτιλία είναι 1.3 πλοία / μετρικό τόνο.

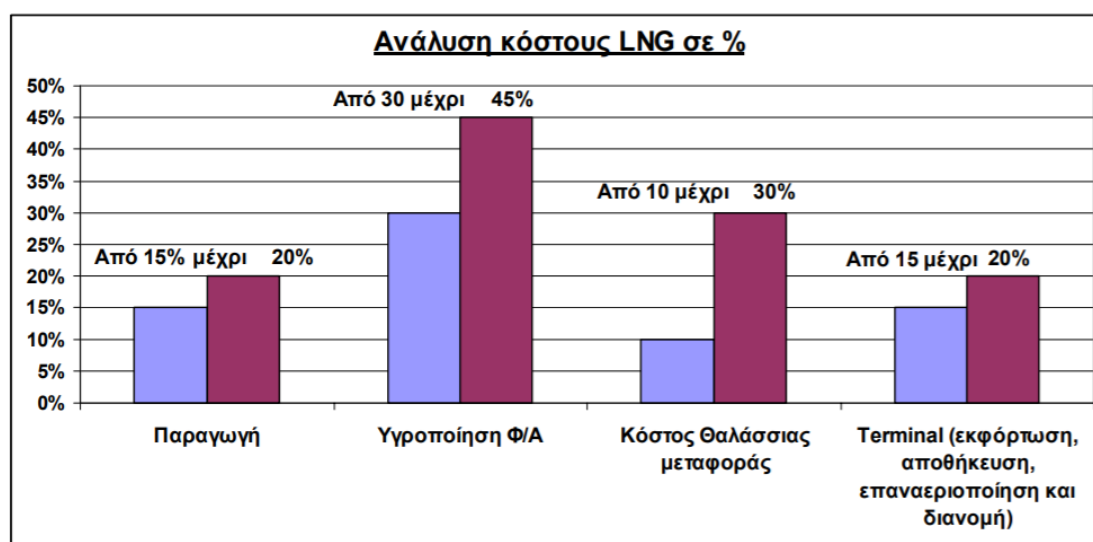
3.2.1.4 Πολιτικοί και γεωπολιτικοί παράγοντες

Οι πολιτικοί παράγοντες αναφέρονται στις στρατηγικές που υιοθετεί μια κυβέρνηση. Μπορεί να περιλαμβάνουν την παρέμβαση της κυβέρνησης στις εμπορικές και ναυτιλιακές υποθέσεις, καθώς και τη χρήση εμπορικών πολιτικών για την προστασία των εγχώριων προϊόντων έναντι ξένων αγαθών. Αυτοί οι παράγοντες περιλαμβάνουν την παρέμβαση της κυβέρνησης στις εμπορικές και ναυτιλιακές υποθέσεις, καθώς και τη χρήση εμπορικών πολιτικών για την προστασία των εγχώριων προϊόντων έναντι ξένων αγαθών. Άλλοι πολιτικοί παράγοντες αναφέρονται σε περιστατικά όπως οι πόλεμοι, οι επαναστάσεις, οι εθνικές κρίσεις ή ακόμα και απεργίες (Lun και λοιποί, 2010).

Γενικά, η πολιτική σταθερότητα αποτελεί προϋπόθεση για την οικονομική σταθερότητα και ευημερία, καθώς και για την ελκυστικότητα των επενδύσεων και τη δημιουργία σημαντικής οικονομικής αξίας (Lorange, 2010). Μολονότι ιστορικά μπορεί να διαπιστωθεί ότι πολύ συχνά οι ναύλοι αυξάνονται όταν υπάρχει πολιτική αστάθεια, μακροπρόθεσμα η ανάπτυξη της ναυτιλίας αποτελεί συνάρτηση της πολιτικής σταθερότητας (<https://www.ukessays.com/essays/economics/the-determinants-of-the-demand-for-shipping-services--economics-essay.php>).

3.2.1.5 Κόστος θαλάσσιας μεταφοράς

Μια απλοποιημένη αλυσίδα εφοδιασμού ΥΦΑ αποτελείται από τέσσερα στοιχεία: το κόστος της απόκτησης καυσίμων στην πηγή, το κόστος της διαδικασίας υγροποίησης, το κόστος μεταφοράς και το κόστος επαναεριοποίησης.



Διάγραμμα: Ανάλυση κόστους αλυσίδας εφοδιασμού LNG

Πηγή: Δαγκαλίδης, 2013

Σημαντική συνιστώσα της αλυσίδας εφοδιασμού του ΥΦΑ αποτελεί το κόστος μεταφοράς του, με μερίδιο στο συνολικό κόστος του υγροποιημένου φυσικού αερίου που κυμαίνεται μεταξύ 10-30% της τελικής τιμής που καταβάλλεται για το φυσικό αέριο. Πρόκειται ωστόσο για κόστος που είναι αρκετά πιο δυναμικό από ότι το κόστος που συνδέεται με τα υπόλοιπα στοιχεία της αλυσίδας εφοδιασμού. Οι δαπάνες που

σχετίζονται με τη μεταφορά αναφέρονται γενικά σε τέσσερα στοιχεία. Περιλαμβάνουν τα έξοδα μίσθωσης μεταφορέων μεθανίου, το κόστος καυσίμων, τα λιμενικά τέλη και τα τέλη που συνδέονται με τη θαλάσσια μεταφορά εμπορευμάτων (π.χ. τέλη διέλευσης καναλιών) και την ασφάλιση (Zajdler, 2014).

Ένας άλλος παράγοντας κόστους είναι η τιμή που καταβάλλεται για τα καύσιμα των πλοίων. Η κατανάλωση καυσίμου είναι άμεσα συναρτώμενη από την απόσταση και της ταχύτητα πλεύσης, ενώ αποτελεί τη δεύτερη μεγαλύτερη συνιστώσα κόστους μετά το κόστος ναύλωσης. Μια μείωση λοιπόν των τιμών των καυσίμων συνεπάγεται μείωση του λειτουργικού κόστους που συνδέεται με τη διάνυση μεγαλύτερων αποστάσεων μεταξύ των χωρών εισαγωγής και εξαγωγής φυσικού αερίου. Οι διάφοροι μηχανισμοί πλεύσης του πλοίου αλλά και οι επιλογές ως προς το είδος καυσίμου που θα χρησιμοποιηθεί προσθέτουν, ωστόσο, κάποια πολυπλοκότητα στο ζήτημα του κόστους. Τα περισσότερα πλοία LNG μπορούν να καίουν πετρέλαιο, φυσικό αέριο ή ένα μείγμα και των δύο. Ως εκ τούτου, ο υπολογισμός του κόστους καυσίμων είναι στενά συνδεδεμένος με αυτόν του αερίου “boil-off”, καθώς τα πλοία LNG έχουν τη δυνατότητα ρευστοποίησης του αερίου βρασμού, διατηρώντας ολόκληρο το φορτίο (ενώ λειτουργούν με κινητήρες ντίζελ με μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου).

Σε ότι αφορά στα τέλη διέλευσης καναλιών, τα έξοδα διαμετακόμισης ανέρχονται σε 300,000-500,000 USD ανά διέλευση πλοίου. Η διεύρυνση του καναλιού του Παναμά η οποία ολοκληρώθηκε το 2016, άνοιξε τη δρόμο προς την πλειοψηφία (περίπου 80%), των πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ να διέρχονται πλέον μέσω αυτού. Το έργο αυτό αποτέλεσε μια σημαντική εξέλιξη σε ότι αφορά στο πρόγραμμα εξαγωγών φυσικού αερίου των ΗΠΑ, καθώς η διέλευση μέσω καναλιών, όπως του Σουέζ και του Παναμά, μειώνει την απόσταση και το κόστος από την ακτή του Κόλπου των ΗΠΑ προς τις μεγάλες αγορές της Ασίας.

Άλλη μία κατηγορία κόστους αποτελούν τα λιμενικά τέλη. Τα στοιχεία και το επίπεδο των δαπανών φόρτωσης και εκφόρτωσης στα λιμάνια μπορεί να ποικίλλουν σημαντικά ανάλογα με την τοποθεσία. Για παράδειγμα, οι λιμένες σε λιγότερο σταθερές περιοχές μπορούν να επιβάλλουν μεγάλες επιβαρύνσεις ασφαλείας που σχετίζονται με τη διασφάλιση της ασφάλειας του σκάφους.

Τέλος, τα έξοδα ασφάλισης καθορίζονται βάσει των κριτηρίων κινδύνου τα οποία δεν επηρεάζονται από αλλαγές στην οικονομική κατάσταση.

Σύμφωνα με τους Wang και Notteboom (2011), τα έξοδα μεταφοράς είναι σε μεγάλο βαθμό είναι συνάρτηση της απόστασης μεταξύ των τερματικών υγροποίησης και επαναεριοποίησης. Το ΥΦΑ μπορεί να μεταφερθεί με μικρότερα πλοία αποκτώντας έτσι μεγαλύτερη ευελιξία στο εμπόριο και παράλληλα μειώνοντας τις απαιτήσεις αποθήκευσής του, ωστόσο, αυξάνεται και το κόστος του ανά μονάδα προϊόντος. Παρατηρούμε βέβαια τα τελευταία 50 χρόνια προοδευτική μείωση του κόστους θαλάσσιας μεταφοράς και σε αυτό έχει συμβάλει η αύξηση του μεγέθους των πλοίων μεταφοράς LNG, χάρη στις οικονομίες κλίμακας που δημιουργεί. Σήμερα τα μεγαλύτερα πλοία μεταφοράς ΥΦΑ έχουν χωρητικότητα 220.000-266.000 κυβικά μέτρα.

Άλλοι παράγοντες που συνέβαλαν στη μείωση του κόστους των θαλάσσιων μεταφορών είναι η υιοθέτηση αποτελεσματικότερης οργάνωσης των ναυτιλιακών επιχειρήσεων, η ανάπτυξη του συστήματος μεταφορών και η μεγαλύτερη αποδοτικότητα στους λιμένες, που επιπλέον βελτίωσαν την ποιότητα των υπηρεσιών.

Τα μειωμένα κόστη μεταφορών λοιπόν τείνουν να αυξήσουν τη ζήτηση για μεταφορά ΥΦΑ, με αντίκτυπο στις αποφάσεις για αγορά των καταναλωτών φυσικού αερίου, στην τοποθεσία των αγορών, στην προμήθεια φυσικού αερίου καθώς και στην τιμή του. Συγκεκριμένα, οι αποφάσεις σχετικά με τις τιμές του ΥΦΑ επηρεάζονται σημαντικά από το κόστος μεταφοράς του, ενώ μακροπρόθεσμα επηρεάζουν και την ανάπτυξη του αντίστοιχου εμπορίου.

Τέλος, η τάση για μεγέθυνση των πλοίων έχει εγείρει την ανάγκη για ανάπτυξη της δυναμικότητας στα λιμάνια ώστε να μπορέσουν να συμβαδίσουν με την ανάπτυξη της ναυτιλίας του LNG από την άποψη του χρόνου.

3.3 Η ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG

Ως προσφορά θαλάσσιας χωρητικότητας ορίζουμε το σύνολο του παγκόσμιου αριθμού πλοίων που είτε είναι διαθέσιμα στη αγορά είτε βρίσκονται εκτός αγοράς προσωρινά (παροπλισμένα ή υπό συντήρηση), ενώ συμπεριλαμβάνουμε σε αυτά και τον αριθμό των υπό κατασκευή πλοίων. Επιπλέον λαμβάνουμε υπόψη και τον αριθμό των πλοίων που δραστηριοποιούνται πιθανώς σε μία άλλη ναυτιλιακή αγορά τα οποία μπορούν

πιθανώς να ενισχύσουν μία άλλη ναυτιλιακή αγορά εάν κριθούν συμφέροντες οι όροι δραστηριοποίησής τους σε αυτή.

Η ναυτιλία χαρακτηρίζεται από έντονη κυκλικότητα, όπως αποδεικνύουν και στατιστικά στοιχεία. Όταν σε μια δεδομένη περίοδο οι τιμές των ναύλων υπερβαίνουν το επίπεδο ισορροπίας, η προσφορά κατά την επόμενη περίοδο θα είναι υψηλότερη από το επίπεδο ισορροπίας. Λόγω της υπερβάλλουσας προσφοράς οι τιμές των ναύλων μειώνονται κάτω από το επίπεδο ισορροπίας, οδηγώντας σε μείωση της προσφοράς και ούτω καθεξής. Διάφοροι παράγοντες μπορούν να καταστήσουν τους ναυτιλιακούς κύκλους μη προβλέψιμους, όπως οικονομικές και γεωπολιτικές εξελίξεις, έκτακτα γεγονότα, προσδοκίες και στρατηγικές εταιρειών. Σε γενικές γραμμές όμως η προσφορά του LNG είναι αρκετά ανελαστική επειδή τα περιθώρια προσαρμογής στις μεταβολές της ζήτησης είναι περιορισμένα. Ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης του μεταφορικού έργου LNG την περίοδο 2005-2012 ήταν 9%, δηλαδή πολύ μεγαλύτερος σε σχέση με τις άλλες κατηγορίες όπως το αργό πετρέλαιο (Δαγκαλίδης, 2013).

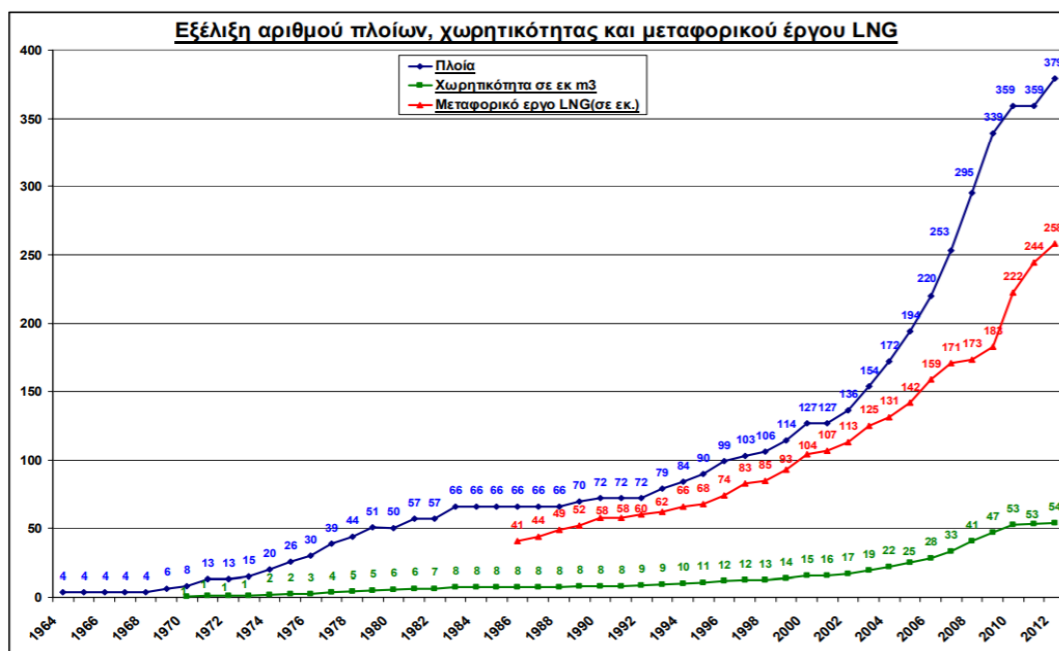
Τέλος, πρέπει να σημειώσουμε ότι η διαθεσιμότητα επιπλέον χωρητικότητας τείνει να δημιουργήσει ένα πλεόνασμα προσφοράς, για το οποίο οι πλοιοκτήτες δε θα αποζημιωθούν σύντομα από μια αύξηση στην ποσότητα LNG που αγοράζεται (BRS, Annual Review, 2013).

3.3.1 Παράγοντες που επηρεάζουν την προσφορά LNG

3.3.1.1 Χωρητικότητα του παγκόσμιου στόλου

Η συνολική προσφορά θαλασσίων μεταφορών καθορίζεται σημαντικά από τη συνολική χωρητικότητα του παγκόσμιου στόλου. Επιπλέον στη συνολική προσφορά συμβάλλει ο αριθμός των πλωτών μονάδων αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου (FSRU) και οι μονάδες αποθήκευσης στους τερματικούς σταθμούς των λιμένων.

Η χωρητικότητα του παγκόσμιου στόλου αναπτύσσεται με κυκλικές μετακινήσεις που διαρκούν έως και 20 χρόνια, με αποτέλεσμα τη διάθεση νέων τύπων πλοίων στην αγορά, ενώ σταδιακά καταργούνται τα παλαιότερα σχέδια ή τύποι πλοίων.



Πηγή: Piraeus Research, από επεξεργασία στοιχείων της CIGNL: The LNG Industry, διάφορα έτη & Clarkson "Shipping Review & Outlook"

Διάγραμμα: Εξέλιξη αριθμού πλοίων, χωρητικότητας και μεταφορικού έργου LNG

Πηγή: Δαγκαλιδής, 2013

Ακολουθώντας τις αυξημένες παραγγελίες νέων πλοίων που σημειώθηκαν κατά τα έτη 2011 με 2014, ο στόλος των LNG αυξήθηκε ραγδαία κατά τα τελευταία χρόνια. Βάσει κυβικών μέτρων, ο στόλος παρουσίασε αύξηση κατά 8,1% σε ολόκληρο το έτος 2017, ελαφρώς ταχύτερη σε σχέση με το 2016.

Κατά την τελευταία δεκαετία, η χωρητικότητα του στόλου LNG έχει υπερδιπλασιαστεί, παράλληλα και με την ταχεία επέκταση της παγκόσμιας ζήτησης φυσικού αερίου (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research). Τα πλοία που ανήκουν στην κατηγορία μεγαλύτερου μεγέθους φαίνεται πως κυριαρχούν σε ότι αφορά στην ανάπτυξη του στόλου τα τελευταία χρόνια, με τις παραδόσεις πλοίων από τα ναυπηγεία να αφορούν σχεδόν αποκλειστικά πλοία μεγέθους 150,000 cu.m, μέγεθος το οποίο αντιστοιχούσε στο 60% της συνολικής χωρητικότητας του στόλου στις αρχές του Ιουνίου 2018, ποσοστό το οποίο ανερχόταν σε περίπου 21% που στις αρχές του 2009.

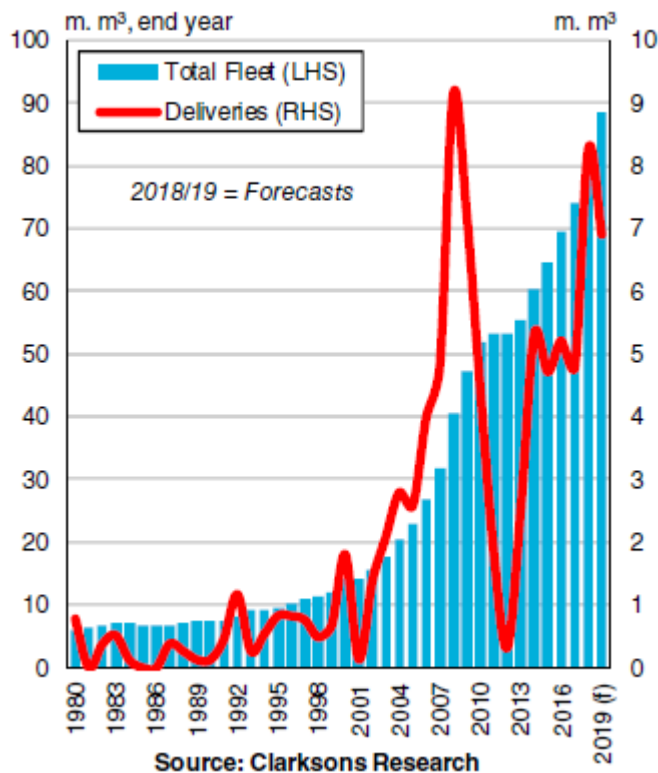
3.3.1.2 Ναυπηγήσεις και παραδόσεις νεότευκτων

Οι ναυπηγήσεις και παραδόσεις νέων πλοίων αποτελούν τον σημαντικότερο παράγοντα αύξησης της προσφοράς και επηρεάζουν την παραγωγική δυναμικότητα του παγκόσμιου στόλου, καθώς η ναυπηγική βιομηχανία είναι μια κυκλική βιομηχανία, με τη χρονική περίοδο από την τοποθέτηση μίας παραγγελίας μέχρι την τελική παράδοση του πλοίου να φτάνει έως και τα 4 έτη.

Το 2017 αναφέρθηκε η παράδοση 33 πλοίων χωρητικότητας 4,8 εκατομμυρίων m³. Πατηρείται ότι ο ρυθμός παράδοσης πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ διατηρήθηκε στα ίδια επίπεδα περίπου από το 2014 μέχρι και το 2017.

Ωστόσο, το ποσοστό των πλοίων που δεν παραδόθηκαν ήταν πολύ υψηλό κατά το ίδιο έτος, φθάνοντας σε ένα ρεκόρ της τάξης του 45% του βιβλίου παραγγελιών του έτους εκκίνησης, σε όρους χωρητικότητας, γεγονός που υποδηλώνει εκτεταμένες καθυστερήσεις ή αναβολή των παραγγελιών (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research).

Το πρώτο πεντάμηνο του 2018, 27 πλοία των 4,5 εκατομμυρίων m³ αναφέρθηκε ότι παραδόθηκαν από τα ναυπηγεία, αυξάνοντας έτσι τον ρυθμό των παραδόσεων, ενώ συνολικά οι παραδόσεις αναμένεται να αγγίξουν τα 8,3 εκατομμύρια m³, διατηρώντας το ρυθμό παραδόσεων σχετικά σταθερό σε σχέση με τα τελευταία χρόνια, ωστόσο κάτω από το ρεκόρ της χωρητικότητας των 9,2 εκατομμυρίων m³ που παραδόθηκαν το 2008.



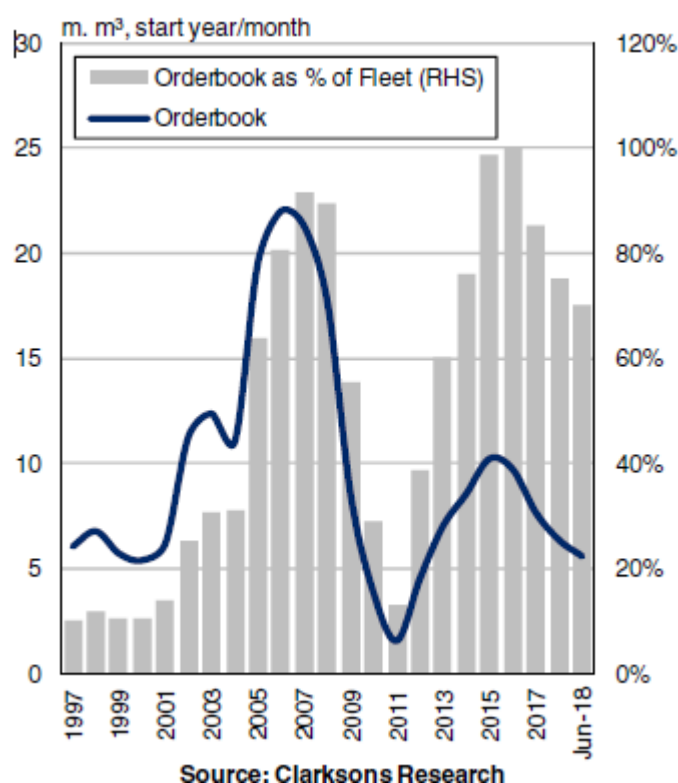
Διάγραμμα: Ανάπτυξη του στόλου LNG πλοίων

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Σε ότι αφορά στο βιβλίο παραγγελιών (orderbook), το μέγεθος αυτού, για τα LNG πλοία, τα τελευταία δύο χρόνια ακολουθεί πορεία μείωσης, η οποία είναι συνυφασμένη με τη γενικότερη τάση που επικρατεί στο παγκόσμιο βιβλίο παραγγελιών. 110 πλοία LNG συνολικής χωρητικότητας 17,5 εκατ. m^3 , που αντιστοιχεί στο 22% της συνολικής χωρητικότητας του στόλου, συγκροτούσαν το βιβλίο παραγγελιών στις αρχές Ιουνίου 2018, το χαμηλότερο επίπεδο που έχει σημειωθεί από τον Ιούνιο του 2013.

Αναφορικά με τη δραστηριότητα συμβολαίων στο τομέα των πλοίων LNG, το 2017, κατά το οποίο σημειώθηκαν 17 περιπτώσεις που αφορούσαν συνολική χωρητικότητα 2,3 εκατ. m^3 , η δραστηριότητα εμφανίστηκε αυξημένη σε σχέση με το 2016, αλλά ταυτόχρονα κινήθηκε υποτονικά σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη 2011 – 2015.

Μέσα στο 2018 ωστόσο το ενδιαφέρον για νεότευκτα πλοία γνώρισε περαιτέρω ανάπτυξη. Συνολικά σημειώθηκαν 20 παραγγελίες της τάξης των 3,3 εκατ. m^3 μέσα στους πρώτους πέντε μήνες του έτους, αριθμός που αντιστοιχεί σε αύξηση 250% σε ετήσια βάση.



Διάγραμμα: Βιβλίο παραγγελιών του στόλου LNG

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

3.3.1.3 Παραγωγικότητα του παγκόσμιου στόλου

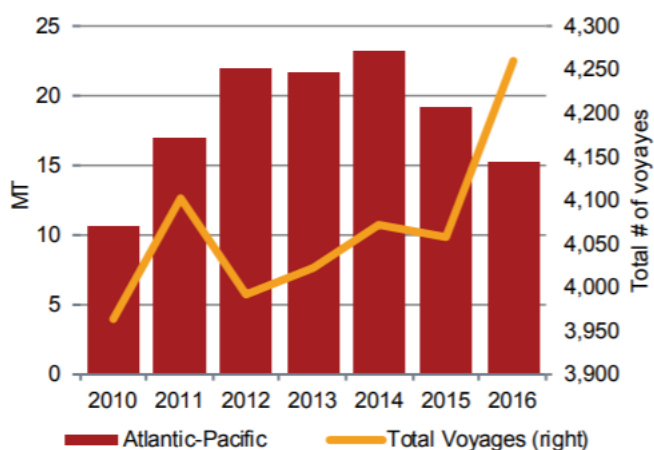
Ανάλογα με τη χρήση του πλοίου ποικίλλει και η παραγωγικότητα του παγκόσμιου στόλου, η οποία σε μία δεδομένη χρονική περίοδο εξαρτάται από παράγοντες όπως η ταχύτητα και ο χρόνος παραμονής του πλοίου στο λιμάνι που σχετίζεται με τη διαχείριση φορτίου αλλά με διαδικασίες προβλεπόμενης ή μη συντήρησης του πλοίου. Τα τελευταία ωστόσο αποτελούν στοιχεία τα οποία επιδέχονται αλλαγές μέσω επενδύσεων σε τεχνολογία χειρισμού φορτίου, επιτυγχάνοντας παραδείγματος χάριν τη μείωση του χρόνου παραμονής ενός πλοίου στο λιμάνι, ή μέσω αλλαγής στα πρότυπα ζήτησης των αγοραστών των πλοίων.

Σε ότι αφορά στην ταχύτητα, σε φάσεις ύφεσης ή συρρίκνωσης της αγοράς, κυρίως μετά την παγκόσμια οικονομική κρίση το 2007 και 2008, παρατηρούμε ότι η αγορά αντιδρά με μείωση της επιχειρησιακής ταχύτητας των πλοίων (“slow steaming”). Αυτό ήταν ένα σημαντικό μέτρο εξοικονόμησης κόστους καυσίμων ενώ ταυτόχρονα

διευκολύνει τη χρήση της χωρητικότητάς του τμήματος της αγοράς που διαφορετικά θα αντιμετώπιζε υπερπροσφορά.

Άλλος ένας παράγοντας που επηρεάζει την παραγωγικότητα του στόλου είναι ο τρόπος χρήσης της χωρητικότητας του πλοίου (Deadweight Utilization).

Ο συνολικός αριθμός των ταξιδιών μεταφοράς LNG που έλαβαν χώρα το 2016 ήταν 4246, παρουσιάζοντας αύξηση το 5% σε σύγκριση με το 2015, όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα, αύξηση που ακολούθησε τη νέα δυναμικότητα υγροποίησης που εισήχθη στην αγορά, καθώς η Αφρική και περιοχές της Μέσης Ανατολής εμφανίστηκαν ως σημαντικοί εισαγωγείς ΥΦΑ.



Διάγραμμα: Εμπόριο Ατλαντικού-Ειρηνικού έναντι συνολικού αριθμού ταξιδιών ανά έτος, 2010-2016

Πηγή: IGU, World LNG Report 2017

Οι εμπορικές συναλλαγές διεξήχθησαν παραδοσιακά σε περιφερειακή βάση κατά μήκος σταθερών διαδρομών που εξυπηρετούν μακροπρόθεσμες συμβάσεις, αν και η ταχεία επέκταση του εμπορίου ΥΦΑ κατά την τελευταία δεκαετία οφείλεται και στην αυξανόμενη διαφοροποίηση των εμπορικών οδών.

Ωστόσο, η αυξανόμενη τάση του εμπορίου μεταξύ λεκανών παρουσίασε μείωση το 2016 κατά 47% σε σύγκριση με το 2015 λόγω της αύξησης της νέας υγροποίησης χωρητικότητας τόσο στις λεκάνες του Ατλαντικού όσο και στον Ειρηνικό.

Δεδομένης της αυξημένης περιφερειοποίησης του εμπορίου κατά τη διάρκεια του 2016, τα μέσα ναυτικά μίλια που διανύθηκαν ανά ταξίδι μειώθηκαν. Επίσης, με την πλάτυνση του καναλιού του Παναμά η απόσταση του ταξιδιού από την ακτή του Κόλπου των ΗΠΑ προς την Ιαπωνία μειώθηκε τώρα στα 9.500 ναυτικά μίλια (nm), σε σύγκριση με τα 14.400 nm όταν τα πλοία ακολουθούσαν τη διαδρομή μέσω του Σουέζ.

Το 2016, το μεγαλύτερο ταξίδι - από το Τρινιτάντ στην Κίνα μέσω του Ακρωτηρίου της Καλής Ελπίδας έγινε μόνο από ένα σκάφος. Ωστόσο, δύο άλλα φορτία LNG του Ατλαντικού έφτασαν στην Άπω Ανατολή χρησιμοποιώντας μια παρόμοια διαδρομή μέσω του Ακρωτηρίου της Καλής Ελπίδας. Αντίθετα, το συντομότερο ταξίδι - μια πιο παραδοσιακή διαδρομή από την Αλγερία μέχρι τον τερματικό σταθμό της Καρθαγένης στην Ισπανία σημειώθηκε μόνο μία φορά. Ωστόσο, ταξίδια από την Αλγερία στους τέσσερις τερματικούς σταθμούς της Ισπανίας έγιναν 59 φορές το 2016. Το πιο συνηθισμένο ταξίδι για το 2016 ήταν από την Αυστραλία στην Ιαπωνία, με 386 δρομολόγια, αύξηση κατά 29% σε ετήσια βάση.

Το 2016, το ποσό του ΥΦΑ που παραδόθηκε ανά δεξαμενόπλοιο, συμπεριλαμβανομένων των αδρανών δεξαμενόπλοιων στην αγορά, έφθασε 0,62 MT σε σύγκριση με το 0,73 MT το 2011, πριν ξεκινήσει ο κύκλος ανάπτυξης των δεξαμενοπλοίων. Η αύξηση της χωρητικότητας συνεχίζει να ξεπερνά τη νέα δυναμικότητα υγροποίησης που εισέρχεται στην αγορά με αποτέλεσμα να αυξηθεί η διαθεσιμότητα των δεξαμενόπλοιων. Αντιθέτως, υψηλότερα επίπεδα χρήσης των πλοίων LNG σημειώθηκαν το 2011 λόγω της αυξημένης ανάγκης για LNG στην Άπω Ανατολή, ροές οι οποίες προέρχονταν από τη λεκάνη του Ατλαντικού.

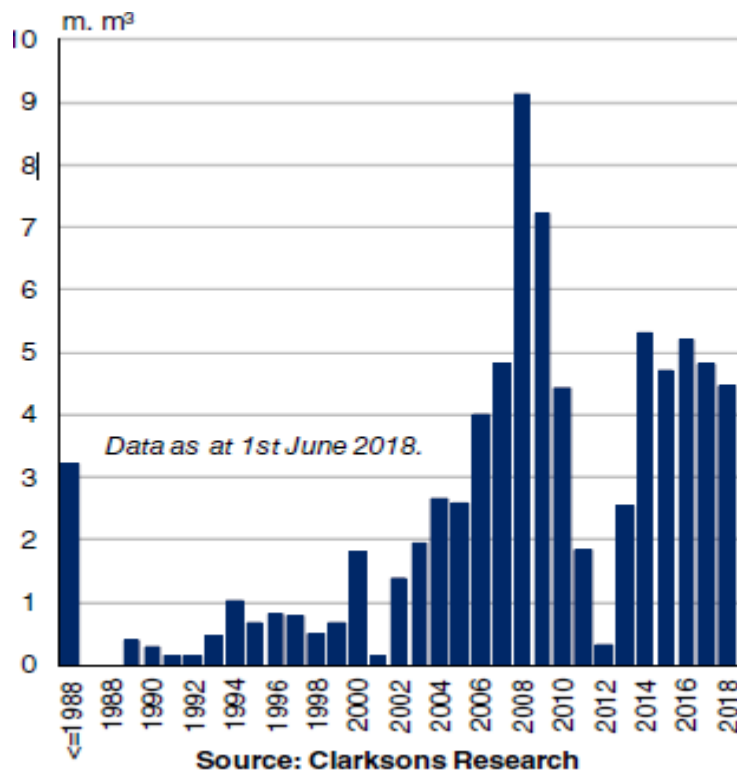
Ο Ατλαντικός και ο Ειρηνικός ασκούν πίεση στον παγκόσμιο στόλο ΥΦΑ, γεγονός που προκάλεσε και την άνοδο των ναύλων και οδήγησε τους πλοιοκτήτες σε παραγγελίες νέων πλοίων. Η διαθεσιμότητα των δεξαμενόπλοιων στην αγορά παρέμεινε υψηλή από το 2014, καθώς η εισροή νεότευκτων στην αγορά υπερέρχει της δυναμικότητας υγροποίησης ΥΦΑ. Ωστόσο, ένα μέρος των διαθέσιμων πλοίων παρουσίασαν υψηλότερα ποσοστά χρησιμοποίησης από ότι τα υπόλοιπα, επειδή οι ιδιοκτήτες τους τα προσέφεραν κάτω από την τιμή της αγοράς από νωρίς προκειμένου να διατηρούν κρύες δεξαμενές και να δημιουργούν ένα επιχειρησιακό ιστορικό για το δεξαμενόπλοιο

σε πολλαπλά λιμάνια. Ως αποτέλεσμα, πολλά από τα ίδια δεξαμενόπλοια χρησιμοποιήθηκαν για απλά δρομολόγια ή backhaul δρομολόγια, ενώ τα υπόλοιπα πλοία έμεναν αδρανή.

3.3.1.4 Οι απώλειες και οι διαλύσεις πλοίων

Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται τα πλοία που κατευθύνονται στα διαλυτήρια ενώ οι απώλειες αναφέρονται σε πλοία απολεσθέντα λόγω ατυχήματος. Οι απώλειες και οι διαλύσεις παλαιών πλοίων αποτελούν παράγοντα ο οποίος μακροπρόθεσμα καθορίζει το ρυθμό αύξησης του παγκόσμιου στόλου, καθώς μειώνοντας την συνολική δυναμικότητα του στόλου, μειώνει τη συνολική προσφορά μεταφορικής ικανότητας. Πρωταρχικός παράγοντας που οδηγεί τα πλοία στα διαλυτήρια είναι η ηλικία τους, ενώ επιπλέον η απόφαση για διάλυση είναι μια επιχειρηματική απόφαση που εξαρτάται από την πλοιοκτησία, τις προβλέψεις για τη μελλοντική κερδοφορία των πλοίων, οι τιμές των παλιοσίδερων (scrap), η οικονομική κατάσταση των ιδιοκτητών και οι προοπτικές της αγοράς. Ο αριθμός των πλοίων που οδηγούνται σε διάλυση γενικά τείνει να αυξάνεται κατά τις περιόδους που οι ναύλοι βρίσκονται σε χαμηλά επίπεδα. Παραδείγματος χάριν, εάν ένας εφοπλιστής θεωρεί ότι υπάρχει μικρή πιθανότητα αύξησης των εμπορευματικών μεταφορών στο άμεσο μέλλον, είναι πιθανό ότι θα πάρει την απόφαση για διάλυση των πλοίων που κρίνονται ως μη κερδοφόρα. Γενικά στη ναυτιλιακή αγορά, η παροχή μεταφορικής ικανότητας προσαρμόζεται όταν η ζήτηση για θαλάσσια μεταφορά δεν αποδεικνύεται όπως αναμενόταν. Αυτός ο μηχανισμός της αγοράς καθορίζει το μέγεθος του στόλου στη ναυτιλιακή αγορά (Lun και λοιποί, 2010).

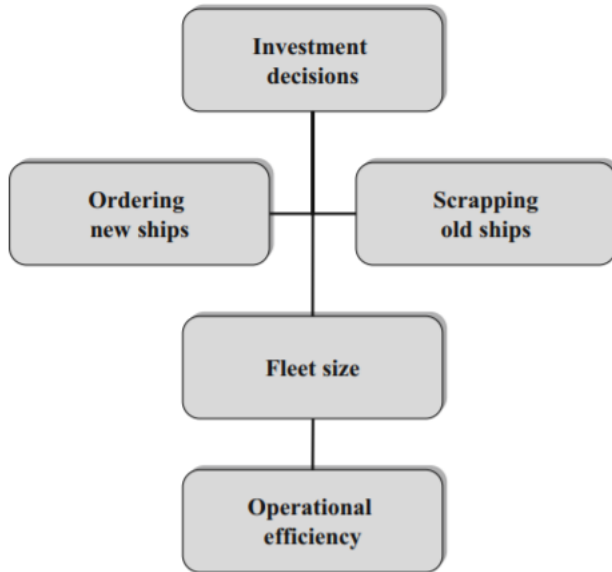
Σε ότι αφορά στην ηλικία του παγκόσμιου στόλου, σύμφωνα με στοιχεία του International Gas Union του 2017, στο τέλος του 2016, το 56% του στόλου ήταν κάτω από 10 ετών, γεγονός που αντανάκλα την έκρηξη που σημειώθηκε στις παραγγελίες νέων πλοίων σε συνδυασμό με την αύξηση της ικανότητας υγροποίησης στα μέσα της δεκαετίας του 2000, και πάλι στις αρχές του 2010 και το οποίο επίσης δηλώνει τη δυνατότητα για αυξημένες διαλύσεις πλοίων LNG. Γενικά, οι πλοιοκτήτες εξετάζουν κυρίως την ασφάλεια και τη λειτουργία των οικονομικών στοιχείων προκειμένου να αποφασίσουν αν θα αποσύρουν από την αγορά ένα πλοίο μετά την ηλικία των 35 ετών, αν και υπάρχουν πλοία τα οποία έχουν εξακολουθήσει να βρίσκονται στην αγορά μέχρι και την ηλικία των 40 ετών.



Διάγραμμα: Προφίλ ηλικίας στόλου LNG

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Γενικά, όταν ο πλοιοκτήτης καλείται να εξετάσει τις επιλογές που έχει σχετικά με τα μεγαλύτερα σε ηλικία πλοία του στόλου του, αν δηλαδή θα τα αποσύρει ή θα τα ανακατασκευάσει, υπάρχει η περίπτωση κάποια LNG πλοία να οδηγηθούν σε αδράνεια (lay-up). Παρ' όλα αυτά, ένα πλοίο μπορεί να εισέλθει ξανά στην αγορά. Στο τέλος του 2016, 18 πλοία ηλικίας άνω των 10 ετών, (κυρίως δεξαμενόπλοιων τύπου Moss με χωρητικότητα κάτω των 150.000 m³) οδηγήθηκαν σε αδράνεια, ενώ το 77% αυτών ήταν άνω των 30.



Διάγραμμα : Προσδιοριστικοί παράγοντες της προσφοράς θαλάσσιων μεταφορών

Πηγή: Lun και λοιποί, 2010

Κατά τα τελευταία χρόνια ωστόσο τα επίπεδα διαλύσεων έχουν παραμείνει χαμηλά. Το 2008 εστάλησαν για διάλυση 4 πλοία, ενώ το 2009 δεν παρατηρήθηκε καμία διάλυση. Τα επόμενα έτη μέχρι το 2013 οδηγήθηκαν σε διάλυση 14 πλοία LNG, ενώ το 2014 διαλύθηκαν τουλάχιστον 3 μέχρι τον Οκτώβριο του ίδιου έτους. Γενικά από τα 16 συνολικά πλοία που διαλύθηκαν μέχρι το 2014, οι 12 διαλύσεις έλαβαν χώρα μετά το 2007 με τον μέσο όρο ηλικίας τους να είναι τα 38 έτη και το μέγεθός τους μικρότερο του μεσαίου.

Το 2017 δύο πλοία πωλήθηκαν για scrap, ενώ μέσα στο 2018 έχει αναφερθεί η πώληση 3 πλοίων για scrap, με σε μέση ηλικία 43 ετών. Στις αρχές Ιουνίου του 2018, στον στόλο των LNG υπήρχαν 21 πλοία ηλικίας άνω των 35 ετών, ορισμένα από τα οποία αναφέρθηκαν ως αδρανή (idle ή laid up) και μερικά αναμένοντας τη μετατροπή τους σε FSRU ή FLNGs (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research).

Καθώς τα νεότευκτα πλοία παραδίδονται από τα ναυπηγεία, οι πλοιοκτήτες έχουν τη δυνατότητα να εξετάσουν τις ευκαιρίες μετατροπής ενός πλοίου, προκειμένου με τον τρόπο αυτό να επιμηκυνθεί η επιχειρησιακή ικανότητά του, εάν δεν είναι πλέον σε θέση να ανταγωνιστεί στην συγκεκριμένη αγορά ναύλωσης που δραστηριοποιείται. Κατά το 2016, είδαμε 2 πλοία που αποσύρθηκαν πηγαίνοντας για διάλυση. Τέλος, σε αντίθεση

με το 2015, όπου 4 πλοία οδηγήθηκαν σε μετατροπή είτε για να γίνουν FLNG είτε πλωτές μονάδες αποθήκευσης, το 2016 δεν παρατηρήθηκε καμία μετατροπή δεξαμενόπλοιου LNG.

3.3.1.5 Άλλες εξελίξεις στη ναυτιλία – Μείωση των εκπομπών ρύπων

Οι κανονισμοί του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (IMO) ορίζουν ότι μέχρι το 2020, των εκπομπές θείου των ναυτιλιακών καυσίμων παγκοσμίως θα πρέπει να μειωθούν στο 0,5%. Για να επιτευχθούν τα ανώτατα αυτά όρια που θεσπίστηκαν από τον IMO προτείνονται διάφορες λύσεις. Μία από αυτές, η πιο απλή, είναι η χρήση καυσίμου με χαμηλή περιεκτικότητα σε θείο, καθαρότερου δηλαδή καυσίμου. Στην περίπτωση αυτή ωστόσο, το κόστος των καυσίμων των πλοίων αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά, λόγω της υψηλής ζήτησης που θα γνωρίσει, αυξάνοντας έτσι τα σταθερά έξοδα του πλοίου, αν και στα περισσότερα πλοία δεν είναι απαραίτητη κάποια σημαντική τροποποίηση σε ότι αφορά το μηχανισμό πρόωσης.

Εφόσον το νέο πρότυπο προς συμμόρφωση αφορά σε εκπομπές ρύπων, μια άλλη επιλογή για συμμόρφωση με το πρότυπο αυτό είναι η εγκατάσταση πλυντρίδων (scrubbers) στα πλοία. Πρόκειται για συσκευές ελέγχου της αέριας ρύπανσης που χρησιμοποιούνται για την απομάκρυνση ρύπων, όπως το θείο, από τα καυσαέρια, προσφέροντας στους πλοιοκτήτες το πλεονέκτημα να συνεχίσουν να χρησιμοποιούν καύσιμα με υψηλή περιεκτικότητα σε θείο, τα οποία είναι σαφώς φθηνότερα από τα καθαρότερα καύσιμα, ωστόσο η κατασκευή και υλοποίηση των εγκαταστάσεων αυτών απαιτεί ιδιαίτερα υψηλές καιφαιλαιακές δαπάνες.

Τρίτη επιλογή αποτελεί η χρήση του LNG, ως εναλλακτικό και πολύ καθαρότερο καύσιμο. Στις περισσότερες περιπτώσεις το κόστος εγκατάστασης ενός συστήματος φυσικού αερίου στον ήδη υπάρχων μηχανισμό πρόωσης του πλοίου είναι ιδιαίτερα υψηλό, καθιστώντας την επιλογή αυτή την πιο δαπανηρή. Σε καινούργια πλοία επομένως είναι πιο εφικτή.

Το πλεονέκτημα της χρήσης LNG ως καύσιμο είναι ότι επιτυγχάνεται απόλυτη συμμόρφωση με τα νέα πρότυπα εκπομπών ρύπων του IMO, με αισθητά χαμηλότερες εκπομπές NOx και CO2 ενώ ταυτόχρονα η χαμηλότερη ογκομετρική πυκνότητα

ενέργειας του καυσίμου αυτού οδηγεί επίσης σε χαμηλότερη χρησιμοποίηση του όγκου του καυσίμου (IGU, World LNG Report 2018), με αποτέλεσμα το ημερήσιο κόστος κατανάλωσης καυσίμων να είναι σημαντικά μικρότερο από αυτό της κατανάλωσης πετρελαίου.

Οι παραγγελίες τέτοιων πλοίων αυξάνονται. Σύμφωνα με άρθρο του LNG World Shipping, υπάρχουν τώρα πέντε τέτοια πλοία σε λειτουργία, ενώ στο βιβλίο παραγγελιών βρίσκονται άλλα 10. Επιπλέον, το 2018 πρόκειται να αποτελέσει έτος αναφοράς για το στόλο. Την επόμενη πενταετία προβλέπεται ότι ο παγκόσμιος στόλος θα αποτελείται από 30 τέτοια πλοία. Από τις αρχές Ιουνίου 2018, συνολικά 413 σκάφη στον παγκόσμιο εμπορικό στόλο ήταν εξοπλισμένα με κινητήρες που μπορούν να χρησιμοποιούν το ΥΦΑ ως καύσιμο. Η συντριπτική η πλειοψηφία αυτών (71%) είναι πλοία μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου, που τροφοδοτούνται με ηλεκτρική ενέργεια από το αέριο που εξατμίζεται από τις δεξαμενές φορτίου τους (boil-off gas), ενώ το επόμενο μεγαλύτερο μερίδιο αντιπροσωπεύουν τα επιβατηγά πλοία (11%) (Clarksons LNG Trade and Transport, 2018).

Σε μεγάλες εμπορικές διαδρομές που περιλαμβάνουν λιμάνια όπως η Σιγκαπούρη, το Zeebrugge και το Ρότερνταμ γνωρίζουν μεγάλη ανάπτυξη οι υποδομές ανεφοδιασμού ΥΦΑ, και εξυπηρετούν κυρίως μικρής κλίμακας πλοία μεταφοράς ΥΦΑ, όπως για παράδειγμα το πλοίο ENGIE Zeebrugge δυναμικότητας 5.000 m³.

Τους τελευταίους μήνες παρατηρήθηκαν και κάποιες παραγγελίες για πλοία που τροφοδοτούνται με LNG, όπως αυτών της CMA CGM που παρήγγειλε εννέα πλοία μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων 22.000 TEU LNG, αλλά και η ρωσική Sovcomflot που παρήγγειλε αντίστοιχα επτά δεξαμενόπλοια Aframax, γεγονότα που υποδεικνύουν ότι πιθανότατα οι παραγωγοί θα αντιμετωπίσουν θετικά κάθε πιθανή αύξηση της ζήτησης που προέρχεται από νέες πηγές, καθώς αυξάνεται η προσφορά ΥΦΑ.

3.4 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΣΕ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΝΑ ΤΟΝ ΚΟΣΜΟ

Το 2017, το LNG αντιπροσώπευε περίπου το 11% της παγκόσμιας ζήτησης φυσικού αερίου και το 35% του παγκόσμιου εμπορίου φυσικού αερίου, ποσοστά τα οποία το 2000 ανέρχονταν σε 5,6% και περίπου 26% αντίστοιχα.

Η τάση που επικρατεί στο εμπόριο του φυσικού αερίου να ακολουθούνται διαδρομές με μεγαλύτερη απόσταση καθώς και η τάση για ολοκλήρωση της αγοράς προβλέπεται να συνεχιστεί και περαιτέρω να επιταχυνθεί τα χρόνια που ακολουθούν, δεδομένων των προσδοκιών για σχετικά σταθερή αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου.

Ο παράγοντας της σύγκρισης των κύριων περιοχών παγκοσμίως στις οποίες αναμένεται αύξηση της κατανάλωσης και αντίστοιχα αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου συμβάλλει με τη σειρά του στην πρόβλεψη να οδηγηθεί η αγορά στην κατάσταση που περιγράφηκε παραπάνω.

World Natural Gas Demand By Region (bn m³)

	2000	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e-2040*
North America	800	962	961	1,045	1,068	1,109	1,143	0.7%
USA	658	775	772	826	838	858	871	0.5%
Europe	606	558	590	604	618	633	631	0.3%
Asia Pacific	314	702	732	998	1,167	1,331	1,472	2.8%
Japan	79	120	125	96	101	107	108	-0.6%
China	28	192	206	371	449	514	563	4.1%
India	28	52	56	100	130	158	188	4.9%
Eurasia	463	558	570	577	588	615	636	0.4%
Russia	383	438	449	444	448	455	462	0.1%
Middle East	174	462	477	568	657	737	795	2.1%
Africa	57	131	134	177	211	251	306	3.4%
Latin America	97	169	166	183	205	237	271	2.0%
Brazil	10	42	36	38	44	55	65	2.4%
OECD	1,418	1,653	1,694	1,774	1,822	1,888	1,924	0.5%
Non-OECD	1,100	1,891	1,941	2,383	2,697	3,024	3,329	2.2%
Bunkers	0	0	0	16	26	37	51	
World	2,518	3,544	3,635	4,174	4,545	4,950	5,304	1.6%

*CAGR Source: IEA

Διάγραμμα: Ζήτηση φυσικού αερίου ανά περιοχή (δισ κυβικά μέτρα)

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Σύμφωνα με στοιχεία του Clarksons Research, το 2017, το παγκόσμιο εμπόριο ΥΦΑ ανερχόταν σε 645,4 εκατ. κυβικά μέτρα, αυξημένο κατά 11,1% συγκριτικά με το 2016 ΥΦΑ. Καθώς το εμπόριο του ΥΦΑ επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από την προσφορά

στο εμπόριο πολλών άλλων προϊόντων, η μεγάλη αυτή άνθιση που γνώρισε κατά το 2017 οφειλόταν μεταξύ άλλων και στην είσοδο στην αγορά 27,8 mtpa ικανότητας υγροποίησης φυσικού αερίου και 29,8 mtpa ικανότητας επαναεριοποίησης ΥΦΑ, οδηγώντας την ονομαστική ικανότητα υγροποίησης παγκοσμίως στα 377,0 mtpa και την ικανότητα επαναεριοποίησης σε 843,7 mtpa, που αντιστοιχεί σε αύξηση της παραγωγικής ικανότητας κατά 7,9% σε ετήσια βάση. Από την αύξηση αυτή το 1/3 προήλθε από τις ΗΠΑ και το υπόλοιπο από την περιοχή Ασίας-Ειρηνικού.

LNG Trade Matrix, 2017 (in mt)																																													
Importer/ Exporter	Belgium	UK	France	Netherlands	Portugal	Spain	Italy	Greece	Lithuania	Sweden	Turkey	Israel	Poland	Malta	Finland	Kuwait	UAE	Egypt	Jordan	India	China	Taiwan	Japan	S. Korea	Thailand	Malaysia	Singapore	Indonesia	Pakistan	Canada	U.S.A.	Mexico	Dom. Rep.	P. Rico	Brazil	Argentina	Chile	Colombia	Jamaica	TOTAL					
Abu Dhabi																0.3	0.1	0.4		0.1	4.7		0.1																				5.8		
Algeria			0.2	3.3	0.0	0.2	2.0	0.6	0.9							0.3	0.2	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1																	12.3	
Angola				0.1		0.1	0.2									0.2	0.6	0.1	0.2	1.0	0.3		0.1	0.3													0.3							3.5	
Australia																0.1			1.7	17.8	1.0	25.7	7.0	0.5	0.5	1.2																		55.6	
Brunei																0.0	0.3	0.4	3.7	1.4	0.1	0.9																						6.9	
Egypt				0.1			0.1	0.1								0.1			0.2	0.1		0.1				0.1																		0.8	
Equatorial Guinea												0.2			0.0	0.1	0.1	0.1	0.5	0.9	0.1		0.4	0.2	0.1		0.1		0.2	0.1	0.1		0.1		0.1		0.6	0.1					3.8		
Indonesia																0.1			0.1	3.1	2.1	6.5	3.7	0.2																2.6				18.7	
Malaysia																			0.2	4.2	3.1	14.8	3.7	0.4	0.3	0.1	0.0																	26.9	
Nigeria			0.1	2.4	0.1	1.5	3.2	0.1		0.1		1.4				0.5	0.3	0.9	0.9	3.1	0.4	0.5	1.5	0.8	0.1																			20.3	
Norway	0.0	0.1	0.6	0.4		0.6	0.1	0.1	0.6	0.1	0.6		0.1		0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.1		0.1																						3.9	
Oman																0.3	0.1		0.1	0.4	0.2	0.1	2.8	4.2																					8.2
Papua New Guinea																						2.0	1.8	4.2	0.1																			8.1	
Peru			0.1	0.1			2.4														0.1	0.1	0.3	0.3																				3.7	
Qatar	0.9	4.4	1.5	0.6	0.4	2.8	4.8	0.3			0.9		1.1			1.5	0.2	4.2	0.1	10.1	7.7	5.2	10.1	11.8	2.4		0.9	3.9																	77.5
Russia			0.1		0.1																0.4	1.7	7.3	2.0																					11.5
Trinidad			0.2	0.1			0.4	0.2		0.1		0.3	0.4	0.2		0.1	0.1		0.3	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2																				10.2	
U.S.A.		0.1		0.1	0.4	0.5	0.1		0.1	0.0	0.5		0.1	0.0		0.4	0.2	0.2	0.5	0.3	1.4	0.2	1.0	1.9	0.1																			12.2	
TOTAL	0.9	5.0	8.1	1.2	2.6	12.1	6.0	1.3	0.9	0.1	7.2	0.4	1.3	0.2	0.0	3.4	2.4	6.1	3.2	19.3	39.0	16.6	83.5	37.8	3.9	1.8	2.5	2.6	4.6	0.3	1.5	4.8	0.9	0.9	1.7	3.3	3.3	0.0	0.2			289.8			
Re-exports received	0.0	0.0		0.1	0.1	0.1			0.2	0.1				0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7	0.1	0.2	0.2																						2.6
Re-exports loaded	0.1	0.2	0.7	0.5		0.1														0.1		0.1	0.2			0.5																			2.6
NET IMPORTS	0.9	4.9	7.3	0.8	2.7	12.1	6.0	1.3	0.9	0.3	7.3	0.4	1.3	0.2	0.1	3.5	2.5	6.2	3.3	19.2	39.0	16.6	83.5	37.8	3.9	1.8	2.0	2.6	4.6	0.3	1.5	4.8	0.9	0.9	1.8	3.3	3.3	0.0	0.2			289.8			
TOTAL TRADE*	1.0	5.0	8.1	1.3	2.7	12.2	6.0	1.3	0.9	0.3	7.3	0.4	1.3	0.2	0.1	3.5	2.5	6.2	3.3	19.3	39.0	16.6	83.6	38.0	3.9	1.8	2.5	2.6	4.6	0.3	1.5	4.8	0.9	0.9	1.8	3.3	3.3	0.0	0.2			292.4			

*Including re-export volumes. Source: GIGNL

Πίνακας: Το εμπόριο του υγροποιημένου φυσικού αερίου το 2017 (σε εκατομ. τόνους)

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Η παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης αυξήθηκε στα 383,5 mtpa από το τέλος του 2017, μετά την έναρξη των έργων του τερματικού Cove Point στις ΗΠΑ (5,3 mtpa) και του FLNG Kribi (Hilli Episeyo) στο Καμερούν (1,2 mtpa). Μέχρι το τέλος του 2018 ENA έχει προγραμματιστεί να εισέλθει στην αγορά επιπλέον 23,1 mtpa εξαγωγικής ικανότητας (αν και ο κίνδυνος να καθυστερήσει η παράδοσή τους φυσικά παραμένει), Μετά την ολοκλήρωση του έργου αυτού αναμένεται να φτάσει συνολικά η παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης στα 406,6 mtpa, αύξηση επίσης 7,9%. Στις αρχές Ιουνίου 2018, καταγράφηκαν 85,23 mtpa ικανότητας υγροποίησης τα οποία αναμένονται να προστεθούν στην αγορά του LNG.

3.4.1 Χώρες που εξάγουν LNG

Σύμφωνα με στοιχεία του Clarksons Research LNG Trade and Transport 2018, ακολουθεί παρακάτω επισκόπηση της εξαγωγικής ικανότητας LNG συγκεκριμένων χωρών και περιοχών παγκοσμίως:

Αυστραλία

Το 2017 η Αυστραλία εξελίχθηκε στην δεύτερη στον κόσμο χώρα εξαγωγής LNG μετά το Κατάρ. Οι εξαγωγές της κατά αυξήθηκαν κατά 24% σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά, φτάνοντας τα 55,6 εκατομ. τόνους, αντιστοιχώντας στο 19% των παγκόσμιων εξαγωγών ΥΦΑ για το ίδιο έτος.

Η αύξηση των εξαγωγών ΥΦΑ προήλθε από την επιτάχυνση των εργασιών στο έργο Gorgon LNG, το οποίο εισήγαγε στην αγορά τις δύο πρώτες μονάδες υγροποίησης το 2016 και ακόμα μία το 2017, συνολικής δυναμικότητας 15,6 mtpa, καθώς και από την έναρξη της λειτουργίας του τερματικού Wheatstone LNG T1 δυναμικότητας 4,5 mtpa.

Ο σημαντικότερος αποδέκτης των επιπλέον 10,7 εκατ. τόνων εξαγωγών αυστραλιανού ΥΦΑ ήταν για το 2017, από την πλευρά της ζήτησης, η Κίνα με ποσοστό 48%.

Μονάδες υγροποίησης οι οποίες που θα περιλαμβάνονται στα έργα Ichthys, Prelude, Wheatstone T2 αναμένεται να αυξήσουν την εξαγωγική ικανότητα της Αυστραλίας κατά 19,95 mtpa κατά το δεύτερο μισό του τρέχοντος έτους, ξεπερνώντας έτσι συνολικά την εξαγωγική ικανότητα του Κατάρ.

Για το 2018 αναμένεται να αυξηθούν οι εξαγωγές ΥΦΑ της Αυστραλίας περίπου κατά 27% (70 mtpa).

Ρωσία

Η Ρωσία με 11,5 εκατομ. τόνων εξαγωγές το 2017, με κύριους εισαγωγείς την Ιαπωνία και τη Νότια Κορέα (80% του συνόλου εξαγωγών), ενίσχυσε τις εξαγωγές της σε ΥΦΑ κατά 7,4% σε σχέση με το 2016. Άλλοι εισαγωγείς του ΥΦΑ της Ρωσίας είναι η Ταϊβάν αλλά και η Κίνα ,η οποία όμως εισήγαγε μόλις 0,4 mtpa.

Η έναρξη της λειτουργίας της πρώτης μονάδας του τερματικού υγροποίησης Yamal LNG T1 (5.5 mtpa) το Δεκέμβριο του 2017 φαίνεται ότι άσκησε ήδη κάποια επιρροή στην αύξηση αυτή των εξαγωγών της χώρας, αν και η επίδραση από τη νέα δυναμικότητα υγροποίησης που αναμένεται να προστεθεί, όπως είναι η δεύτερη μονάδα υγροποίησης που ετοιμάζεται στο Yamal, αναμένεται να γίνει πιο αισθητή το 2018. Η αύξηση που προβλέπεται στις εξαγωγές της Ρωσίας μέσα στο 2018 είναι της τάξης του 14,2%.

Κατάρ

Κατά το 2017 το Κατάρ αντιπροσώπευε το 27% των εξαγωγών ΥΦΑ σε παγκόσμιο επίπεδο, αποτελώντας για άλλη μία χρονιά τον μεγαλύτερο εξαγωγέα ΥΦΑ στον κόσμο.

Σύμφωνα με το Clarksons Research, η διατάραξη, ωστόσο, του εμπορίου μεταξύ των χωρών της Μέσης Ανατολής, που προκάλεσε ο οικονομικός αποκλεισμός του Κατάρ από χώρες του Κόλπου και από την Αίγυπτο μέσα στο 2017, είχε ως επακόλουθο τη μείωση των εξαγωγών ΥΦΑ κατά 2,7% (77,5 mtpa).

Το 51% του συνόλου των εξαγωγών ΥΦΑ του Κατάρ κατευθύνθηκαν προς τη Νότια Κορέα (11,8 mt), την Ιαπωνία (10,1 mt), την Ινδία (10,1 mt) και την Κίνα (7,7 mt), από τις συνολικά 24 χώρες εισαγωγής ΥΦΑ για το 2017.

Καθώς η χώρα βρίσκει προορισμούς για το εμπόριο ΥΦΑ που εκτοπίστηκε από τη Μέση Ανατολή, οι εξαγωγές της αναμένεται να αυξηθούν κατά 0,4% το 2018.

Η απόφαση του Κατάρ να προβεί στην άρση του μορατόριουμ για ανάπτυξη του γιγαντιαίου υπεράκτιου Βορείου Πεδίου (North Field), έχει μεγάλη σημασία μακροπρόθεσμα για τη δυναμική ανάπτυξης των εξαγωγών ΥΦΑ. Προγραμματίζεται μάλιστα η περαιτέρω ανάπτυξη του πεδίου προκειμένου να κατασκευαστούν τρεις νέες μονάδες υγροποίησης των 7.8 mtpa, για τις οποίες γίνονται ήδη μελέτες. Η λειτουργία της πρώτης μονάδας έχει προγραμματιστεί να ξεκινήσει το 2020, ενώ μετά και την έναρξη λειτουργίας και της τρίτης μονάδας που αναμένεται το 2024, θα ξεκινήσει να λειτουργεί και η τελευταία, οι εξαγωγές ΥΦΑ προβλέπεται να αγγίξουν τα 100,5 mtpa μέχρι το τέλος του 2024.

Λεκάνη Ατλαντικού

Οι εξαγωγές ΥΦΑ από τη λεκάνη του Ατλαντικού έφτασαν τα 68,9 εκατομ. τόνους το 2017, καταλαμβάνοντας μερίδιο 24% των παγκόσμιων εξαγωγών ΥΦΑ και αύξηση 25% σε σχέση με το 2016.

Αυτή η ισχυρή ανάπτυξη οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην καινούργια δυναμικότητα υγροποίησης που προήλθε από τις ΗΠΑ.

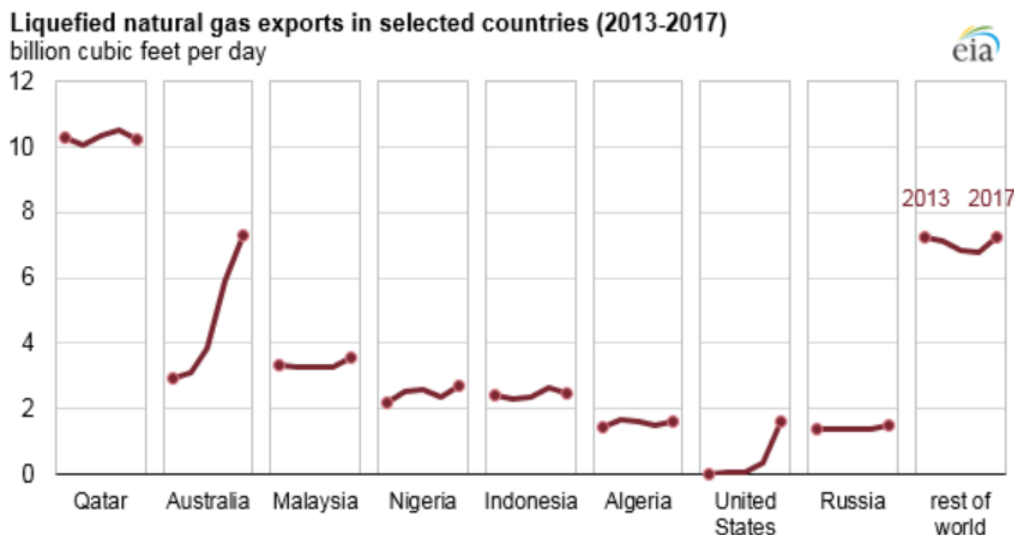
Αύξηση παρουσίασαν ωστόσο κατά το 2017 και οι εξαγωγές από τη Δυτική Αφρική και Βόρεια Αφρική, ενώ οι εξαγωγές ΥΦΑ από την Ευρώπη μειώθηκαν ελαφρώς το 2017.

Δυτική Αφρική

Οι εξαγωγές ΥΦΑ από χώρες της δυτικής Αφρικής αυξήθηκαν κατά 26% σε σύγκριση με την προηγούμενη χρονιά, φτάνοντας τα 27,7 mtpa. Σε αυτό συνέβαλε η συνεχιζόμενη αύξηση εξαγωγών ΥΦΑ της Αγκόλας (5.2 mtpa) και της Νιγηρίας (αύξηση κατά 14%) το 2017. Με τη βοήθεια του έργου Kribi FLNG το οποίο είναι πλέον είναι σε λειτουργία, οι αφρικανικές εξαγωγές ΥΦΑ αναμένεται να αυξηθούν το 2018 κατά 7,9%.

Τρινιντάντ και Τομπάγκο

Οι εξαγωγές LNG από το Τρινιντάντ μειώθηκαν κατά 2,6% το 2017 σε σύγκριση με το 2016, φτάνοντας τα 10,2 mtpa, καθώς η χώρα έχει να αντιμετωπίσει τη μείωση των πεδίων παραγωγής φυσικού αερίου, παρά το γεγονός ότι τα τελευταία χρόνια ξεκίνησε η λειτουργία κάποιων υπεράκτιων πεδίων φυσικού αερίου.



Πίνακας: Εξαγωγές LNG από επιλεγμένες χώρες (2013 – 2017)

Πηγή: EIA

3.4.2 Χώρες που εισάγουν LNG

Παρακάτω ακολουθεί ανάλυση της εισαγωγικής ικανότητας σε LNG, όπως αυτή διαμορφώνεται σε συγκεκριμένες περιοχές του κόσμου, σύμφωνα με στοιχεία του Clarksons Research από το LNG Trade and Transport 2018:

Κίνα

Οι εισαγωγές ΥΦΑ από την Κίνα γνώρισαν τεράστια ανάπτυξη το 2017, φτάνοντας το 42% σε σχέση με το προηγούμενο έτος, με το εισαγόμενο ΥΦΑ να φτάνει τους 39 εκατ. τόνους, που αντιστοιχούν στο 13% των παγκόσμιων εισαγωγών ΥΦΑ.

Η κυβερνητική πολιτική της Κίνας που προωθεί την μεταστροφή σπιτιών και επιχειρήσεων από τη χρήση άνθρακα σε αέριο για θέρμανση, σε συνδυασμό με την έλλειψη σε φυσικό αέριο που παρατηρήθηκε στα βόρεια της χώρας, εν μέσω ενός σκληρού χειμώνα, που οδήγησαν στην ανάγκη για κάλυψη των αναγκών με εισαγωγή LNG, μέσω FSRUs με εποχιακές συμβάσεις, συνέβαλαν ουσιαστικά στην ισχυρή αυτή ανάπτυξη των εισαγωγών.

Για το 2018 οι εισαγωγές αναμένεται και πάλι να αυξηθούν κατά 25%, φτάνοντας τα 48,8 mtpa, ωστόσο δεδομένης της έκτασης της μεταστροφής προς το φυσικό αέριο που έχει ήδη πραγματοποιηθεί, η δυναμική της αύξησης αυτής προβλέπεται να είναι μειωμένη.

Η παραγωγική ικανότητα της Κίνας στις αρχές Ιουλίου 2018, ανήλθε σε 59,7 mtpa, ενώ άλλα 15 mtpa είναι υπό κατασκευή.

Επιπλέον, με την πρωτοβουλία «Μία ζώνη – Ένας δρόμος», που έχει στόχο την ανασύσταση ενός θαλάσσιου δρόμου του μεταξιού στον 21ο αιώνα, μια αναπτυξιακή στρατηγική της κινεζικής κυβέρνησης με στόχο την προώθηση της οικονομικής συνεργασίας μεταξύ των χωρών που βρίσκονται κατά μήκος της συγκεκριμένης ζώνης, (<http://www.kathimerini.gr/861678/article/epikairothta/kosmos/o-dromos-toy-meta3ioy-anavíwnei>), αναμένεται αύξηση της παραγωγικής της δυναμικότητας κατά ακόμα 27,6 mtpa.

Σύμφωνα με το έργο αυτό, τρία τερματικά της Poly-GCL αναμένεται να LNG από FLNG εγκαταστάσεις που βρίσκονται στο Τζιμπουτί, το οποίο θα είναι υγροποιημένο φυσικό αέριο που παράγεται σε κινεζικά πεδία που λειτουργούν στις ορεινές περιοχές της Αιθιοπίας (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research).

Ιαπωνία

Οι εισαγωγές ΥΦΑ της Ιαπωνίας αντιστοιχούσαν στο 29% των παγκόσμιων εισαγωγών ΥΦΑ για το 2017, και με 83,6 mtpa γνώρισαν αύξηση κατά 0,4%. Οι εισαγωγές αυτές προήλθαν από συνολικά 18 χώρες. Περίπου το ½ των συνολικών εισαγωγών προήλθε από την Αυστραλία (25,7 εκατ. τόνοι), τη Μαλαισία (14,8 εκατ. τόνοι) και το Κατάρ (10,1 εκατ. τόνοι). Επιπλέον, χαρακτηριστικό είναι ότι στις αρχές Ιουνίου του 2018, η Ιαπωνία κατείχε μερίδιο 26%, δηλαδή 217 mtpa, της παγκόσμιας δυναμικότητας επαναεριοποίησης κατέχοντας αντίστοιχες μονάδες σε 36 διαφορετικές τοποθεσίες.

Οι εισαγωγές ΥΦΑ της Ιαπωνίας βρίσκονται σε σχετικά υψηλά επίπεδα από την πυρηνική καταστροφή της Fukushima Daiichi το 2011, μετά την οποία όλοι οι πυρηνικοί αντιδραστήρες της Ιαπωνίας (που πληρούν περίπου το 30% της ιαπωνικής ζήτησης ενέργειας) έπαψαν να λειτουργούν (LNG Trade and Transport 2018,

Clarksons Research). Για να καλυφθεί το έλλειμμα χρησιμοποιήθηκαν κυρίως σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούσαν με φυσικό αέριο. Το αποτέλεσμα ήταν να αυξηθεί η ζήτηση για LNG και οι εισαγωγές LNG επακόλουθα να ανέβουν από τα 70,4 εκατομμύρια τόνους που ήταν το 2010 στα 89,2 εκατομμύρια τόνους το 2014. Καθώς όμως έχει αποκατασταθεί η λειτουργία 8 από τους 42 ανενεργούς μετά την πυρηνική καταστροφή αντιδραστήρες, ενώ παράλληλα αναμένεται η επαναλειτουργία αρκετών ακόμα αντιδραστήρων μέσα στο 2018, θα μπορούσαμε να πούμε ότι διαφαίνεται σταδιακή μείωση των επιπέδων εισαγωγής ΥΦΑ. Σύμφωνα με τις προβλέψεις, οι ιαπωνικές εισαγωγές LNG προβλέπεται να κινηθούν καθοδικά κατά 5,3% το 2018, ανερχόμενες σε 79,2 εκατ. τόνους.

Ντουμπάι

Οι εισαγωγές ΥΦΑ από το Ντουμπάι, όπως και αυτές των υπόλοιπων Ηνωμένων Αραβικών Εμιράτων ακολούθησαν πτωτική πορεία το 2017, σημειώνοντας μείωση κατά περισσότερο από 20%, με εισαγωγές που έφτασαν τα 2,5 mtpa.

Για το 2018 βέβαια προβλέπεται αύξηση των εισαγωγών κατά 16%, μέσω της λειτουργίας του τερματικού εισαγωγής LNG, Jebel Ali FSRU.

Κουβέιτ

Οι εισαγωγές LNG από το Κουβέιτ ήταν σχετικά σταθερές το 2017 σε σύγκριση με το 2016 (3,5 εκατον. τόνοι), με το ποσοστό χρησιμοποίησης του Mina al-Ahamdi τερματικού εισαγωγής LNG (με τη χρήση του "Golar Igloo" FSRU) να είναι σε επίπεδα περίπου 88%.

Ποσότητες του εισαγόμενου ΥΦΑ προήλθαν από χώρες της Αφρικής και από τις ΗΠΑ. Αναμένεται αύξηση κατά 9% των εισαγωγών σε ετήσια βάση για το 2018, ενώ μακροπρόθεσμα, με την προγραμματισμένη εκκίνηση της λειτουργίας του τερματικού επαναεριοποίησης ΥΦΑ, Al Zour, το 2020, αναμένεται σημαντική αύξηση των εισαγωγών ΥΦΑ από το Κουβέιτ.

Μεξικό

Κατά 17% αυξήθηκαν οι εισαγωγές LNG από το Μεξικό το 2017, φτάνοντας συνολικά τα 4,8 εκατ. τόνους, καθώς η χώρα ήρθε αντιμέτωπη με μια επιταχυνόμενη μείωση της

παραγωγής φυσικού αερίου σε πολλά από τα εγχώρια και υπεράκτια πεδία της. Προκειμένου να αντισταθμιστεί το έλλειμμα αυτό προβλέπεται και για το 2018 ότι θα αυξηθούν οι μεξικανικές εισαγωγές κατά ποσοστό 6,0%.

Μετά το 2018 ωστόσο, τα διάφορα έργα αγωγών που βρίσκονται σε εξέλιξη κατά μήκος των μεξικάνικων συνόρων που έχουν σχεδιαστεί για να αυξάνουν τη ροή σχιστολιθικού αερίου από τις ΗΠΑ στο Μεξικό (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research), θα μπορούσαν να αναστείλουν την περαιτέρω ανάπτυξη των εισαγωγών.

Τουρκία

Η Τουρκία ήταν για το 2017 η έβδομη μεγαλύτερη στον κόσμο χώρα εισαγωγής ΥΦΑ. Οι εισαγωγές της ανήλθαν σε 7,3 εκατ. τόνους, αντιπροσωπεύοντας αύξηση της τάξης του 34% σε ετήσια βάση. Από τις αρχές Ιουνίου 2018,

Σύμφωνα με τα στοιχεία Ιουνίου 2018 από το μεγαλύτερο FSRU του παγκόσμιου στόλου, το "Challenger FSRU" (4 mtpa) φαίνεται να εξυπηρετήθηκαν επίσης οι ανάγκες της Τουρκίας για εισαγωγές ΥΦΑ, ενώ το 2018 προβλέπεται ότι θα πραγματοποιηθούν εισαγωγές ΥΦΑ 8,0 mtpa περίπου, γνωρίζοντας αύξηση δηλαδή κατά 9,2%.

Ασία - Ειρηνικός

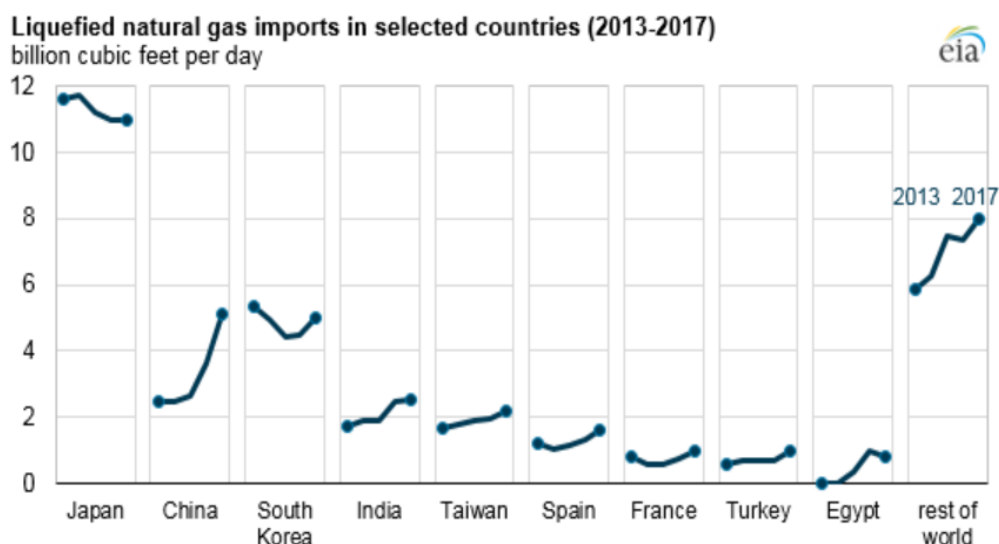
Το 2017 οι εισαγωγές ΥΦΑ από θαλάσσης σε χώρες της Ασία στην περιοχή του Ειρηνικού αυξήθηκαν κατά 11% σε ετήσια βάση. Συνολικά κινήθηκαν κοντά στους 220 εκατομ. τόνους, αποτελώντας ποσοστό 75% των παγκόσμιων εισαγωγών.

Η αύξηση της ζήτησης ΥΦΑ στην περιοχή αυτή αναπτύσσεται όλο και περισσότερο τα τελευταία χρόνια, καθώς η ζήτηση φυσικού αερίου από πολλές αναπτυσσόμενες οικονομίες της περιοχής αυξάνεται με ταχείς ρυθμούς.

Αυτό αποτελεί μία νέα εξέλιξη καθώς, ιστορικά, οι ανεπτυγμένες αλλά με έλλειψη σε πόρους οικονομίες της Ιαπωνίας και της Νότιας Κορέας, οι οποίες χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και στη βιομηχανία, στον μεταλλουργικό και κατασκευαστικό τομέα κυρίως, κυριαρχούσαν στις εισαγωγές ΥΦΑ στην περιοχή Ασίας - Ειρηνικού.

Το ενδοπεριφερειακό εμπόριο αποτέλεσε το 2017 το 59% των συνολικών εισαγωγών LNG, ενώ η συμμετοχή της Μέσης Ανατολής σε αυτό αντιπροσώπευε ποσοστό 30%.

Επιπλέον, στην ανάπτυξη του εμπορίου μεγάλων αποστάσεων από τις ακτές του Κόλπου των ΗΠΑ, οφείλεται το γεγονός ότι το 12% του εισαγόμενου υγροποιημένου φυσικού αερίου στην περιοχή της Ασίας-Ειρηνικού κατέληξε το 2017 σε χώρες της λεκάνης του Ατλαντικού, αύξηση 6% σε σχέση με το 2016. Καθώς η προοπτική της αύξησης της εξαγωγικής ικανότητας των ΗΠΑ σε LNG φαίνεται κυρίαρχη, διαβλέπεται τα προσεχή έτη να αυξηθούν οι εισαγωγές ασιατικού LNG στην λεκάνη του Ατλαντικού.



Πίνακας: Εξαγωγές LNG από επιλεγμένες χώρες (2013 – 2017)

Πηγή: EIA

3.5 ΝΑΥΛΟΙ

Σε γενικές γραμμές, οι τιμές των ναύλων των πλοίων εξαρτώνται κυρίως από τους μηχανισμούς της προσφοράς και της ζήτησης. Οι ναύλοι των πλοίων τείνουν να μειώνονται όταν υπάρχει αυξημένη προσφορά πλοίων και να αυξάνονται όταν υπάρχει αυξημένη ζήτηση πλοίων στην αγορά. Ωστόσο, επηρεάζονται σημαντικά και από τις προσδοκίες των συναλλασσόμενων της αγοράς σχετικά με την πορεία που αναμένουν να ακολουθήσει η αγορά στο επόμενο διάστημα, δηλαδή τους επόμενους μήνες ή και χρόνια.

Παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη προκειμένου να διαμορφωθούν οι προσδοκίες αυτές είναι κυρίως το βιβλίο παραγγελιών που έχει σχέση με την μεταφορική δυναμικότητα του υπάρχοντος στόλου και γενικότερα οι προοπτικές της αγοράς σε βάθος 3ετίας ή 5ετίας κ.ο.κ.. Παράγοντες όπως οι παραπάνω σχετίζονται με τα μακροχρόνια συμβόλαια, ενώ αν πρόκειται για προβλέψεις που αφορούν στην spot αγορά ή συμβόλαια με διάρκεια παραδείγματος χάριν ετήσια, θα ληφθεί υπόψιν κυρίως ο παράγοντας της συγκυρίας. Ο καθορισμός των ναύλων, εξάλλου, τόσο σε βραχυπρόθεσμο όσο και σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, αλλά και η προσπάθεια προσδιορισμού τους σε μελλοντικό χρόνο, αποτελεί ακρογωνιαίο λίθο λήψης των αποφάσεων των εμπλεκόμενων μερών στην αγορά του LNG.

Επίσης, χαρακτηριστικά αναφέρουμε ότι οι ναύλοι (μαζί με το κόστος ασφάλισης του φορτίου), αντιπροσωπεύουν το 10-30% του τελικού κόστους του LNG (παραδοτέου στην τελική μορφή του ως αέριο), ενώ το μεγάλο αυτό εύρος οφείλεται κυρίως στις διαφορετικές αποστάσεις που υπάρχουν στις διάφορες θαλάσσιες διαδρομές (Δαγκαλίδης, 2013).

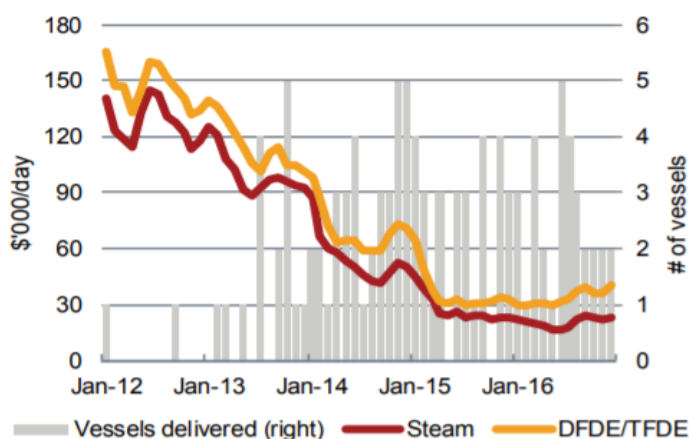
Η ανάπτυξη του εμπορίου ΥΦΑ που έλαβε χώρα μετά την κρίση της Φουκουσίμα το 2011 οδήγησε, στα τέλη του 2013, τους ναύλους σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα. Το γεγονός όμως ότι μεταξύ 2014-16, κατά τη διάρκεια μιας περιόδου που παρουσίαζε χαμηλό ρυθμό αύξησης της προσφοράς LNG, εισήλθαν στην αγορά 90 πλοία ώθησε τους ναύλους να πέσουν σχεδόν στο επίπεδο του λειτουργικού κόστους. Τα 29 πλοία που προστέθηκαν στον παγκόσμιο στόλο το 2015 σε συνδυασμό με τα 31 επιπλέον το 2016, υπερέβαιναν κατά πολύ τον αριθμό πλοίων που απαιτούσε η αγορά για να καλύψει για την αύξηση της δυναμικότητας υγροποίησης των 24,4 mtpa τη δεδομένη χρονική περίοδο.

Καθώς νέα χωρητικότητα πλοίων εισήλθε σε μια ήδη υπερτιμημένη αγορά και δεδομένου ότι η αγορά του ΥΦΑ, όπως και οι περισσότερες ναυτιλιακές αγορές, είναι κυκλική, η τάση που επικράτησε τον προηγούμενο χρόνο συνεχίστηκε και το 2016, σημειώνοντας ιστορικά χαμηλούς ναύλους. Σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο του έτους μάλιστα, η μέση εκτιμώμενη τιμή των ναύλων έπεσε κάτω από 20.000 usd/ ημέρα στην spot αγορά. Σε αυτό συνέβαλε επίσης το γεγονός ότι η ζήτηση στη Λεκάνη του

Ειρηνικού για φορτία από τον Ατλαντικό συνέχισε να μειώνεται, με αποτέλεσμα το εμπόριο ΥΦΑ να καταστεί κατά βάση περιφερειακό.

Στην αύξηση της πλεονάζουσας χωρητικότητας πλοίων οφείλεται παραδείγματος χάριν και η μείωση των εξαγωγών ΥΦΑ από το Τρινιντάντ. Επίσης, με τις τιμές ΥΦΑ στην λεκάνη του Ειρηνικού και του Ατλαντικού να βρίσκονται σε παρόμοια επίπεδα το 2016, οι ευκαιρίες για arbitrage ήταν περιορισμένες. Το αποτέλεσμα ήταν ένα περισσότερο περιφερειακό εμπόριο και λιγότερα ναυτικά μίλια ανά ταξίδι.

Οι όγκοι φορτίου που ταξίδευαν στην Άπω Ανατολή από τη λεκάνη του Ατλαντικού μειώθηκαν κατά 50% σε ετήσια βάση το 2016, ενώ οι ναύλοι παρέμειναν χαμηλοί και σχετικά σταθεροί καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, όπως απεικονίζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί:



Διάγραμμα: Μέσος όρος τιμών LNG ναύλων στην Spot αγορά σε σύγκριση με παραδόσεις πλοίων, 2012 - Δεκέμβριος 2016

Πηγή: IGU World LNG Report, 2017

Ωστόσο, οι προοπτικές της spot αγοράς LNG εμφανίζονται αρκετά θετικές βραχυπρόθεσμα έως μεσοπρόθεσμα. Μετά τις δύσκολες συνθήκες της αγοράς το 2016 και το πρώτο μισό του 2017, έχουν σημειωθεί αξιοσημείωτες βελτιώσεις, με αυξημένους ναύλους και ενδεχόμενα σημάδια για θετικότερες εξελίξεις. Αν και ο ρυθμός παράδοσης νέων πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ είναι υψηλός φέτος μέχρι στιγμής (με τον όγκο της χωρητικότητας που παραδόθηκε ήδη κατά το πρώτο εξάμηνο του 2018

που υπερβαίνει το σύνολο 2017) (LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research), το εμπόριο υγροποιημένου φυσικού αερίου παρουσιάζει σταθερή ανάπτυξη, ιδίως στις διαδρομές μακρινών αποστάσεων προς την Ασία, γεγονός που συνέβαλε στην προσπάθεια να διατηρηθεί η διαθεσιμότητα σε χωρητικότητα στην spot αγορά σε χαμηλά επίπεδα.

Επιπρόσθετα, η προσφορά φορτίου αναμένεται να συνεχίσει να αυξάνεται καθώς έργα εξαγωγής αναμένεται να ξεκινήσουν μέσα στο 2018 και 2019, αν και μία ενδεχόμενη καθυστέρηση στην έναρξη της λειτουργίας τους ενέχει τον κίνδυνο αρνητικής επίδρασης στην αγορά.

Τέλος, αναμένεται να συνεχιστεί και τα επόμενα χρόνια η τάση που επικρατεί για αύξηση του εμπορίου στην spot αγορά και στην αγορά των βραχυπρόθεσμων συμβάσεων. Συνολικά, προς το παρόν η αγορά του ΥΦΑ φαίνεται να κινείται θετικά παρόλο που εξακολουθούν να υπάρχουν ορισμένοι κίνδυνοι ως προς τις προοπτικές γης.

3.6 ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΙΜΩΝ ΑΓΟΡΑΣ LNG

Σε συνθήκες ανταγωνισμού, όπου δηλαδή υπάρχουν στην αγορά πολλοί πωλητές και πολλοί αγοραστές φυσικού αερίου, η τιμή του φυσικού αερίου καθορίζεται από την ισορροπία μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης. Ενώ σε μακροχρόνιο ορίζοντα λαμβάνονται υπόψη οικονομικές και πολιτικές παράμετροι, αλλά και παράγοντες όπως οι επιλογές που υπάρχουν για την προμήθεια φυσικού αερίου, προκειμένου να γίνει προσπάθεια προσδιορισμού της τιμής του, βραχυχρόνια σημαντικός παράγοντας που συνυπολογίζεται, εκτός από τις επιλογές ως προς την προμήθεια, είναι οι δυνατότητες που υπάρχουν ως προς την αποθήκευση. Σε συνθήκες μονοπωλίου, από την άλλη πλευρά, η τιμή προκύπτει ως αντικείμενο διαπραγμάτευσης μεταξύ των δύο εμπλεκόμενων, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη και τα υποκατάστατα καύσιμα, όπως το πετρέλαιο και ο άνθρακας. Συχνά, βέβαια, σε κάθε αγορά τίθεται ένα ανώτατο όριο για την τιμή του φυσικού αερίου, προκειμένου να αποτραπεί η αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου σε επίπεδα υψηλότερα από εκείνα των υποκατάστατων καυσίμων, έτσι ώστε να μην υπάρχει κίνητρο υποκατάστασής του με άλλο καύσιμο στην ενεργειακή

αγορά. Αυτό αποτελεί και ένα χαρακτηριστικό που επηρεάζει την τιμολόγηση του φυσικού αερίου.

Σε γενικές γραμμές, ωστόσο, η τιμολόγηση του φυσικού αερίου πρέπει να ακολουθεί δύο βασικούς κανόνες: πρέπει να καλύπτει τις επενδύσεις παραγωγής, μεταφοράς και διανομής και πρέπει να υποκαταστήσει ανταγωνιστικά τις άλλες πηγές ενέργειας που έχουν ήδη χρησιμοποιηθεί ή που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν (Anisie, 2014).

Ιστορικά, υπάρχει συσχέτιση μεταξύ των τιμών του LNG και του αργού πετρελαίου. Η τιμολόγηση του φυσικού αερίου βρίσκεται σε άμεση συσχέτιση με το βαθμό απελευθέρωσης της αγοράς. Ένας αυξημένος όγκος διεθνούς εμπορίου ΥΦΑ σε συνδυασμό με μία αυξανόμενη απελευθερωμένη αγορά έχει έχει επίπτωση στην εξέλιξη της τιμολόγησης του φυσικού αερίου. Τελευταία βέβαια παρατηρείται ανάπτυξη της spot και της βραχυπρόθεσμης αγοράς φυσικού αερίου, με ανταγωνισμό περισσότερων προμηθευτών στην αντίστοιχη αγορά. Επακόλουθα, ο μηχανισμός τιμολόγησης του φυσικού αερίου επηρεάζεται, καθώς υπάρχει η τάση για καθορισμό της τιμής με βάση τις δυνάμεις που ορίζουν την ισοροπία στην αγορά, απομακρυνόμενη από την συνδεδεμένη με την τιμή του πετρελαίου (oil – indexed) τάση για τιμολόγηση η οποία σχετίζεται με τις μακροπρόθεσμες συμβάσεις.

Η συσχέτιση μεταξύ των τιμών του LNG και του αργού πετρελαίου, που παρατηρείται από τη δεκαετία του 1970, όταν εν μέσω των δύο μεγάλων πετρελαϊκών κρίσεων οι χώρες που εξαρτώνταν από το πετρέλαιο προσπαθούσαν να δημιουργήσουν μία αλυσίδα εφοδιασμού φυσικού αερίου. Καθώς οι επενδυτές που επένδυναν τα κεφάλαιά τους στις ιδιαίτερα δαπανηρές υποδομές ΥΦΑ, έψαχναν έναν τρόπο να εξασφαλίσουν την απόδοση των κεφαλαίων τους. Οι μακροπρόθεσμες συμβάσεις τους επέτρεψαν να δεσμεύσουν τα μεγάλα κεφάλαια που απαιτούνταν για την ανάπτυξη εγκαταστάσεων υγροποίησης και του στόλου των πλοίων LNG, ενώ παράλληλα η αγορά LNG είχε αναπτυχθεί αντιπροσωπεύοντας το 10% της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου. Τώρα η αγορά φυσικού αερίου είναι πολύ διαφορετική (Tanaka, 2013).

Prices

US dollars per million Btu	LNG		Natural gas					Crude oil OECD countries CIF*
	Japan CIF	Japan Korea Market UKMP	Average German Import Price ¹	UK (Heron NBP Index) ²	Netherlands TTF (DA Heron Index) ³	US Henry Hub ⁴	Canada (Alberta) ⁵	
1987	3.35	—	2.55	—	—	—	—	3.09
1988	3.34	—	2.22	—	—	—	—	2.56
1989	3.28	—	2.00	—	—	1.70	—	3.01
1990	3.64	—	2.78	—	—	1.64	1.05	3.82
1991	3.99	—	3.23	—	—	1.49	0.89	3.33
1992	3.62	—	2.70	—	—	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	—	2.51	—	—	2.12	1.69	2.82
1994	3.18	—	2.35	—	—	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	—	2.43	—	—	1.69	0.89	2.96
1996	3.66	—	2.50	1.87	—	2.76	1.12	3.54
1997	3.91	—	2.66	1.96	—	2.53	1.36	3.29
1998	3.05	—	2.33	1.86	—	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	—	1.86	1.58	—	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	—	2.91	2.71	—	4.23	3.75	4.83
2001	4.64	—	3.67	3.17	—	4.07	3.61	4.08
2002	4.27	—	3.21	2.37	—	3.33	2.57	4.17
2003	4.77	—	4.06	3.33	—	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	—	4.30	4.46	—	5.65	5.03	6.27
2005	6.05	—	5.83	7.38	6.07	8.79	7.25	8.74
2006	7.14	—	7.87	7.87	7.46	6.76	5.83	10.66
2007	7.73	—	7.99	6.01	5.93	6.95	6.17	11.95
2008	12.55	—	11.60	10.79	10.66	8.85	7.99	16.76
2009	9.06	5.28	8.53	4.85	4.96	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	7.72	8.03	6.56	6.77	4.39	3.69	13.47
2011	14.73	14.02	10.49	9.04	9.26	4.01	3.47	18.55
2012	16.75	15.12	10.93	9.46	9.45	2.76	2.27	18.82
2013	16.17	16.58	10.73	10.64	9.75	3.71	2.93	18.25
2014	16.33	13.88	9.11	8.25	8.14	4.35	3.87	16.80
2015	10.31	7.45	6.72	6.53	6.44	2.60	2.01	8.77
2016	6.94	5.72	4.93	4.69	4.54	2.46	1.55	7.04
2017	8.10	7.13	5.62	5.80	5.72	2.96	1.60	8.97

*Source: EDMC Energy Trend.

*Source: S&P Global Platts ©2018, S&P Global Inc.

*Source: 1987-1990 German Federal Statistical Office, 1991-2017 German Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).

*Source: ICIS Heron Energy Ltd.

*Source: Energy Intelligence Group, Natural Gas Week.

*Source: ©OECD/IEA 2018, Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistics www.iea.org/statistics.

Note: CIF = cost+insurance+freight (average prices).

Πίνακας: Τιμολόγηση του φυσικού αερίου διαχρονικά

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, June 2018

Είτε πρόκειται για φυσικό αέριο στην αέρια μορφή, και τη μεταφορά του από τα σημεία παραγωγής στις αγορές τελικών χρηστών, που προϋποθέτει την ανάπτυξη συστημάτων αγωγών, είτε για ΥΦΑ, και την επιπλέον μεταφορά του σε εγκαταστάσεις υγροποίησης και επαναεριοποίησης, το κεφάλαιο που απαιτείται είναι υψηλό. Τα πάγια έξοδα που σχετίζονται με τη μεταφορά του αερίου από τον τόπο παραγωγής στην αγορά φαίνεται ότι είναι πολύ υψηλά, ενώ τα μεταβλητά κόστη χαρακτηρίζονται σχετικά χαμηλά. Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφέρουμε ότι η ιδιαιτερότητα αυτή που παρουσιάζει ο κλάδος του φυσικού αερίου, διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην τιμολόγηση του LNG.

Επίσης, η ευελιξία του φυσικού αερίου ως προς την δυνατότητα αποθήκευσης, επηρεάζει την εμπορευσιμότητα του φυσικού αερίου και συνεπώς την τιμολόγησή του, καθώς οι απαιτήσεις σε επενδύσεις είναι και σε αυτή την περίπτωση υψηλές. Αποτελεί δε παράγοντα που επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την τιμολόγηση του, αφού η δυνατότητα αποθήκευσης παίζει σημαντικό ρόλο στη διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ προσφοράς (output) και ζήτησης (input), μία απαραίτητη συνθήκη προκειμένου να εξασφαλιστεί ο εφοδιασμός.

Η τιμολόγηση του LNG, σε αντίθεση με αυτή του πετρελαίου, γίνεται σε περιφερειακό επίπεδο, παρόλο που το προϊόν εμπορεύεται στην παγκόσμια αγορά, ενώ σημαντικό ρόλο στην διαμόρφωση της τιμής του LNG παίζει ο χρονικός ορίζοντας (βραχυχρόνιος ή μακροχρόνιος). Η μονάδα στην οποία εκφράζεται η τιμή είναι συνήθως USD/Mbtu (δολάρια ανά εκατομμύριο Btu). Αν και το μεγαλύτερο μέρος του φυσικού αερίου πωλείται βάσει συμβάσεων μεσοπρόθεσμης ή μακροπρόθεσμης διάρκειας, οι τιμές των συμβάσεων αυτών συνδέονται στενά με τις τιμές spot και τις προθεσμιακές τιμές, οι οποίες, με τη σειρά τους, συνδέονται στενά μεταξύ τους (OECD/ IEA, 1998).

Το έδαφος για διαφορετικές περιφερειακές αγορές και όχι για μια πραγματικά παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου, τίθεται λόγω συγκεκριμένων χαρακτηριστικών του φυσικού αερίου, όπως είναι το γεγονός ότι το χαμηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο ανά μονάδα, η εξάρτηση από την τοπική υποδομή, η εξειδίκευση των στοιχείων ενεργητικού, οι κεφαλαιουχικές δαπάνες και η ανάγκη εξασφάλισης μιας αγοράς στο αρχικό στάδιο ενός έργου καθιστούν την εξερεύνηση και την υλοποίηση έργων φυσικού αερίου διαφορετική από την αντίστοιχη του πετρελαίου. Αυτό είναι η αποκαλούμενη «τυραννία της απόστασης», που σημαίνει ότι το φυσικό αέριο είναι ένα εμπόρευμα χαμηλής αξίας υψηλού όγκου, το οποίο καθιστά τη μεταφορά σχετικά ακριβή, με αποτέλεσμα το netback (δηλαδή το ενοίκιο) να είναι σημαντικά πιο χαμηλό. Συνεπώς, η εξάρτηση από τις δαπανηρές υποδομές (κυρίως αγωγοί) καθιστά το φυσικό αέριο λιγότερο ευέλικτο εμπόρευμα από πλευράς μεταφορών και εμπορίου και, επιπλέον, θέτει το έδαφος για διαφορετικές περιφερειακές αγορές και όχι για μια πραγματικά παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου (Kuhn M., 2014).

Υπάρχουν πολλοί μηχανισμοί που χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό της τιμής του φυσικού αερίου. Σύμφωνα με μελέτη εκπόνησε το International Gas Union, η οποία παρουσιάστηκε το 2012, εξετάζοντας τις παγκόσμιες εξελίξεις στον τομέα των τιμών από το 2005, εντοπίζονται οκτώ διαφορετικοί μηχανισμοί τιμολόγησης, που καλύπτουν την χρονική περίοδο μέχρι το 2010 (EIA/ OECD, 2012):

- Ο ανταγωνισμός gas-to-gas (GOG), ο οποίος συνεπάγεται ότι οι τιμές του φυσικού αερίου βασίζονται στην ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, και επικρατεί στη Βόρεια Αμερική, το Ηνωμένο Βασίλειο και ορισμένες περιοχές της ηπειρωτικής Ευρώπης, καθώς και μερικές άλλες χώρες. Στην κατηγορία αυτή κυριαρχεί μεγάλος αριθμός αγοραστών και πωλητών, που ανταγωνίζονται μεταξύ τους, χωρίς την

παρουσία κυβερνητικών παρεμβάσεων. Παράλληλα, οι υποδομές που σχετίζονται με την αποθήκευση και τη διανομή LNG χαρακτηρίζονται επαρκείς. Οι τιμές διαπραγματεύονται σε αγορές και αποτελούν σημείο αναφοράς για τη σύναψη συμφωνιών (π.χ. η τιμή Henry Hub στις ΗΠΑ ή NBP στο Ηνωμένο Βασίλειο) ή και μελλοντικών συμβάσεων (Δαγκαλίδης, 2013). Το γεγονός ότι σε θεωρητικό τουλάχιστον επίπεδο οι τιμές δεν είναι δυνατό να ελεγχθούν από προμηθευτές ή αγοραστές, καθιστά τις αγορές αυτές αποτελεσματικές, καθώς οι τιμές σε αυτές τις συνθήκες, τείνουν να κινούνται σε χαμηλά επίπεδα.

- Oil indexation ή oil price escalation (OPE) (τιμαριθμική αναπροσαρμογή πετρελαίου), που χρησιμοποιείται κυρίως στην Ευρώπη και την Ιαπωνία, την Κορέα, την Κινεζική Ταϊπέι καθώς και μερικές άλλες περιοχές, και η οποία είναι συνήθως απόρροια μακροπρόθεσμων συμβάσεων εισαγωγής που σχετίζονται με το πετρέλαιο. Οι τιμές, που διαμορφώνονται με βάση τις τιμές άλλων καυσίμων, των καυσίμων αναφοράς, (για ισοδύναμη βάση ενέργειας), όπως το πετρέλαιο και τα παράγωγά του), τείνουν να είναι χαμηλότερες από τις τιμές των καυσίμων αυτών. Το πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου τιμολόγησης είναι η ευκολία που προσφέρει στο κλείσιμο συμφωνιών μεταξύ των συμβαλλομένων μερών της αγοράς, ενώ χρησιμοποιήθηκε ιδιαίτερα από τη Ρωσία, την Αλγερία και τη Νορβηγία.

Παρόλα αυτά, η διεύρυνση μεταξύ των τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου που προκλήθηκε από την αύξηση των τιμών πετρελαίου που έλαβε χώρα το 2008, δημιούργησε σκεπτικισμό στους αγοραστές σχετικά με τη χρήση της. Ωστόσο, η αύξηση της δυνατότητας αποθήκευσης και η ανάπτυξη των τερματικών LNG προσθέτει σταδιακά στις αγορές των χωρών αγοραστών χαρακτηριστικά αυτονομίας από τις χώρες που παραδοσιακά τις προμηθεύουν με φυσικό αέριο.

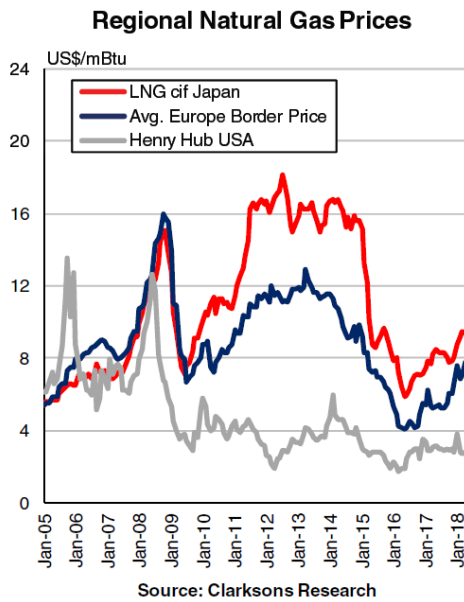
Υπάρχει, επιπλέον, και η μέθοδος τιμολόγησης με βάση την καμπύλη “S Curve”, που χρησιμοποιείται από χώρες οι οποίες, λόγω απουσίας εγχώριας παραγωγής ή αδυναμίας κατασκευής αγωγών φυσικού αερίου, παρουσιάζουν πλήρη εξάρτηση από το LNG, όπως η Ν. Κορέα, η Ταϊβάν η Ιαπωνία. Η τελευταία χρησιμοποίησε το μοντέλο αυτό τιμολόγησης στους περισσότερες συμβάσεις LNG που συνήψε, στην προσπάθειά της να εξασφαλίσει την εγγύηση της χαμηλότερης τιμής, ανεξάρτητα από

τις διακυμάνσεις της τιμής του αργού πετρελαίου, και δεδομένων των εισαγωγών της σε LNG από χώρες ασταθείς, όπως η Ινδονησία και η Μαλαισία.

Το σύστημα τιμολόγησης “SCurve”, λειτουργεί ως εξής: ο οριζόντιος άξονας αντιπροσωπεύει τον σταθμισμένο μέσο όρο της τιμής του εισαγόμενου αργού πετρελαίου εισαγωγής στην Ιαπωνία (Japan Crude Cocktail(JCC)), ενώ ο κάθετος αποτελεί την τιμή εισαγωγής LNG. Η περιοχή στην οποία οι αλλαγές της τιμής JCC έχουν άμεσο αντίκτυπο στις τιμές του LNG, υποδεικνύεται από το μεσαίο τμήμα της καμπύλης S, με την κλίση της γραμμής στην περιοχή αυτή να καθορίζει τη σχέση μεταξύ των δύο τιμών JCC και LNG. Το γεγονός βέβαια ότι οι τιμές παραμένουν υψηλές, καθιστά την μέθοδο αυτή αναποτελεσματική σήμερα και θεωρείται παρωχημένη.

- Διμερείς μηχανισμοί, που αντικατοπτρίζουν διμερείς συμφωνίες μεταξύ δύο χωρών (συνήθως συμφωνούνται απευθείας μεταξύ αρχηγών κρατών), και εντοπίζεται η χρήση τους κυρίως στην Πρώην Σοβιετική Ένωση (FSU). Οι συμβάσεις αυτές ωστόσο τείνουν να μειώνονται υπέρ συμβάσεων που συνδέονται με το πετρέλαιο.
- Netback from final product (NET), που αφορά, για παράδειγμα, σε διαμόρφωση της τιμής αερίου με βάση την τιμή πώλησης αμμωνίας.
- Regulation: Below Cost, όπου η τιμή καθορίζεται κάτω από το κόστος παραγωγής και μεταφοράς, με επιδοτούμενη μορφή.
- Regulation: Social and Political, (ρύθμιση - κοινωνική και πολιτική), σύμφωνα με την οποία οι τιμές του φυσικού αερίου αποφασίζονται ad-hoc.
- καμία τιμή (δηλαδή όταν το αέριο παρέχεται δωρεάν, όπως στην περίπτωση του Τουρκμενιστάν).

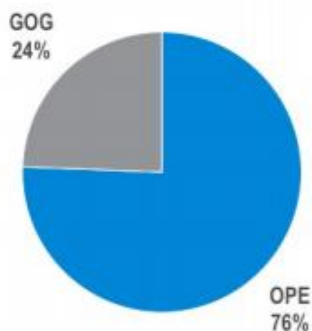
Παρά τις τεράστιες επενδύσεις που έχουν πραγματοποιηθεί ήδη στο θαλάσσιο εμπόριο LNG παγκοσμίως, οι τιμές του φυσικού αερίου τείνουν να παρουσιάζουν αποκλίσεις, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα: Περιφερειακές τιμές φυσικού αερίου

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

Η oil-indexed τιμολόγηση εξακολουθεί να κυριαρχεί στον μηχανισμό καθορισμού των τιμών του ΥΦΑ. Οι ασιατικές αγορές, οι οποίες αντιπροσωπεύουν σχεδόν τα δύο τρίτα των εισαγωγών ΥΦΑ και οι οποίες και χρησιμοποιούν αυτή τη μέθοδο τιμολόγησης, η οποία κυριαρχεί στην περιοχή Ασίας-Ειρηνικού, έχουν διαδραματίσει σημαντικό ρόλο σε αυτό (Birul, 2016). Ωστόσο οι αυξημένες εξαγωγές σχιστολιθικού αερίου από τις ΗΠΑ προς την Ασία-Ειρηνικό, αναμένεται ότι θα επιφέρουν προσαρμογές στον μηχανισμό τιμολόγησης στην περιοχή αυτή.



Σημείωση: GOG : μηχανισμός τιμολόγησης Gas-on-gas

OPE: oil-indexation

Πίνακας: Παγκόσμιος Μηχανισμός Τιμολόγησης ΥΦΑ

Πηγή: Wholesale Gas Price Survey, IGU 2017

Η μακροπρόθεσμη oil-indexed τιμολόγηση εξάλλου δεν θα μπορέσει να επιβιώσει τα επόμενα χρόνια. Η εναλλακτική λύση είναι να καθοριστεί η τιμολόγηση βάσει της αγοράς, πρέπει ωστόσο να δημιουργηθεί μια πραγματική αγορά φυσικού αερίου στην Ασία. Η λειτουργία της αγοράς θα βελτιωθεί επίσης με τη σύναψη πιο βραχυπρόθεσμων και ευέλικτων συμβάσεων - όπως συνιστά το International Energy Agency (IEA) (Tanaka, 2013).

3.7 ΕΞΕΛΙΞΕΙΣ ΣΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Το 2017 οι τιμές του φυσικού αερίου παγκοσμίως παρουσίασαν αύξηση κατά \$0,5-1/ MMBtu. Στην Ευρώπη οι μέσες άμεσες τιμές αυξήθηκαν κατά \$1,1/ MMBtu (NBP), στην Ασία κατά \$1,1/ MMBtu (Ιαπωνικό spot LNG) και στη Βόρεια Αμερική κατά \$0,5/ MMBtu (Henry Hub) (IGU, Global Gas Report 2018), με τις ΗΠΑ να αποτελούν τον φθηνότερο κόμβο, με μια μέση τιμή spot των \$2,9/ MMBtu το 2017, ενώ αντίστοιχα σε Ευρώπη και Ασία οι τιμές ήταν \$5,8/ MMBtu και \$7.3/ MMBtu.

Παρόλα αυτά στις αγορές της Ευρώπης και της Ασία μάλιστα εξακολούθησε η τάση που οδηγεί σε σύγκλιση τιμών παγκοσμίως. Σε όλες τις μεγάλες αγορές που παραδόθηκε ΥΦΑ, τόσο από την άποψη της μέσης τιμής όσο και από την επίπτωση που έχει ο παράγοντας της εποχικότητας, οι spot τιμές παρουσίασαν παρόμοιες κινήσεις. Παρά την αύξηση των εμπορίου στη spot αγορά που ενθαρρύνθηκε από την ανάπτυξη της Κίνας, οι χειμερινές τιμές spot στην Ασία ήταν υψηλότερες. Ωστόσο, προκειμένου να επιτευχθεί σύγκλιση των περιφερειακών τιμών αερίου, κρίνεται καθοριστικής σημασίας η ανάπτυξη μιας πιο παγκοσμιοποιημένης αγοράς ΥΦΑ που θα βασίζεται στην spot αγορά και στην GOG (gas-on-gas) τιμολόγηση του αερίου. Σε παγκόσμιο επίπεδο η τιμολόγηση GOG καταλαμβάνει σήμερα μερίδιο 45% έναντι του 31% που κατείχε το 2005. Πιο συγκεκριμένα, στην Ευρώπη, για παράδειγμα, το 10% του του πωληθέντος φυσικού αερίου τιμολογούταν βάσει GOG, πλέον το ποσοστό αυτό έχει ξεπεράσει το 60%.

Να σημειώσουμε βέβαια ότι παρόμοιες αυξήσεις με τις τιμές φυσικού αερίου παρουσίασαν το 2017 οι τιμές τόσο του πετρελαίου όσο και του άνθρακα. Το φυσικό αέριο εξακολουθεί να τιμολογείται παγκοσμίως υψηλότερα από τον άνθρακα, σε ενεργειακή βάση, παρά την αύξηση των τιμών του άνθρακα. Το φυσικό αέριο βέβαια

είναι οικονομικότερο από τον άνθρακα, σε όρους εξισωμένου κόστους ενέργειας, σε ορισμένες αγορές όπως αυτή της Βόρειας Αμερικής, λόγω του χαμηλότερου κεφαλαιουχικού κόστους που συνεπάγεται σε τομείς εφαρμογής, όπως η ηλεκτρική ενέργεια. Σε αυτό επίσης συμβάλλει και η υψηλότερη θερμική ενέργεια του αερίου.



Διάγραμμα: Τιμές πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα στις κύριες αγορές αναφοράς (2011-2017)

Σημείωση: WTI (West Texas Intermediate), HH (Henry Hub natural gas)

Πηγή: IGU, Global Gas Report 2018

Το 2018 οι αυξημένες τιμές του πετρελαίου σε συνδυασμό με την κυρίαρχη επικρατούσα oil-indexed τιμολόγηση, καθιστούν τις τιμές φυσικού αερίου των συμβάσεων αυξημένες.

Καθώς το μερίδιο του όγκου LNG που εμπορεύεται στην spot αγορά και χρεώνεται με βάση τη GOG τιμολόγηση, σε σχέση με αυτό της αγοράς μακροχρόνιων συμβάσεων, συνεχίζει να αυξάνεται, είναι πιθανό να διευρυνθεί η διαφορά του όγκου εμπορίου μεταξύ των δύο αγορών.

Ωστόσο, καθώς σε μία περιοχή ιδιαίτερα σημαντική για τον προσδιορισμό των spot τιμών ΥΦΑ, όπως η Ασία, παρατηρείται έλλειψη αποθηκευτικής ικανότητας αλλά και μεταβλητότητα στη ζήτηση, είναι επίσης πιθανό η διαφορά αυτή να έχει εποχιακό χαρακτήρα. Η επίπτωση της ικανότητας αποθήκευσης θα είναι πιθανότατα ιδιαίτερα εμφανής να κατά τις περιόδους κορύφωσης της ζήτησης για ΥΦΑ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο

ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ LNG

Υπάρχουν δύο κατηγορίες τερματικών σταθμών στον κλάδο του LNG: Οι τερματικοί σταθμοί εξαγωγής, που είναι εγκαταστάσεις υγροποίησης (liquefaction plants) φυσικού αερίου, οι οποίες δέχονται φυσικό αέριο το οποίο υφίσταται επεξεργασία, σε κατάλληλες εγκαταστάσεις (trains), και οι τερματικοί σταθμοί εισαγωγής (regasification terminals), δηλαδή εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης του υγροποιημένου φυσικού αερίου, το οποίο ύστερα από επαναφορά του στην αέρια μορφή μέσω εξειδικευμένων διεργασιών, διανέμεται στην αγορά, κυρίως με το δίκτυο αγωγών, αλλά και με φορτηγά. Ο ρόλος που διαδραματίζουν στο εμπόριο του ΥΦΑ είναι πολύ σημαντικός.

4.1 ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ

Η χρηματοδότηση των εγκαταστάσεων αυτών, που είναι υψηλής έντασης κεφαλαίου, και εν συνεχεία η κατασκευή τους, ξεκινούν από τη στιγμή που ένα έργο LNG έχει προωθηθεί προς υλοποίηση.

Οι εγκαταστάσεις υγροποίησης μάλιστα ιδιαίτερα εξειδικευμένες, καθώς τοποθετούνται κοντά σε πεδία παραγωγής φυσικού αερίου προκειμένου να αποφευχθεί το υψηλό κόστος μεταφοράς πριν από την εξαγωγή, και για το λόγο αυτό απαιτούν επενδύσεις σε πολύ πιο συγκεκριμένες υποδομές από τις εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης.

Ακόμα, το επενδυτικό κόστος στην περίπτωση του τερματικού υγροποίησης είναι διπλάσιο από εκείνο των συγκρίσιμων τερματικών επαναεριοποίησης (Ruster & Neumann, 2006), και μπορεί να φτάσει το 50% του συνολικού κόστους του έργου LNG. Στο σύνολο του κόστους μεταφοράς του LNG οι εγκαταστάσεις υγροποίησης κυμαίνεται από \$1,5 με \$2/ MMBtu. Ωστόσο τα κόστη κεφαλαίου της ενεργειακής αγοράς πετρελαίου και αερίου που υπερδιπλασιάστηκαν μεταξύ 2003 και 2012, είχαν επίπτωση στο κόστος των εγκαταστάσεων, το οποίο παρουσίασε διακύμανση.

Πολύ σημαντικό ως προς τον προσδιορισμό του κόστους είναι εδώ το γεγονός ότι μία εγκατάσταση υγροποίησης απαιτεί πολύ χρόνο για να υλοποιηθεί και συνήθως δεν

προχωράει η κατασκευή της αν δεν εξασφαλιστεί ότι υπάρχουν αρκετά αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου που θα τροφοδοτήσουν τη ροή της (Saeid και λοιποί, 2013), χαρακτηριστικά, κρίνεται απαραίτητο να υπάρχει ροή παραγωγής για 20 έως 30 χρόνια προκειμένου να καταστεί ένα έργο οικονομικά συμφέρον.

Επιπλέον, ένα τερματικό υγροποίησης δεν διαθέτει δυνατότητα αναδιαμόρφωσης και παρουσιάζει φυσική ιδιοτυπία του περιουσιακού στοιχείου, δηλαδή αν δεν χρησιμοποιείται για τον αρχικό του σκοπό που είναι η υγροποίηση του φυσικού αερίου, η αξία του μειώνεται σχεδόν στο μηδέν.

Γενικά, το κόστος μίας εγκατάστασης επηρεάζεται από παράγοντες όπως η τοποθεσία αλλά και το αν πρόκειται για επέκταση υπάρχουσας εγκατάστασης ή για κατασκευή καινούργιας.

Αντιθέτως, οι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης (εισαγωγής) ΥΦΑ, χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερη δυνατότητα αναδιαμόρφωσης, αφού στην περίπτωση αυτή παρέχεται η δυνατότητα και σε άλλους εισαγωγείς LNG να χρησιμοποιήσουν τον ίδιο τερματικό, εν μέσω της διαδικασίας απελευθέρωσης της αγοράς στην στην Ευρώπη. Καθίστανται για το λόγο αυτό οι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης λιγότερο εξειδικευμένοι από αυτούς της υγροποίησης.

Γενικά, οι υψηλές κεφαλαιακές απαιτήσεις που σχετίζονται με κάθε τμήμα της αλυσίδας LNG καθιερώνουν συγκεκριμένες χρηματοοικονομικές απαιτήσεις, με αποτέλεσμα μόνο μεγάλες εδραιωμένες οικονομικά επιχειρήσεις με εξειδίκευση στο αντικείμενο του LNG να είναι σε θέση να συμμετέχουν στη βιομηχανία (Saeid και λοιποί, 2013). Τα μεγάλης διάρκειας συμβόλαια έως 20-25 χρόνια αποτελούν, επακόλουθα, μία λύση για να μετριαστούν οι κίνδυνοι που αφορούν τέτοιες επενδυτικές αποφάσεις. Τα συμβόλαια αυτά μάλιστα καταρτίζονται με τρόπο κατά τον οποίο, μέσω ειδικής ρήτρας (“take or pay”) οι αγοραστές αναγκάζονται, ακόμα και ένα φορτίο LNG δεν μπορεί να παραληφθεί από κάποιον πελάτη, να πληρώσουν για το φυσικό αέριο μια συγκεκριμένη τιμή.

Εξάλλου, στις αγορές φυσικού αερίου κυριαρχούν οι μακροπρόθεσμες συμβάσεις, όπως έχει προαναφερθεί. Όμως, με την αύξηση του εμπορίου ΥΦΑ, οι μεταφορές είναι πιο ευέλικτες και κερδοφόρες σε μεγάλες αποστάσεις, τα συμβόλαια άμεσης παράδοσης σημείωσαν μεγάλη αύξηση τα τελευταία χρόνια μετά την ελευθέρωση της αγοράς αυτής. Ωστόσο, αναμένεται ότι μακροπρόθεσμα συμβόλαια θα

εξακολουθήσουν να κυριαρχούν στην αγορά, λόγω του γεγονότος ότι οι επενδυτές θα θέλουν να εξασφαλίσουν την επιστροφή των μεγάλων επενδύσεων που απαιτούνται για την κατασκευή τέτοιων τερματικών σταθμών, οι οποίοι είναι υψηλής έντασης κεφαλαίου (Wang and Notteboom , 2011).

Η τεχνολογική πρόοδος, μέσω καινοτομιών, που έχει σημειωθεί με την πάροδο των ετών και ο ανταγωνισμός μεταξύ των κατασκευαστριών εταιριών, βέβαια, ασκεί μειώσεις στο κόστος κατασκευής των εγκαταστάσεων. Επίσης, την ίδια επίπτωση ασκούν οι οικονομίες κλίμακας που επιτυγχάνονται με τη χρήση μεγαλύτερων μονάδων (trains). Το αποτέλεσμα είναι ότι δόθηκε η δυνατότητα σε μικρότερες εταιρίες να εισχωρήσουν στην βιομηχανία αυτή, όπως συνέβη στο παρελθόν με τη Apache, που προτάθηκε για ένα έργο υγροποίησης στο Kitimat του Καναδά.

4.2 ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ - ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ

4.2.1 Τερματικά εξαγωγής

Οι τερματικοί σταθμοί εξαγωγής συνήθως αποτελούνται από αγωγούς, μονάδες υγροποίησης, δεξαμενόπλοια αποθήκευσης και εγκαταστάσεις φόρτωσης. Οι αγωγοί μεταφέρουν το φυσικό αέριο από τα πεδία αερίου στη μονάδα υγροποίησης. Μετά τη διαδικασία υγροποίησης το φυσικό αέριο μεταφέρεται σε δεξαμενές αποθήκευσης και στη συνέχεια φορτώνονται σε πλοία μεταφοράς LNG (Wang and Notteboom, 2011). Ανάλογα με το μέγεθος και τις λειτουργίες τους οι τερματικοί διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες με βάση την εξειδίκευση στο αντικείμενο του LNG με την οποία συμμετέχουν στη βιομηχανία (Saeid και λοιποί, 2013):

1. Μεγάλου βασικού φορτίου (Large base load): Είναι εγκαταστάσεις τοποθετημένες σε μεγάλα πεδία παραγωγής φυσικού αερίου, σε Ασία, Δυτική Αφρική και μέση Ανατολή. Αποτελούνται από πολλαπλές μονάδες (trains), με δυναμικότητα που φτάνει έως τα 4 εκατομ. τόνους ανα έτος.
2. Εγκαταστάσεις αιχμής (Peak – shaving): Είναι μικρού μεγέθους (έως και 0,1 mtpa) και χρησιμοποιούνται για υγροποίηση και αποθήκευση της υπερβάλλουσας παραγωγής φυσικού αερίου, ισορροπώντας με τον τρόπο αυτό τη διακύμανση μεταξύ ζήτησης και προσφοράς. Επίσης σε περιόδους κορύφωσης της ζήτησης διαθέτουν την υπερβάλλουσα αυτή δυναμικότητα.

3. Μικρής ή μεσαίας κλίμακας (small - to medium- scale): Έχουν δυναμικότητα μικρή που φτάνει μέχρι τα 0,01 mtpa. Στην περίπτωση αυτή το φυσικό αέριο μεταφέρεται μέσω αγωγών και διανέμεται σε απομακρυσμένες περιοχές όπου δεν υπάρχουν αγωγοί, με φορτηγά ή σε περιπτώσεις που υπάρχει έκτακτη ζήτηση για LNG. Είναι ως εκ τούτου οικονομικά βιώσιμα μόνο όταν υπάρχει υπερβάλλουσα δυναμικότητα παραγωγής ΥΦΑ.

4.2.2 Τερματικά εισαγωγής

Οι τερματικοί σταθμοί που δέχονται υγροποιημένο φυσικό αέριο διαθέτουν εγκαταστάσεις εκφόρτωσης, αποθήκευσης, επανεξάτμισης και αποστολής του LNG προς το δίκτυο μεταφοράς. Οι εγκαταστάσεις αυτές αποτελούνται από δεξαμενές αποθήκευσης LNG, προβλήτα εκφόρτωσης LNG με βραχίονες εκφόρτωσης και βραχίονες επιστροφής ατμών (Boil-off), αντλίες LNG χαμηλής πίεσης βυθισμένες στο εσωτερικό των δεξαμενών, αντλίες LNG υψηλής πίεσης που συμπιέζουν το LNG έως την πίεση λειτουργίας του δικτύου μεταφοράς. Η συμπίεση LNG απαιτεί 30 φορές λιγότερη ενέργεια από τη συμπίεση φυσικού αερίου. Επίσης διαθέτουν συμπιεστές boil-off gas προς επανυγροποίηση, επανυγροποιητή boil-off, πυρσό καύσης περίσσειας boil-off gas, εξατμιστήρες θαλασσινού νερού και εξατμιστήρες καύσης, αλλά και άλλες βοηθητικές εγκαταστάσεις.

Οι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα με την τοποθεσία εγκατάστασής τους (Wikipedia):

1. Χερσαίοι (onshore): Αποτελούνται από αποβάθρα, ράφι αποστράγγισης, δεξαμενές ισοθερμικής αποθήκευσης για ΥΦΑ, σύστημα εξάτμισης, εγκαταστάσεις εξάτμισης για εξάτμιση από δεξαμενές και μονάδα μέτρησης.

Κατά την άφιξη στο τερματικό σταθμό, το ΥΦΑ αντλείται από δεξαμενόπλοια σε δεξαμενές για αποθήκευση σε υγροποιημένη μορφή, και στη συνέχεια, εφόσον είναι απαραίτητο, το LNG μετατρέπεται σε αέρια κατάσταση. Ο μετασχηματισμός στο αέριο λαμβάνει χώρα στους εξατμιστές μέσω θέρμανσης.

2. Υπεράκτιοι (off-shore): Ο τερματικός σταθμός είναι τοποθετημένος σε πλατφόρμα στη θάλασσα που βρίσκεται στην παράκτια ζώνη. Τα τερματικά αυτά αποτελούν μάλιστα εναλλακτική λύση προκειμένου να αποφευχθούν οι δυσκολίες που εγείρονται, ως προς την επάρκεια χώρου και την

προσβασιμότητα πλοίων LNG, αλλά και για λόγους περιβαλλοντικούς και ασφαλείας, στην περίπτωση κατασκευής χερσαίου τερματικού, καθώς αυτά συνήθως εγκαθίστανται κοντά σε αστικά και βιομηχανικά κέντρα.

3. Πλωτοί (floating): Πρόκειται για δεξαμενόπλοια LNG, εξοπλισμένα με σύστημα επαναεριοποίησης.

Τα πλωτά τερματικά επαναεριοποίησης με τη σειρά τους χωρίζονται στις κάτωθι κατηγορίες :

- Πλοία επαναεριοποίησης LNG (LNG RV): Τα πλοία αυτής της κατηγορίας μεταφέρουν LNG, αλλά επιπλέον έχουν τη δυνατότητα, στο σημείο εκφόρτωσης, και να το επαναεριοποιήσουν.
- Πλωτές εγκαταστάσεις αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (FSRU): Οι σταθμοί αυτοί που έχουν χαρακτηριστικά δεξαμενόπλοιου ΥΦΑ διαθέτουν μονάδα επαναεριοποίησης. Υπάρχουν επίσης και οι μονάδες PRU, που σε αντίθεση με τα πλοία επαναεριοποίησης, χρησιμοποιούνται ως σταθερές εγκαταστάσεις. Βρίσκονται στην αποβάθρα ή στην προβλήτα, συνδέονται με αγωγούς προς την ακτή, και το ΥΦΑ τους παραδίδεται από δεξαμενόπλοια LNG (Saeid και λοιποί, 2013):

4.2.3 Διαδικασίες διαχείρισης φορτίου

Οι προδιαγραφές σχεδίασης των τερματικών σταθμών που δέχονται LNG ποικίλλουν από χώρα σε χώρα. Ωστόσο, σε κάθε περίπτωση απαιτούνται εξειδικευμένες διαδικασίες που περιλαμβάνουν περίπλοκο εξοπλισμό για όλα τα στάδια της διαχείρισης του φορτίου αυτού, λόγω της ανάγκης για πολύ χαμηλές θερμοκρασίες αλλά και της επικίνδυνης φύσης του. Μάλιστα, οι διαρροές LNG σχετίζονται με πυρκαγιές και ανάφλεξη των παρασυρόμενων σύννεφων ατμού.

Η διαδικασία διαχείρισης φορτίου περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια (Παρδάλη, 2001):

1. **Επιθεώρηση των δεξαμενών (Tank inspection):** Είναι σημαντικό οι δεξαμενές που θα δεχτούν το φορτίο να επιθεωρηθούν και να ελεγχθούν ως προς την καθαριότητα, την απομάκρυνση όλων των ουσιών και για το αν όλες οι ενώσεις είναι ασφαλισμένες. Επομένως, είναι βασικό να

πραγματοποιηθεί πριν ξεκινήσει η διαδικασία χειρισμού φορτίου αυτή η διεργασία. Όταν αυτή η επιθεώρηση έχει ολοκληρωθεί, οι δεξαμενές φορτίου πρέπει να κλειστούν με ασφάλεια και έπειτα είναι δυνατό να ξεκινήσουν οι διαδικασίες αφύγρανσης.

2. **Αφύγρανση (Drying):** Είναι μία διαδικασία απαραίτητη πριν τη φόρτωση διότι είναι απαραίτητο να απομακρύνεται από το σύστημα το νερό, γιατί, στην αντίθετη περίπτωση, η υγρασία μπορεί να προκαλέσει προβλήματα σε σχέση με την ψύξη του φορτίου. Η αφύγρανση των δεξαμενών μπορεί να πραγματοποιηθεί χρησιμοποιώντας αδρανές αέριο που προέρχεται είτε από τον τερματικό σταθμό είτε από την εγκατάσταση του πλοίου.
3. **Αδρανοποίηση πριν τη φόρτωση (Inerting):** Κατά την αδρανοποίηση των δεξαμενών του φορτίου, πρέπει να διασφαλίζεται ότι οι μηχανισμοί χειρισμού του φορτίου και οι αγωγοί βρίσκονται σε κατάσταση μη ανάφλεξης. Για το λόγο αυτό η συγκέντρωση οξυγόνου πρέπει να μειώνεται από 21% σε ένα μέγιστο 5%, αν και σε πολλές περιπτώσεις απαιτούνται και χαμηλότερα επίπεδα, που μπορεί να φτάνουν και μόλις στο 1%.
4. **Απελευθέρωση αερίων (Gassing-up):** Τα κύρια συστατικά του αδρανούς αερίου, άζωτο και διοξείδιο του άνθρακα, δεν μπορούν να συμπυκνωθούν από τη μονάδα επανυγροποίησης. Η απομάκρυνσή τους από τις δεξαμενές κρίνεται απαραίτητη και η απελευθέρωση γίνεται με διάφορους τρόπους.
5. **Ψύξη (Cool-Down):** Η ψύξη είναι απαραίτητη για να αποφευχθούν υπερβολικές πιέσεις στο εσωτερικό της δεξαμενής. Πριν μεταφερθεί ένα φορτίο υπό ψύξη, οι δεξαμενές του πλοίου πρέπει να ψυχθούν με αργό ρυθμό. Η ταχύτητα με την οποία πρέπει να ψυχθεί η δεξαμενή του πλοίου εξαρτάται από τη σχεδίαση του συστήματος και από τις προδιαγραφές λειτουργίας του πλοίου.
6. **Φόρτωση (Loading):** Όταν ολοκληρωθούν όλες οι παραπάνω διεργασίες, αρχίζει η διαδικασία της φόρτωσης. Υπάρχουν διαφορετικές διαδικασίες φόρτωσης ανάλογα με τον τύπο πλοίων αλλά και τις δεξαμενές αποθήκευσης φορτίου.
7. **Εκφόρτωση (Discharge):** Όταν ένα πλοίο φτάνει στον τερματικό σταθμό εκφόρτωσης, οι πιέσεις και οι θερμοκρασίες των δεξαμενών φορτίου θα πρέπει να είναι σύμφωνες με τις απαιτήσεις του τερματικού σταθμού,

προκειμένου να επιτευχθούν οι μέγιστοι ρυθμοί εκφόρτωσης. Πριν ξεκινήσει η διαδικασία εκφόρτωσης, είναι απαραίτητο να διεξαχθούν οι προκαταρκτικές διαδικασίες πλοίου και τερματικού σύμφωνα με τις ίδιες πρακτικές της διαδικασίας φόρτωσης. Η μέθοδος εκφόρτωσης εξαρτάται από τον τύπο του πλοίου, τις προδιαγραφές του φορτίου και τη μέθοδο αποθήκευσης στον τερματικό σταθμό.

8. **Το ταξίδι με έρμα (Ballast Voyage).** Είναι συνήθης πρακτική σε πλοία μερικής ψύξης να διατηρείται μια μικρή ποσότητα του φορτίου στο πλοίο μετά την εκφόρτωση, η οποία ονομάζεται “heel”. Αυτό το προϊόν χρησιμοποιείται για να διατηρήσει τις δεξαμενές σε χαμηλή θερμοκρασία κατά τη διάρκεια του ταξιδιού με έρμα. Αυτή η διαδικασία εφαρμόζεται μόνο όταν το επόμενο φορτίο θα φορτωθεί στην ίδια θερμοκρασία. Οι παράγοντες που επηρεάζουν την ποσότητα του heel είναι οι εμπορικές συμφωνίες, ο τύπος του πλοίου, η διάρκεια του ταξιδιού με έρμα, οι απαιτήσεις του επόμενου τερματικού σταθμού φόρτωσης και η θερμοκρασία του επόμενου φορτίου. Αν το πλοίο πλησιάζει σε ένα τερματικό σταθμό για να φορτώσει ένα προϊόν που δεν είναι συμβατό με το προηγούμενο, θα πρέπει ολόκληρο το προηγούμενο φορτίο να απομακρυνθεί. Μικρές ποσότητες του προηγούμενου φορτίου αποθηκεύονται στις δεξαμενές του πλοίου που βρίσκονται στο κατάστρωμα. Αυτό αποτρέπει την ανάμιξη με το νέο φορτίο.
9. **Αλλαγή φορτίου (Changing cargo):** Η προετοιμασία για την αλλαγή του φορτίου είναι η πιο χρονοβόρα λειτουργία της διαδικασίας. Αν το επόμενο φορτίο δεν είναι συμβατό με το προηγούμενο, είναι συνήθως απαραίτητο οι δεξαμενές να αδειάσουν, ώστε να επιτραπεί οπτικός.

4.3 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΚΑΙ ΕΠΑΝΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ

4.3.1 Γενικά

Σύμφωνα με στοιχεία του Clarksons Research, τον Ιούνιο του 2018 υπήρχαν παγκοσμίως 76 τερματικοί σταθμοί υγροποίησης, με δυναμικότητα υγροποίησης 383mtpa, και 144 σταθμοί επαναεριοποίησης (εξαγωγής) με δυναμικότητα 582mtpa.

Υπό κατασκευή είναι επιπλέον 85mτρα δυναμικότητας υγροποίησης, αρκετή από την οποία προγραμματίζεται να εισαχθεί στην αγορά μέσα στη δεκαετία του 2020, οπότε και προβλέπεται ότι ζήτηση για εφοδιασμό ΥΦΑ θα αυξηθεί, καθώς και 103mτρα που αφορούν έργα επαναεριοποίησης σε 17 χώρες. Μάλιστα απουσιάζουν οι υποδομές εισαγωγής ΥΦΑ σε έξι από τις χώρες αυτές.

4.3.2 Επισκόπηση των τερματικών σταθμών υγροποίησης

Αναλυτικά, παρουσιάζονται παρακάτω οι υφιστάμενοι σταθμοί υγροποίησης παγκοσμίως:

Country	Project Name	Operator Name	Reported liquefaction capacity (mtpa LNG)	Start-up Year	Number of Liquefaction trains	Number of storage tanks	Storage capacity (m ³)	Port Name	Max Vessel Size (m ³)	Maximum LOA (m)	Maximum Draft (m)	Lat.	Long.
Algeria	Skikda GL 1K 10, 5P, 6P	Sonatrach	3.2	1978/98	3	4	280,000	Skikda	74,000	240	12.0	36.8799	6.9449
Algeria	Arzew-Bethioua GL 1Z	Sonatrach	7.9	1978	6	3	300,000	Arzew	145,000	460	12.5	35.8158	-0.2616
Algeria	Arzew-Bethioua GL 2Z	Sonatrach	8.2	1981	6	3	300,000	Arzew	145,000	460	12.5	35.8137	-0.2564
Algeria	Skikda GL 1K 4	Sonatrach	4.5	2013	1	1	150,000	Skikda	74,000	240	12.0	36.8781	6.9415
Algeria	Arzew-Bethioua GL 3Z	Sonatrach	4.7	2014	1	2	320,000	Arzew	165,000	460	13.0	35.8080	-0.2357
Angola	Angola LNG	Angola LNG	5.2	2013	1	2	320,000	Soyo-Quiluanas Terminal	155,000			-6.1170	12.3333
Australia	North West Shelf T1-2	Woodside Petroleum	5.0	1989	2	4	260,000	Dampier	145,000	360	12.2	-20.5912	116.7704
Australia	North West Shelf T3	Woodside Petroleum	2.5	1992	1			Dampier	145,000	360	12.2	-20.5938	116.7772
Australia	North West Shelf T4	Woodside Petroleum	4.4	2004	1			Dampier	145,000	360	12.2	-20.5951	116.7771
Australia	Darwin LNG	ConocoPhillips	3.2	2006	1	1	188,000	Darwin	147,000	290	11.4	-12.5236	130.8566
Australia	North West Shelf T5	Woodside Petroleum	4.4	2008	1			Dampier	145,000	360	12.2	-20.5937	116.7651
Australia	Pluto LNG	Woodside Petroleum	4.9	2012	1	2	240,000	Dampier	155,000			-20.6092	116.7619
Australia	Queensland Curtis LNG	QGC	8.5	2014	2	2	280,000	Gladstone	175,000			-23.7717	151.1953
Australia	Gladstone LNG - Train 1	Santos	3.9	2015	1	1	280,000	Gladstone	165,000			-23.7808	151.2045
Australia	Australia Pacific LNG	Australia Pacific	9.0	2016	2	2	320,000	Gladstone	165,000	290	11.5	-23.7571	151.1865
Australia	Gladstone LNG - Train 2	Santos	3.9	2016	1	1	280,000	Gladstone	165,000			-23.7754	151.2086
Australia	Gorgon LNG Trains 1 + 2	Chevron Australia	10.4	2016	2	2	360,000	Barrow Island	165,000			-20.8001	115.4701
Australia	Gorgon LNG Train 3	Chevron Australia	5.2	2017	1			Barrow Island	165,000			-20.7879	115.4521
Australia	Wheatstone LNG Train 1	Chevron Australia	4.5	2017	1	2	300,000	Port of Ashburton	165,000			-21.6860	115.0059
Brunei	Brunei LNG T1-5	Brunei LNG	6.7	1972	5	3	195,000	Lumut	137,000	290	10.0	4.6911	114.4521
Cameroon	Hilli Epibeyo FLNG	Perenco	1.2	2018	2			Kibi	165,000			2.9316	9.8058
Egypt	Idku LNG Train 1	Egyptian LNG	3.6	2005	1	1	140,000	Idku	160,000	300	12.7	31.3583	30.3080
Egypt	Idku LNG Train 2	Egyptian LNG	3.6	2005	1	1	140,000	Idku	160,000	300	12.7	31.3509	30.3191
Egypt	SEGAS LNG	Spanish Egyptian Gas	5.0	2005	1	2	300,000	Damietta	200,000	340	12.0	31.4676	31.7480
Equatorial Guinea	Boko Island LNG	EGLNG	3.7	2007	1	2	272,000	Punta Europa Terminal	160,000	300	12.0	3.7796	8.6990
Indonesia	Badak A B	Badak	5.1	1977	2	6	630,000	Bontang	138,000	300	12.5	0.0969	117.4782
Indonesia	Badak C D	Badak	5.1	1983	2			Bontang	138,000	300	12.5	0.1026	117.4700
Indonesia	Badak E	Badak	2.4	1989	1			Bontang	138,000	300	12.5	0.1029	117.4678
Indonesia	Badak F	Badak	2.7	1993	1			Bontang	138,000	300	12.5	0.1018	117.4678
Indonesia	Badak G	Badak	2.8	1998	1			Bontang	138,000	300	12.5	0.1007	117.4679
Indonesia	Badak H	Badak	2.9	1999	1			Bontang	138,000	300	12.5	0.0991	117.4679
Indonesia	Tangguh LNG	BP Berau	7.6	2009	2	2	340,000	Tangguh	155,000	300	12.5	-2.4352	133.1356
Indonesia	Donggi Senoro LNG	Donggi Senoro LNG	2.0	2015	1	1	170,000	Senoro	165,000			-1.2493	122.5923
Malaysia	Malaysia LNG Satu	Malaysia LNG	8.4	1983	3	6	390,000	Bintulu	145,000	300	12.5	3.2850	113.0800

Country	Project Name	Operator Name	Reported liquefaction capacity (mtpa LNG)	Start-up Year	Number of Liquefaction trains	Number of storage tanks	Storage capacity (m ³)	Port Name	Max Vessel Size (m ³)	Maximum LOA (m)	Maximum Draft (m)	Lat.	Long.
Malaysia	Malaysia LNG Dua	Malaysia LNG Dua	9.6	1962/2010	3			Bintulu	145,000	300	12.5	3.2824	113.0821
Malaysia	Malaysia LNG Tiga	Malaysia LNG Tiga	7.7	2003	2			Bintulu	145,000	300	12.5	3.2900	113.0868
Malaysia	PFLNG Satu	Petronas	1.2	2016	1	1	180,000	Bintulu	165,000			3.9739	112.3901
Malaysia	MLNG T9	Petronas	3.6	2017	1			Bintulu	145,000	300	12.5	3.2918	113.0901
Nigeria	Nigeria LNG T1	Nigeria LNG Ltd.	3.3	1999	1	2	168,400	Bonny	145,000	300	12.9	4.4238	7.1471
Nigeria	Nigeria LNG T2	Nigeria LNG Ltd.	3.3	2000	1			Bonny	145,000	300	12.9	4.4211	7.1538
Nigeria	Nigeria LNG T3	Nigeria LNG Ltd.	3.3	2002	1	1	84,200	Bonny	145,000	300	12.9	4.4206	7.1581
Nigeria	Nigeria LNG T4	Nigeria LNG Ltd.	4.1	2005	1			Bonny	145,000	300	12.9	4.4184	7.1605
Nigeria	Nigeria LNG T5	Nigeria LNG Ltd.	4.1	2006	1			Bonny	145,000	300	12.9	4.4179	7.1617
Nigeria	Nigeria LNG T6	Nigeria LNG Ltd.	4.1	2007	1	1	84,200	Bonny	145,000	300	12.9	4.4199	7.1621
Norway	Snohvit LNG	Equinor	4.3	2007	1	2	250,000	Hammerfest	148,000	300	15.0	70.6873	23.5977
Norway	Skangass LNG	Skargas	0.3	2010	1	1		Ribaavika	145,000		15.8	58.9232	5.5782
Oman	Qahat LNG Trains 1 + 2	Oman LNG	7.1	2000	2	2	240,000	Qahat	165,000	310	12.1	22.6620	59.4101
Oman	Qahat LNG Train 3	Oman LNG	3.6	2006	1			Qahat	165,000	310	12.1	22.6500	59.4000
Papua N. Guinea	PNG LNG	ExxonMobil	7.9	2014	2	2	320,000	Port Moresby	215,000			-9.3387	147.0055
Peru	Peru LNG	Hunt Oil	4.5	2010	1	2	260,000	Pampa Melchotta	173,000			-13.2529	-76.3057
Qatar	Qatargas I T1&2	Qatargas	6.4	1996	2	4	340,000	Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9136	51.5637
Qatar	Qatargas I T3	Qatargas	3.2	1996	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9134	51.5574
Qatar	RasGas I T1&2	RasGas	6.6	1999	2			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8892	51.5491
Qatar	RasGas II T3	RasGas	4.7	2004	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8901	51.5471
Qatar	RasGas II T4	RasGas	4.7	2005	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8908	51.5455
Qatar	RasGas II T5	RasGas	4.7	2006	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8916	51.5440
Qatar	Qatargas II T4	Qatargas	7.8	2009	1	5	725,000	Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9166	51.5619
Qatar	Qatargas II T5	Qatargas	7.8	2009	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9105	51.5604
Qatar	RasGas III T6	RasGas	7.8	2009	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8929	51.5420
Qatar	Qatargas III T6	Qatargas	7.8	2010	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9008	51.5554
Qatar	RasGas III T7	RasGas	7.8	2010	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.8937	51.5402
Qatar	Qatargas IV T7	Qatargas	7.8	2011	1			Ras Laffan	266,000	395	12.5	25.9000	51.5572
Russia	Sakhalin II	Sakhalin Energy	10.8	2009	2	2	200,000	Prigorodnoye	148,700	300	12.0	46.6247	142.9057
Russia	Yamal LNG Train 1	Yamal LNG	5.5	2017	1	4	640,000	Sabetta	172,600			71.2711	72.0900
Trinidad	Atlantic LNG T1	Atlantic LNG	3.0	1999	1	1	102,000	Point Fortin	145,000	330	11.5	10.1873	-61.6961
Trinidad	Atlantic LNG T2	Atlantic LNG	3.3	2002	1	2	262,000	Point Fortin	145,000	330	11.5	10.1804	-61.6928
Trinidad	Atlantic LNG T3	Atlantic LNG	3.3	2003	1			Point Fortin	145,000	330	11.5	10.1793	-61.6916
Trinidad	Atlantic LNG T4	Atlantic LNG	5.2	2005	1	1	160,000	Point Fortin	145,000	330	11.5	10.1838	-61.6986
U.A.E.	ADGAS T1-2	ADGAS	3.2	1977	2	3	240,000	Das Island	210,000	300	13.5	25.1587	52.8813
U.A.E.	ADGAS T3	ADGAS	2.5	1994	1			Das Island	210,000	300	13.5	25.1167	52.9167
United States	Kenai	Andeavor	1.3	1969	2	3	108,000	Nikiski	88,000	261	10.1	60.6789	-151.3887
United States	Sabine Pass Trains 1 + 2	Cheniere Energy Inc	9.0	2016	2			Sabine Pass	266,000	348	12.2	29.7544	-93.8783
United States	Sabine Pass Train 3	Cheniere Energy Inc	4.5	2017	1			Sabine Pass	266,000	348	12.2	29.7587	-93.8774
United States	Sabine Pass Train 4	Cheniere Energy Inc	4.5	2017	1			Sabine Pass	266,000	348	12.2	29.7587	-93.8797
United States	Cove Point Export	Dominion E&P	5.3	2018	1			Cove Point	165,000	300	11.3	38.3864	-76.4103
Yemen	Yemen LNG	Yemen LNG	6.7	2009	2	2	280,000	Balhaf	205,000			13.9811	48.1755

Πίνακας: Υφιστάμενες μονάδες υγροποίησης

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

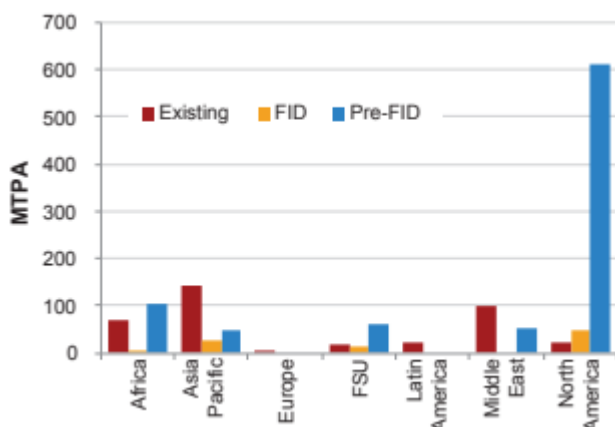
Η αύξηση της δυναμικότητας υγροποίησης σημειώθηκε το 2016, συνεχίστηκε το 2017 και εξακολούθησε έως και τις αρχές του 2018.

Η αύξηση της δυναμικότητας υγροποίησης κατά περίπου 7% το 2017 αποδίδεται σε μεγάλο βαθμό στην επέκταση της δυναμικότητας αυτής που προέρχεται από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας εγκαταστάσεων υγροποίησης στην Αυστραλία, με τα έργα Australia Pacific LNG T2 (4.5 mtpa) and Gorgon LNG T3 (5.2 mtpa), και τις ΗΠΑ ιδιαίτερα με το Sabine Pass LNG T3-4 (9 mtpa), ενώ επιπλέον από τις δύο χώρες προέρχεται μερίδιο μεγαλύτερο από το 70% της υπό κατασκευή δυναμικότητας. Το 2018 αύξηση σημείωσε η δυναμικότητα υγροποίησης κατά περίπου 10%, με την προσθήκη μίας επιπλέον μονάδας υγροποίησης σε τερματικό σταθμό LNG της

Μαλαισίας (3.6 mtpa) που ξεκίνησε την εμπορική της λειτουργία αλλά και με την έναρξη των εμπορικών δραστηριοτήτων του Yamal LNG (5.5 mtpa) στη Ρωσία και του Wheatstone LNG (4.45 mtpa) στην Αυστραλία.

Η συγκρατημένη θετική εξέλιξη στις τιμές του φυσικού αερίου που παρατηρείται πρόσφατα, έχει δημιουργήσει ένα θετικό κλίμα σε ότι αφορά στην έγκριση υλοποίησης έργων τερματικών υγροποίησης, σε αντίθεση με τα τελευταία χρόνια που οι χαμηλές τιμές του αερίου δεν ενθάρρυναν την έγκριση νέων έργων.

Εάν εξακολουθήσει η θετική κίνηση των τιμών, σε περιοχές όπως οι ΗΠΑ, όπου η παραγωγή σχιστόλιθου συνεχίζει να εμφανίζει ανάπτυξη, αλλά και η Αφρική, φαίνεται να υπάρχει αυξημένη πιθανότητα να εξελιχθούν τέτοια έργα μέσα στους επόμενους 12-18 μήνες, φτάνοντας στο στάδιο να της τελικής απόφασης επένδυσης (FID). Επίσης, το περιβάλλον αυτό θα ευνοήσει βραχυπρόθεσμα και την εξέλιξη ορισμένων έργων που βρίσκονται στο στάδιο FID.



Διάγραμμα: Ονομαστική ικανότητα δυναμικότητας υγροποίησης ανά κατάσταση και περιοχή (έως το Μάρτιο 2018)

Πηγή: IGU, World LNG Report 2018

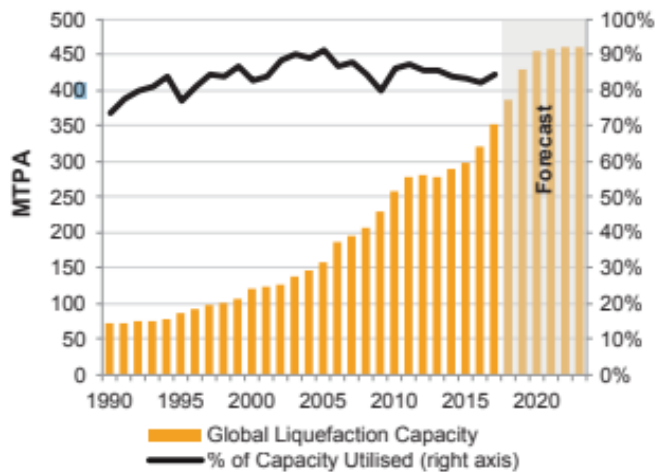
Το 2018 αναμένεται η έναρξη λειτουργίας αρκετών εγκαταστάσεων υγροποίησης, η έγκριση των οποίων είχε γίνει αρκετά χρόνια νωρίτερα, με αποτέλεσμα να αναμένεται συνέχεια στην επέκταση της δυναμικότητας υγροποίησης, όπως για παράδειγμα το Wheatstone LNG T1 στην Αυστραλία (4,45 mtpa) και το Yamal LNG T1 στη Ρωσία (5,5 mtpa) αναμένεται να ξεκινήσουν τις εμπορικές τους δραστηριότητες το Μάρτιο

του 2018. Επιπλέον, αναμένεται η έναρξη λειτουργίας εγκαταστάσεων φέτος σε Καμερούν, Ινδονησία και Μαλαισία (PFLNG Satu δυναμικότητας 1.2 mtpa).

Τα τελευταία δύο χρόνια παρατηρείται υποτονική αύξηση των επενδύσεων σε εγκαταστάσεις υγροποίησης, καθώς σύμφωνα με τις προβλέψεις αναμενόταν πλεόνασμα ΥΦΑ, λόγω της αβεβαιότητας από την πλευρά της ζήτησης αλλά και των χαμηλών τιμών των βασικών εμπορευμάτων. Χαρακτηριστικό είναι ότι το 2017 ξεκίνησε η κατασκευή του ενός μόνο έργου FLNG στη Μοζαμβίκη (Coral South) δυναμικότητας 3,4 mtpa αφού έφτασε ως το στάδιο της τελικής επενδυτικής απόφασης (FID). Ωστόσο, οι τάσεις που ακολουθεί η προσφορά και η ζήτηση φαίνεται ότι δημιουργούν ένα περιβάλλον ισχυρού ανταγωνισμού, το οποίο γίνεται εμφανές από το γεγονός ότι 875 mtpa προτεινόμενης δυναμικότητας στοχεύουν σε μια επόμενη φάση ανάπτυξης που ξεκινάει από το 2020. Αρκετές μακροπρόθεσμες συμβάσεις ΥΦΑ που συνδέονται με νέα δυναμικότητα υγροποίησης έχουν υπογραφεί μέχρι στιγμής το 2018, αλλά ο βαθμός στον οποίο μεταφράζονται σε τελικές επενδυτικές αποφάσεις φέτος παραμένει προς συζήτηση (IGU, World LNG Report 2018). Οι επενδυτές φαίνεται ότι αναζητούν επιπλέον ευκαιρίες για επέκταση μέσω έργων χαμηλού κόστους. Προκειμένου να εξασφαλίσουν πελάτες, οι επενδυτές των εγκαταστάσεων υγροποίησης, παραδείγματος χάριν, στο Κατάρ, σύμφωνα με τα οποία προγραμματίζεται επέκταση της δυναμικότητας υγροποίησης από 77 σε 100 mtpa, αναζητούν τρόπους μείωσης του κόστους.

4.3.3 Χρησιμοποίηση της δυναμικότητας υγροποίησης παγκοσμίως

Η χρησιμοποίηση της δυναμικότητας υγροποίησης αποτελεί το βαθμό στον οποίο χρησιμοποιείται η δυναμικότητα υγροποίησης μιας χώρας σε μια δεδομένη χρονική περίοδο.



Διάγραμμα: Διαχρονική ανάπτυξη της παγκόσμιας δυναμικότητας υγροποίησης

Πηγή: : IGU, World LNG Report 2018

Σε παγκόσμιο επίπεδο, τόσο η δυναμικότητα υγροποίησης όσο και επαναεριοποίησης ΥΦΑ αυξάνονται τα τελευταία χρόνια κατά περίπου 5-6% ετησίως, ωστόσο, ο επιβραδυνόμενος ρυθμός αύξησης του εμπορίου ΥΦΑ είχε ως αποτέλεσμα μειωμένα ποσοστά αύξησης της χρησιμοποίησης τα τελευταία χρόνια.

Το 2017 η παγκόσμια χρησιμοποίηση της ικανότητας υγροποίησης ήταν 84%. Αυτό αντιπροσωπεύει μια αύξηση από το 82% το 2016 και αναστρέφει την πτωτική τάση των προηγούμενων χρόνων (IGU World Gas LNG Report – 2018).

Η μεγάλη αύξηση των εξαγωγών οδήγησε χώρες όπως η Ρωσία, τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα, η Νιγηρία, η Νορβηγία και το Κατάρ σε αυξημένα ποσοστά χρησιμοποίησης της δυναμικότητας υγροποίησης των εγκαταστάσεων που ξεκίνησαν πρόσφατα τη λειτουργία τους αλλά και εκείνων που τέθηκαν εκ νέου σε λειτουργία. Για παράδειγμα, η Ανγκόλα εξασφάλισε αρκετές βραχυπρόθεσμες συμβάσεις πώληση LNG, μετά την επάνοδο σε λειτουργία το 2016, ύστερα από αρκετά χρόνια που βρίσκονταν υπό επισκευή, των εγκαταστάσεών της.

Επίσης παρά την μη επάρκεια πρώτης ύλης που προκάλεσε προβλήματα στην υλοποίηση διαφόρων έργων, φαίνεται να έχει σημειωθεί βελτίωση της χρησιμοποίησης. Κάτι τέτοιο συνέβη στην περίπτωση του Τρινιδάδ όπου κατά τη διάρκεια του 2017 ξεκίνησε η λειτουργία πολλών έργων εγκαταστάσεων αλλά και της

Αλγερίας, όπου περισσότερη ποσότητα εξήχθη ως LNG, αφού μειώθηκαν οι εξαγωγές φυσικού αερίου μέσω αγωγών, προς τη νότια Ευρώπη.

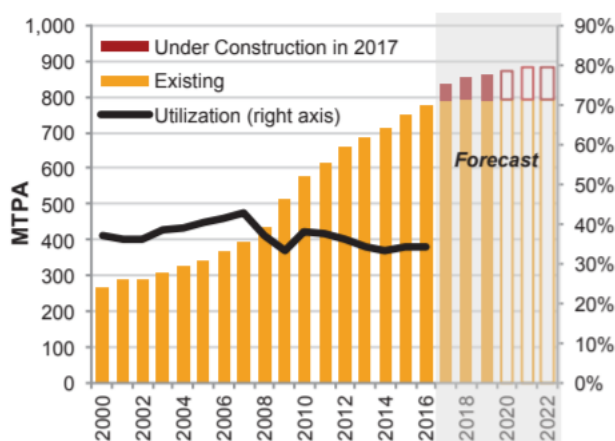
Επιπλέον, παρατηρήθηκε το 2017 μείωση της χρησιμοποίησης υγροποίησης στην Αυστραλία, λόγω προβλημάτων εφοδιασμού των έργων LNG που έχουν βάση το μεθάνιο, όπου μάλιστα σημειώθηκαν πολιτικές πιέσεις για την παροχή περισσότερου φυσικού αερίου στην εγχώρια αγορά λόγω των υψηλών τιμών (IGU, World LNG Report 2018). Καθώς επίσης οι εξαγωγές της Ινδονησίας μειώνονται, σημειώνονται προβλήματα σε σχέση με την πρώτη ύλη. Παρόλα τα παραπάνω, ωστόσο, φαίνεται ότι η αξιοποίηση της δυναμικότητας υγροποίησης βελτιώθηκε γενικά σε πολλές περιπτώσεις έργων που αντιμετωπίζουν προκλήσεις σχετικά με τις πρώτες ύλες. Για κάποια από τα ήδη υπάρχοντα έργα δεν σημειώθηκε εξαγωγή φορτίων το 2017, όπως παραδείγματος χάριν η Υεμένη, λόγω του εμφυλίου πολέμου έχει σταματήσει την παραγωγή από το 2015, αλλά και η Αίγυπτος που λόγω προβλημάτων διαθεσιμότητας πρώτης ύλης εξήγαγε ελάχιστα.

4.3.4 Επισκόπηση των τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης

Η αγορά ΥΦΑ παρουσιάζει, και σε υφιστάμενες αλλά και σε νέες αγορές, αύξηση της δυναμικότητας επαναεριοποίησης, παράλληλα με την αύξηση της δυναμικότητας υγροποίησης. Στην ανάπτυξη της νέας χωρητικότητας πρωταγωνιστικό ρόλο κατέχει η εμπορική δραστηριότητα LNG που πραγματοποιείται μεταξύ των περιοχών της Ασίας και Ασίας – Ειρηνικού.

Σύμφωνα με στοιχεία του IGU World LNG Report 2018 και όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα, το 2017 η προσθήκη 45 mtpa νέας δυναμικότητας επαναεριοποίησης, προήλθε μόνο από τις ήδη υπάρχουσες αγορές ΥΦΑ, όπως της Αιγύπτου, Μαλαισίας, Κίνας και Πακιστάν, με την υλοποίηση έργων νέων τερματικών σταθμών. Είναι μάλιστα η πρώτη φορά μέσα σε περίοδο 10 ετών που δεν παρουσιάζονται προσθήκες από καινούργιες LNG αγορές. Η δυναμικότητα αυτή σημείωσε αύξηση 60% σε σχέση με τις αντίστοιχες προσθήκες του 2016, παρουσιάζοντας ρυθμό ανάπτυξης υψηλότερο από εκείνον του προηγούμενου έτους, που ήταν μόλις 47%. Λόγω της απαίτησης για κάλυψη της αιχμής της εποχικής ζήτησης και της διασφάλισης της ασφάλειας του εφοδιασμού, Γενικότερα, η δυναμικότητα των

τερματικών επαναεριοποίησης παγκοσμίως υπερβαίνει σε μεγάλο βαθμό την αντίστοιχη δυναμικότητα υγροποίησης, γεγονός που αποδίδεται στην ανάγκη να διασφαλισθεί ο εφοδιασμός με LNG, καλύπτοντας την εποχική ζήτηση.



Διάγραμμα: Διαχρονική ανάπτυξη της παγκόσμιας δυναμικότητας επαναεριοποίησης

Σημείωση: Η παραπάνω πρόβλεψη περιλαμβάνει μόνο έργα που έχουν εγκριθεί έως τον Μάρτιο του 2018. Λόγω των σύντομων χρονοδιαγραμμάτων κατασκευής για τους τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης, επιπλέον έργα που δεν έχουν ακόμη εγκριθεί ενδέχεται να καταστούν λειτουργικά μέσα στην περίοδο πρόβλεψη, όπως αυτή υποδεικνύεται από τις αντίστοιχες γραμμές στο διάγραμμα. Παρά το γεγονός ότι πολλές συμβάσεις FSRU θα λήξουν κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, αυτή η πρόβλεψη προϋποθέτει ότι η δυναμικότητα θα παραμείνει στην παγκόσμια αγορά.

Πηγή: IGU, World LNG Report 2018

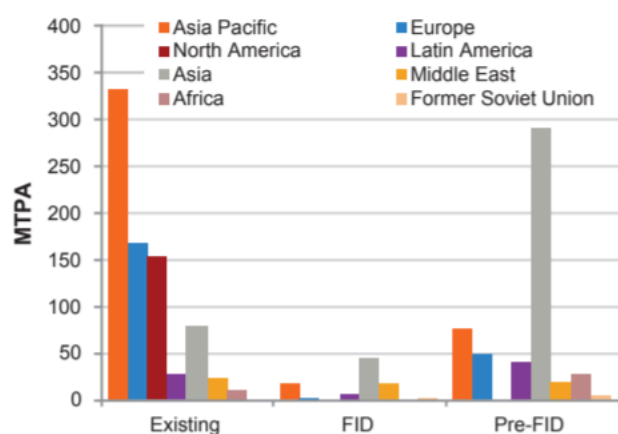
Επιπλέον, η αγορά FSRU, με 9% επί του συνόλου δυναμικότητα επαναεριοποίησης, μένει στο προσκήνιο, ενώ παράλληλα υπό κατασκευή βρίσκεται το 37% αυτής.

Ο αριθμός των χωρών με δυναμικότητα επαναεριοποίησης ήταν για το έτος σταθερά 35. Επίσης με επέκταση των ήδη υφιστάμενων εγκαταστάσεών τους, προσέθεσαν στην αγορά δυναμικότητα χώρες όπως η Σιγκαπούρη και η Ταϊλάνδη, ενώ, Γαλλία (Dunkirk), Τουρκία και Νότια Κορέα (Samcheok), ολοκλήρωσαν χερσαία τερματικά που ξεκίνησαν εμπορικές δραστηριότητες τον Ιανουάριο του 2017.

Σε ότι αφορά στις υποδομές εισαγωγής LNG, τα τελευταία 15 χρόνια ο αριθμός των χωρών με τέτοιες υποδομές έχει τριπλασιαστεί. Από νέους σταθμούς

επαναεριοποίησης που εισήλθαν στην αγορά προστέθηκαν το 21017 συνολικά 34,7 mtpa χωρητικότητας επαναεριοποίησης.

Κατά τη διάρκεια του 2017, επτά νέοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης ήρθαν σε λειτουργία στην παγκόσμια αγορά, σύμφωνα με το IGU World LNG Report 2018. Εμπορική λειτουργία ξεκίνησαν, στην Ασία, ο τερματικός Yuedong στην Κίνα, ο Boryeong στη Νότια Κορέα, ο PGPC Port Qasim στο Πακιστάν και στη Μαλαισία ο RGT2 Pengerang, ενώ στην Ευρώπη, ο τερματικός σταθμός Etki της Τουρκίας και ο Dunkirk στη Γαλλία.



Διάγραμμα: Δυναμικότητας Λήψης ΥΦΑ ανά κατάσταση και περιοχή (έως το Μάρτιο 2018)

Πηγή: IGU, World LNG Report 2018

Παρότι ο τερματικός σταθμός της θεωρείται μικρής κλίμακας, η Μάλτα άρχισε τις εισαγωγές υδροποιημένου φυσικού αερίου το 2017 με τη χρησιμοποίηση πλωτών μονάδων αποθήκευσης, καθιστώντας την τη μόνη νέα χώρα που προσχώρησε στην αγορά LNG κατά τη διάρκεια του έτους (IGU, World LNG Report 2018).

Επιπλέον, μέσα στις αρχές του 2018 ξεκίνησε η δραστηριότητα στο τερματικό Sinopec στο Tianjin της Κίνας και στο Soma της Ιαπωνίας.

Σε ότι αφορά στα πλωτά τερματικά, FSRU σε Τουρκία (Etki), Αίγυπτο (Sumed BW) και Πακιστάν (PGPC Port Qasim) ξεκίνησαν εμπορική λειτουργία το 2017. Παρά το γεγονός ότι οι χερσαίοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης προσφέρουν το πλεονέκτημα της σταθερότητας ως μία μόνιμη λύση μεγαλύτερης κλίμακας όταν είναι αναγκαίο, τα FSRU επέτρεψαν σε πολλές νέες χώρες να έχουν πρόσβαση στην παγκόσμια αγορά ΥΦΑ την τελευταία δεκαετία, ιδιαίτερα στη Μέση Ανατολή, την Ασία και τη Λατινική Αμερική, ενώ, υπό την προϋπόθεση ότι θα υπάρχουν επαρκείς υποδομές αγωγών, αναμένεται να συνεχίσουν να διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο προς την κατεύθυνση της ταχείας ανάπτυξης των εισαγωγών ΥΦΑ σε νέες χώρες.

Από το 2015 παρατηρείται περιορισμένη αύξηση δυναμικότητας εισαγόμενου ΥΦΑ προερχόμενη από νέες χώρες εισαγωγή. Ωστόσο, μέσα στα επόμενα δύο χρόνια αναμένεται να προστεθούν στην αγορά τα πρώτα έργα επαναεριοποίησης σε χώρες όπως Φιλιππίνες, Γκάνα, Παναμάς, Μπαγκλαντές και το Μπαχρέιν και Ρωσία (Καλίνινγκραντ). Σε πιο μακροχρόνιο ορίζοντα, Λίβανος, Μαρόκο, Αυστραλία, Κροατία, Γερμανία, Χονγκ Κονγκ (Κίνα), Σουδάν, Βιετνάμ, Ιρλανδία, και Νότια Αφρική, ανακοίνωσαν ότι θα ξεκινήσουν τη λειτουργία έργων τερματικών μέχρι το τέλος του 2022. Ωστόσο, πολλές από αυτές τις αγορές αντιμετωπίζουν σημαντικές προκλήσεις όσον αφορά τη χρηματοδότηση και την εφαρμογή αυτών των προτάσεων και ορισμένα έργα έχουν καθυστερήσει πολλές φορές (IGU, World LNG Report 2018).

Επίσης, σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη του εμπορίου ΥΦΑ φαίνεται ότι μπορεί να διαδραματίσει η Ινδία, με τα 19 mtpa δυναμικότητας επαναεριοποίησης που βρίσκονταν υπό κατασκευή, σύμφωνα με στοιχεία του Μαρτίου 2018, όπως αναφέρεται στο IGU World LNG Report 2018. Η χώρα αποτελεί εξάλλου έβδομη μεγαλύτερη στον κόσμο δύναμη με βάση την υφιστάμενη δυναμικότητα που κατέχει. Επιπλέον, αύξηση της ζήτησης για εισαγωγές LNG που σημειώνεται λόγω της ανάπτυξης ενεργειακών τομέων όπως τα διυλιστήρια, αλλά και της αύξησης της κατανάλωσης φυσικού αερίου για οικιακή χρήση, φαίνεται ότι οδήγησαν σε προτάσεις για επιπλέον 135 mtpa δυναμικότητας.

Παρά το γεγονός ότι υπάρχουν υψηλά επίπεδα υφιστάμενης χωρητικότητας επαναεριοποίησης, σε ότι αφορά στη Βόρεια Αμερική, εκτός από έργα μικρής κλίμακας στην περιοχή της Καραϊβικής, φαίνεται ότι κατά τα τελευταία χρόνια, δεν σημείωσε

ιδιαίτερη αύξηση της δυναμικότητας αυτής, παρά το γεγονός ότι κατέχει μεγάλη δυναμικότητα επαναεριοποίησης. Επιπλέον σε εξέλιξη βρίσκονται έργα επέκτασης δυναμικότητας αλλά και κατασκευής τερματικών σε Τουρκία, Ελλάδα, Βραζιλία, Κουβέιτ, Βέλγιο, και Ταϊβάν.

Ποσοστό μεγαλύτερο του 50% της αναμενόμενης αύξησης της δυναμικότητας επαναεριοποίησης αναμένεται ότι θα προκύψει από ασιατικές χώρες όπως η Κίνα, η Ιαπωνία, η Ταϊβάν και η Ινδία, που βρίσκονται ήδη στην αγορά ως εισαγωγείς LNG.

Παρ' όλα αυτά, η προσθήκη νέων εισαγωγέων στην παγκόσμια αγορά ΥΦΑ προβλέπεται να συνεχιστεί και θα είναι σημαντική για μια αγορά που αναμένει αυξανόμενη προσφορά. Αναμένεται, επιπλέον, ένα μεγάλο μερίδιο των νέων αυτών εισαγωγέων ότι θα προέλθουν από αναδυόμενες περιοχές υψηλότερου πιστωτικού κινδύνου. Ωστόσο, ορισμένες νέες χώρες από τις καθιερωμένες περιοχές εισαγωγής, συμπεριλαμβανομένης της Ευρώπης, εξακολουθούν να αρχίζουν τις πρώτες εισαγωγές τους (IGU World LNG Report 2018).

Υπό κατασκευή ήταν έως τον Μάρτιο του 2018, συνολικά 87,7 mtpa νέας δυναμικότητας επαναεριοποίησης, το 81% της οποίας θα προέρχεται από τις υπάρχουσες αγορές εισαγωγής LNG. Τα έργα αυτά αφορούν σε δώδεκα νέους χερσαίους τερματικούς, επτά FSRU και οκτώ έργα επέκτασης σε υπάρχοντα τερματικά εισαγωγής LNG.

Τέλος, οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης παγκοσμίως φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Country	Project Name	Operator Name	Receiving Capacity (mtpa LNG)	Start-up Year	Number of Storage Tanks	Storage capacity (m³)	Port Name	Number of Berths	Max Vessel Size (m³)	Max. LOA (m)	Max. Draft (m)	Lat.	Long.
Argentina	Bahia Blanca (FSRU)	YPF	3.8	2006	1	150,900	Bahia Blanca	1	150,000	277	12.3	-38.7847	-62.2899
Argentina	GNL Escobar	YPF	3.8	2011	1	150,900	Escobar	1	210,000			-34.2420	-58.7608
Belgium	Zeebrugge Phase III	Fluys	1.5	2017	1	180,000	Zeebrugge	1				51.3558	3.2221
Belgium	Zeebrugge	Fluys	6.6	2006	4	380,000	Zeebrugge	1	217,000	350	12.0	51.3531	3.2179
Brazil	Pecem FSRU	Transpetro	1.9	2008	1	129,000	Pecem	1	129,000	289	12.5	-3.5333	-38.8667
Brazil	Guanabara Bay (FSRU)	Transpetro	6.0	2009	1	173,400	Rio De Janeiro	1	151,000			-22.7825	-43.1324
Brazil	Bahia FSRU	Transpetro	3.8	2014	1	138,000	Port De Salvador	1	200,000			-12.9430	-38.5832
Canada	Canaport LNG	Canaport	9.0	2009	3	480,000	Saint John	1	300,000	350	39.0	45.2080	-65.9789
Chile	GNL Quintero	GNL Quintero	3.8	2009	3	334,000	Quintero	1	180,000	350	12.5	-32.7741	-71.4966
Chile	GNL Mejillones	GNL Mejillones	1.5	2010	1	154,500	Port Of Mejillones	1	162,400	12.5		-23.0539	-70.3697
China P.R.	Guangdong Dapeng LNG	CNOOC	6.7	2006	3	480,000	Guangdong Terminal	1	260,000	300	11.7	22.5756	114.4354
China P.R.	Shanghai Wuhaogou	Shanghai Gas Group	0.5	2008	5	320,000	Shanghai	2				31.2948	121.7112
China P.R.	Fujian LNG	CNOOC	2.8	2009	2	320,000	Xiyu	1	66,000	285	12.0	25.2105	118.9972
China P.R.	Yangshan LNG	CNOOC	3.0	2009	3	495,000	Yangshan	1	165,000			30.6031	122.1206
China P.R.	Dalian LNG	PetroChina Co Ltd	3.0	2011	3	480,000	Dalian	1	267,000	300	12.5	38.9690	121.8882
China P.R.	Fujian LNG Expansion	CNOOC	2.6	2011	2	320,000	Xiyu		66,000	285	12.0	25.2129	118.9961
China P.R.	Jiangsu LNG	PetroChina Co Ltd	3.5	2011	3	480,000	Jiangsu Rudong LNG Terminal	1	267,000			32.5271	121.4228
China P.R.	Dongguan LNG	Dongguan Jovo Energy	1.0	2012	10	170,000	Dongguan		175,000			22.9522	113.5542
China P.R.	Zhejiang Ningbo LNG	CNOOC	3.0	2012	1	160,000	Beifu		175,000			29.8854	122.0907
China P.R.	Tangshan LNG	PetroChina Co Ltd	3.5	2013	4	640,000	Caohekou		270,000			38.9254	118.5411
China P.R.	Tianjin LNG (FSRU)	CNOOC	2.2	2013	2	60,000	Tianjin		175,000			38.9307	117.8749
China P.R.	Zhuhai LNG	CNOOC	3.5	2013	3	480,000	Zhuhai	1	270,000	420		21.9036	113.2186
China P.R.	Haikou LNG	CNPC	0.5	2014	2	40,000	Macau	1	20,000			19.9579	109.9951
China P.R.	Hainan LNG	CNOOC	3.0	2014	2	320,000	Yangpu	1	267,000			19.7799	104.1584
China P.R.	Qingdao LNG	Sinopec	3.0	2014	3	480,000	Dongjiaoku	1	270,000			35.5830	119.7603
China P.R.	Jiangsu LNG Expansion	PetroChina Co Ltd	6.5	2015	1	160,000	Jiangsu Rudong LNG Terminal		267,000	300	12.5	32.5272	121.4088
China P.R.	Beihai LNG	Sinopec	3.0	2016	4	640,000	Tieshan	1	267,000			21.4489	109.5326
China P.R.	Dalian LNG Expansion	PetroChina Co Ltd	3.0	2016	1	160,000	Dalian		267,000			38.9122	121.6022
China P.R.	Qidong LNG	Guanghui Energy	0.6	2017	2	100,000	Maojia	1				32.0410	121.7477
China P.R.	Yuedong LNG	CNOOC	2.0	2017	3	480,000	Jinghai		267,000			22.9590	116.3689
China P.R.	Tianjin LNG	Sinopec COSC	3.0	2018			Tianjin		175,000			38.7503	117.7133
Columbia	Cartagena FSRU	SPEC Quayco	3.0	2016	1	170,000	Cartagena	1				10.2767	-75.5546
Dominican Rep.	Punta Caucedo LNG	AES Dominicana	1.9	2003	1	160,000	Caucedo	1	145,000	294	11.3	18.4070	-69.6283
Egypt	Ah-Sokhna FSRU	Hoegh LNG	3.9	2015	1	170,000	Sokhna	1	175,000			29.6425	32.3581
Egypt	Sumed FSRU	BW Gas	5.9	2015	1	170,000	Sokhna	1	175,000			29.6025	32.3613
Finland	Porri LNG	Skargas	0.2	2016	1	30,000	Tahkoluoto					61.6381	21.3992
France	Fos Tonkin	Eleny	2.2	1972	3	150,000	Fos	1	75,000	220	9.8	43.4522	4.8531
France	Montoir-de-Bretagne	Eleny	7.3	1980	3	360,000	Montoir De Bretagne	2	266,000	300	11.5	47.3030	-2.1418
France	Fos Cavaou	Eleny	6.0	2009	3	330,000	Fos	1	217,000			43.4181	4.9018
France	Dunkirk LNG	EDF Energy	6.7	2017	2	600,000	Dunkirk	1	267,000			51.0337	2.1891
Greece	Revithoussa	DEPA	3.3	2000	2	130,000	Revithoussa	1	130,000	310	11.8	37.9613	23.4013
India	Dahaj	Petronet LNG	10.0	2002009	4	592,000	Dahaj	1	267,000	300	13.0	21.6892	72.5251
India	Hazira	Shell	5.0	2002013	2	320,000	Hazira	1	145,000	295	11.5	21.0980	72.8213
India	Dabhol LNG	GAIL (India)	5.0	2011	3	480,000	Dabhol	1	145,000	300	12.0	17.5341	73.1500
India	Kochi LNG	Petronet LNG	5.0	2013	2	320,000	Kochi	1				9.9776	76.2265
India	Dahaj (Phase III)	Petronet LNG	5.0	2016	2	320,000	Dahaj	1	267,000	300	13.0	21.7167	72.5833
Indonesia	Nusantara Regas Satu FSRU	PUN Persero	3.8	2012	1	125,000	Jakarta					-6.0429	106.8015
Indonesia	Lampung FSRU	Perusahaan Gas	1.8	2014	1	170,000	Suralaya			290	12.6	-5.4383	105.9439
Indonesia	Arun Regasification	PT Arun NGL	3.0	2015			Bang Lincang		138,000	290	12.5	5.2174	97.0986
Israel	Hadera Deepwater LNG	Israel Natural Gas	3.8	2014		138,000	Hadera	1	147,000			31.9894	34.5410
Italy	Panigaglia	GNL Italia	2.5	1971	2	100,000	La Spezia	1	70,000	245	10.0	44.0752	9.8333
Italy	Adriatic LNG	Adriatic LNG	5.8	2009	2	250,000	Rovigo LNG Terminal		152,000			45.0922	12.5846
Italy	Toscana FSRU	CLT Offshore	2.7	2013	3	540,000	Livorno		137,000			43.6448	9.9913
Jamaica	Jamaica LNG	New Fortress	3.0	2016			Montego Bay		165,000			18.4633	-77.9348
Japan	Negishi	Tokyo Gas	12.0	1969	14	1,180,000	Yokohama	1	145,000	298	13.6	35.4010	139.6352
Japan	Semboku I	Osaka Gas	2.5	1972	4	180,000	Sakai-Semboku	1	133,000	280	10.0	34.5494	135.4304
Japan	Sodegaura	Tokyo Gas	29.4	1973	35	2,680,000	Chiba	3	145,000	277	11.5	35.4718	139.9693
Japan	Chita Joint Terminal	Toho Gas	8.0	1977	4	300,000	Nagoya	1	137,500	298	11.6	34.8661	136.8238
Japan	Semboku II	Osaka Gas	12.8	1977	18	1,585,000	Sakai-Semboku	2	147,000	300	12.0	34.5442	135.4057
Japan	Tobeta	Kiakyushu LNG Co.	6.8	1977	8	480,000	Tobeta	1	127,500	288	26.5	33.9181	130.8655
Japan	Himeji Joint LNG Terminal	KEPCO	8.3	1979	7	520,000	Mega	1	145,000	298	12.0	34.7895	134.6951
Japan	New Chita	Chubu & Toho J.V	12.0	1983	7	640,000	Nagoya	1	137,500	298	11.6	34.9673	136.8274
Japan	Higashi-Nigata	Nihonkai LNG	8.7	1984	8	720,000	Nigata-Higashi	1	288,000	345	12.2	38.0006	139.2316
Japan	Higashi-Ogishima	TEPCO	14.7	1984	9	540,000	Kawasaki	2	137,500	298	12.1	35.4797	139.7394
Japan	Himeji Terminal	Osaka Gas	13.3	1984	8	740,000	Mega	1	145,000			34.7500	134.6833
Japan	Futsu	TEPCO	20.0	1985	10	1,100,000	Futsu	2	137,500	298	12.5	35.3444	139.8284
Japan	Yokkaichi LNG	Chubu Electric Power	7.1	1987	4	320,000	Yokkaichi	1	137,000	298	11.3	34.9776	136.6665
Japan	Oita	Oita LNG	5.1	1990	5	480,000	Oita	1	127,700	285	11.5	33.2729	131.7111
Japan	Yanai	Chugoku Electric	2.4	1990	6	480,000	Yanai	1	145,000	297	12.0	33.9496	132.1280
Japan	Yokkaichi Works	Toho Gas	0.6	1991	2	180,000	Yokkaichi	1	137,000			34.9737	136.6636
Japan	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.4	1995	2	170,000	Hiroshima	1	19,176	150	7.7	34.3383	132.3385
Japan	Kagoshima	Nippon Gas Co. Ltd.	0.3	1996	2	86,000	Kagoshima	1	145,000	290	11.4	31.4833	130.5333
Japan	Sodehi	Ton General	1.6	1996	3	377,200	Shimizu	1	147,000	277	11.5	35.0257	136.4981
Japan	Kawagoe	Chubu Electric Power	7.7	1997	6	840,000	Kawagoe	1	137,500	298	11.0	35.0063	136.6944
Japan	Shin-Minato	Gas Bureau, Sandai	0.8	1997	1	80,000	Sandai	1	18,300	130	7.5	38.2900	141.0249
Japan	Ogishima	Tokyo Gas	6.7	1998	3	600,000	Kawasaki	1	145,000	298	12.7	35.4888	139.7158
Japan	Chita Midohama	Toho Gas	8.3	2001	2	400,000	Nagoya	1	137,500	298	11.6	34.9808	136.8200
Japan	Nagasaki	Saito Gas	0.2	2003	1	35,000	Nagasaki	1	188,000	130	6.8	32.7571	128.8072
Japan	Mizushima LNG	Mizushima LNG	1.7	2006	2	320,000	Mizushima	1	145,000	298	11.9	34.4990	133.7344
Japan	Sakai LNG	KEPCO	2.0	2006	3	420,000	Sakai-Semboku	1	145,000	298	12.0	34.5693	135.4099
Japan	Sakaide LNG	Sakaide LNG	1.3	2010	1	180,000	Sakaide	1				34.3605	133.8384
Japan	Ishikari LNG	Hokkaido Gas	1.4	2012	1	180,000	Ishikari					43.2099	141.2921

Country	Project Name	Operator Name	Receiving Capacity (mtpa LNG)	Start-up Year	Number of Storage Tanks	Storage capacity (m³)	Port Name	Number of Berths	Max Vessel Size (m)	Max. LOA (m)	Max. Draft (m)	Lat.	Long
Japan	Nacetsu LNG	Inpac	2.0	2013	2	360,000	Nacetsu		210,000			37.2046	138.2724
Japan	Yoshinoura	Okinawa Electric	9.0	2013	2	280,000	Naha Ko	1	137,000			26.2699	127.6146
Japan	Hibiki LNG	Kyushu Electric	3.5	2014	2	360,000	Wakamatsu		175,000			33.9309	130.7785
Japan	Hachinohe LNG	Nippon	1.5	2015	3	280,000	Hachinohe	1	145,000			40.5454	141.5260
Japan	Shin-Sendai	Tohoku Electric	0.8	2015	2	320,000	Sendai	1	210,000			35.0000	138.0893
Japan	Hitschi LNG	Tokyo Gas	3.2	2016	1	230,000	Hitschi	1	177,000			36.4812	140.6255
Japan	Soma LNG	JAPEX	1.2	2018	1	230,000	Soma	2	210,000			37.8422	140.9534
Japan	Toyama-Shinko	Hokuriku Electric	0.4	2018	1	180,000	Shirrinato Toyama	1	150,000			36.7654	137.1250
Jordan	Jordan FSRU	Golar LNG	3.8	2015			Aqaba		160,000			29.5319	35.0061
Kuwait	Mina al-Ahmedi	KNPC	4.0	2009	1	150,000	Mina Al Ahmedi					29.0593	48.1538
Lithuania	Klaipeda FSRU	Klaipeda Nafta	3.0	2014	1	170,000	Klaipeda	1		290		55.7108	21.1318
Malaysia	Lakas LNG	Petronas	3.8	2013	2	130,000	Pelabuhan Sungai Udang	1	220,000			2.2565	102.1009
Malaysia	Pengerang LNG	Petronas Gas	3.5	2017	2	400,000	Pengerang					1.3331	104.1812
Malta	Delmara LNG	ElectroGas	0.5	2017			Malta Freeport		125,000			35.8310	14.5532
Mexico	Altamira LNG	Altamira LNG Term.	5.4	2006	2	300,000	Altamira	1	200,000	335	12.0	22.4957	-97.8921
Mexico	Energia Costa Azul	Energia Costa Azul	7.5	2008	2	320,000	Energida	1	266,000	335	13.0	31.9867	-116.8498
Mexico	Manzanillo LNG	Terminal RMS	3.8	2011	2	300,000	Manzanillo		217,000			19.0112	-104.2614
Netherlands	Gate Terminal (LNG Rotterdam)	Gate Terminal	8.8	2011	3	540,000	Rotterdam	2	267,000	350	12.5	51.9703	4.0646
Norway	Fredrikstad LNG	Skargas	0.7	2011	9	6,400	Borg Harbour					59.1872	10.9559
Pakistan	Port Qasim FSRU	Excellerate Energy	4.5	2015			Bin Qasim					24.7622	67.3344
Pakistan	Port Qasim FSRU 2	Excellerate Energy	5.0	2017	1		Bin Qasim					24.7622	67.4334
Poland	Swinoujscie LNG	PG LNG	3.7	2016	2	320,000	Swinoujscie	1	210,000	315		53.9152	14.2968
Portugal	Sines	Ren Atlantico	6.0	2003	3	390,000	Sines	1	216,000	300	13.0	37.9500	-8.8667
Puerto Rico	Penuelas	EcoElectrica	1.2	2000	1	160,000	Guayanilla	1	140,000	292	12.2	17.9758	-66.7578
Singapore	Singapore LNG	Singapore LNG	11.0	2013	3	540,000	Singapore	3	268,000			1.2855	103.6726
South Korea	Pyeongtaek LNG	KOGAS	34.5	1998	21	2,960,000	Pyeong Taek	2	268,000	345	12.5	37.0039	126.7942
South Korea	Incheon LNG	KOGAS	38.0	1996	20	2,880,000	Incheon	2	266,000	345	12.5	37.3443	126.5962
South Korea	Tongyeong	KOGAS	17.0	2002	16	2,480,000	Gongdan	1	165,000	300	12.0	34.9485	128.4273
South Korea	Gwangyang LNG	POSCO	1.8	2005	3	365,000	Gwangyang	1	165,000	280	12.0	34.8865	127.7871
South Korea	Samcheok	KOGAS	6.8	2014	2	320,000	Hosan		267,000			37.1695	129.3511
South Korea	Boryeong	Boryeong LNG	3.0	2017	2	320,000	Boryeong	1				36.4157	126.4972
Spain	Barcelona LNG	Enagas	13.0	1998	6	760,000	Barcelona	2	268,000	300	14.4	41.3405	2.1600
Spain	Huelva LNG	Enagas	9.0	1998	5	619,500	Huelva	1	173,400	290	11.8	37.1724	-8.9107
Spain	Cartagena	Enagas	9.0	1999	5	587,000	Escombreras	2	266,000	300	12.0	37.5746	-8.9595
Spain	Bilbao LNG	Bahia de Bizkaia	5.3	2003	3	450,000	Bilbao	1	270,000	274	12.4	43.9616	-3.0966
Spain	Sagunto	SAG GAS	6.9	2006	4	600,000	Sagunto	1	147,000	283	12.3	39.6335	-0.2144
Spain	Mugardos LNG	Reganosa	2.7	2007	2	300,000	Mugardos	1	268,000	285	11.4	43.4826	-8.2407
Sweden	Nynashamn LNG	Aga Gas AB	0.3	2011	1	20,000	Nynashamn					58.9221	17.9770
Sweden	Lysekil LNG	Skargas	0.2	2014	1	30,000	Lysekil					58.3480	11.4318
Taiwan	Yung An	CPC Corp. Taiwan	9.0	1990	6	690,000	Shida	2	160,000	294	12.0	22.8130	120.1983
Taiwan	Tabhuano LNG	CPC Corp. Taiwan	3.0	2009	3	480,000	Tabhuano	1	160,000			24.2528	120.4970
Thailand	Map Ta Phut	PTTLNG	5.0	2011	2	320,000	Map Ta Phut	1	264,000			12.6540	101.1581
Thailand	Map Ta Phut Phase II	P TTEP	5.0	2017	1	260,000	Map Ta Phut	1	264,000			12.6499	101.1581
Turkey	Marmara Ereğlisi	Botas/Ceyhan Oil T	4.6	1994	3	255,000	Marmara Ereğlisi	1	130,000	300	16.0	40.9926	27.9840
Turkey	Izmir Alaga	EgeGaz	4.4	2008	2	280,000	Alaga	1	268,000	282	10.9	38.8217	28.9183
Turkey	Naptime FSRU	ENGIE	3.6	2016		145,000	Alaga	1	217,000	283	12.4	38.7445	28.8956
Turkey	Chalenger FSRU	MOL Group	4.0	2018		283,000	Dortol					36.8490	36.0736
U.A.E.	Jebel Ali FSRU	DUSUP	3.0	2015	1	125,850	Jebel Ali		263,000	350	16.0	25.0000	55.0300
U.A.E.	Gasco Ruwais FSRU	GASCO	3.9	2016			Ruweis					24.1527	52.7354
United Kingdom	Grain LNG	Grain LNG	14.8	2005/2011	8	1,000,000	Isle Of Grain	2	266,000	345	12.5	51.4505	0.6802
United Kingdom	Dragon LNG	Dragon LNG	4.4	2009	2	320,000	Milford Haven	1	250,000			51.7014	-4.9959
United Kingdom	South Hook LNG	South Hook LNG	15.6	2009	5	775,000	Milford Haven	1	266,000			51.7070	-5.0780
United States	Everett LNG	ENGIE	5.7	1971	2	167,000	Boston	1	162,400	305	11.0	42.3913	-71.0619
United States	Ebba Island	Southern LNG	13.5	1972/2009/10	5	567,000	Ebba Island	2	267,000	290	12.7	32.0861	-60.9959
United States	Cove Point	Dominion E&P	11.0	1972/2004/08	7	695,000	Cove Point	2	165,000	300	11.3	38.9972	-76.3982
United States	Lake Charles	Lake Charles LNG	13.8	1982/2008	4	440,000	Lake Charles	2	162,400	300	11.5	30.1125	-93.2879
United States	Freeport LNG	Freeport LNG Exp	11.5	2008	2	320,000	Freeport	1	200,000	345	12.2	28.9331	-93.3001
United States	Northeast Gateway	Excellerate Energy	10.0	2008	1	150,000	Boston	2	162,400	280	12.0	42.3949	-70.6043
United States	Sabine Pass	Cheniere Energy Inc	27.0	2009/2009	5	800,000	Sabine Pass	2	266,000	348	12.2	29.7487	-93.8706
United States	Cameron LNG	Cameron LNG	11.3	2009	3	480,000	Lake Charles	2	217,000	320	12.2	30.0381	-93.3344
United States	Golden Pass LNG	Golden Pass	15.6	2010	5	775,000	Sabine Pass	2	162,400	348	12.2	29.7619	-93.9220
United States	Gulf LNG Energy	Gulf LNG Energy	11.3	2011	2	320,000	Pas cagoule	1	250,000			30.3222	-88.5087

Πίνακας: Υπάρχουσες μονάδες επαναεριοποίησης / τερματικά εισαγωγής

Πηγή: LNG Trade and Transport 2018, Clarksons Research

4.3.5 Χρησιμοποίηση της δυναμικότητας επαναεριοποίησης παγκοσμίως

Το 2017 τα επίπεδα χρησιμοποίησης της παγκόσμιας επαναεριοποίησης LNG ανήλθαν κατά μέσο όρο σε 35%, κινούμενα σε επίπεδα παρόμοια με εκείνα του προηγούμενου έτους, παρά την δυναμικότητα που προστέθηκε στην αγορά το 2017. Στο 34% της δυναμικότητας τους λειτούργησαν οι χερσαίοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης το 2017, ενώ τα FSRU στο 47% αντίστοιχα.

Σε γενικές γραμμές, αν εξαιρέσουμε τις ΗΠΑ, οι οποίες φαίνεται να υποχρησιμοποίησαν σε μεγάλη κλίμακα την δυναμικότητα επαναεριοποίησης των 126 mtpa που κατείχαν, εισάγοντας περίπου 1,5 mt, η παγκόσμια χρησιμοποίηση επαναεριοποίησης έφθασε το 41% το 2017.

Η Ιαπωνία, με την υψηλότερη δυναμικότητα επαναεριοποίησης ΥΦΑ (197 ΜΤΡΑ το 2017), η οποία δεν απέκτησε νέους τερματικούς σταθμούς το 2017, παρουσίασε χρησιμοποίηση της δυναμικότητας επαναεριοποίησης ίση με 43%, επίπεδο παρόμοιο με αυτό του 2016.

Στις ΗΠΑ αντιθέτως, από τους δέκα συνολικά τερματικούς μόνο τρεις εισήγαγαν LNG το 2017. Τα τερματικά της χώρας, παρόλο που αυτή έρχεται δεύτερη στην κατάταξη σε δυναμικότητα επαναεριοποίησης μετά την Ιαπωνία, εμφάνισαν ελάχιστα ποσοστά χρησιμοποίησης της δυναμικότητας επαναεριοποίησης, που ανήλθε σε 1% κατά μέσον όρο για το 2017. Η προοπτική μιας άφθονης, ανταγωνιστικής ως προς την τιμή εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου σημαίνει ότι οι εισαγωγές ΥΦΑ δεν αναμένεται να αυξηθούν. Πολλοί φορείς εκμετάλλευσης τερματικών σταθμών επικεντρώθηκαν στην προσθήκη της ικανότητας υγροποίησης των εξαγωγών για να επωφεληθούν από την άνθηση του σχιστολιθικού φυσικού αερίου (IGU World LNG Report 2018).

Λόγω της εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου στη χώρα, ο Καναδάς επέδειξε επίσης χαμηλά ποσοστά χρησιμοποίησης της αντίστοιχης δυναμικότητας, η οποία ήταν 4% το 2017.

Υψηλά επίπεδα χρησιμοποίησης της δυναμικότητας επαναεριοποίησης σημειώνονται τα τελευταία χρόνια σε χώρες όπως το Πουέρτο Ρίκο, με ποσοστό που ξεπερνάει το 100%, ποσοστό το οποίο ωστόσο μειώθηκε το 2107, με τις επιπτώσεις του τυφώνα Maria. Επιπλέον, το υψηλότερο ποσοστό χρησιμοποίησης το 2017 προήλθε από την Ταϊβάν το 2017 και ανήλθε σε 120%.

Στη Νότια Κορέα, η οποία με την ολοκλήρωση του τερματικού σταθμού Boryeong τον Ιανουάριο του 2017, η μείωση της ζήτησης ΥΦΑ που σημειώθηκε ιδιαίτερα σε σχέση με την κορύφωση που παρουσιάστηκε το 2103, και η οποία προήλθε από την ανάπτυξη της εξόρυξης άνθρακα αλλά και της αύξησης της πυρηνικής ενέργειας, οι διακοπές στην δραστηριότητα αυτή που σημειώθηκαν το 2017 είχαν ως αποτέλεσμα να αυξηθούν τα ποσοστά χρησιμοποίησης της δυναμικότητας επαναεριοποίησης σε 30%.

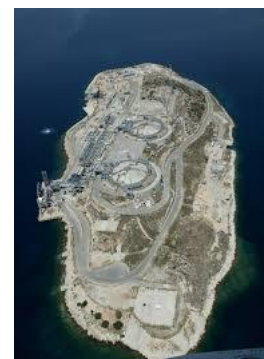
Η Κίνα στην προσπάθεια να υποκαταστήσει τον άνθρακα με φυσικό αέριο προκειμένου να μειώσει τους ατμοσφαιρικούς ρύπους σημείωσε σημαντική αύξηση στην χρησιμοποίηση της δυναμικότητας επαναεριοποίησης το 2017, που έφτασε το 73%, από 56% που ήταν η αύξηση το 2016 αντίστοιχα. Με την προσθήκη 2.6 ΜΤΡΑ χωρητικότητας επαναεριοποίησης το 2017, συνεχίζει να είναι μια από τις ταχέως αναπτυσσόμενες αγορές επαναεριοποίησης ΥΦΑ, αφήνοντας πίσω τη Νότια Κορέα. Τέτοιες πολιτικές μάλιστα που έχουν στόχο τη μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, σε συνδυασμό με τις πτωτικές τιμές LNG που παρατηρούνται παγκοσμίως, αποτελούν παράγοντες που ενισχύουν την αύξηση του εμπορίου ΥΦΑ.

Στην Ευρώπη, που κατέχει το 20% της συνολικής παγκόσμιας χωρητικότητας επαναεριοποίησης, η μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου σε συνδυασμό με τον ανταγωνισμό από το εμπόριο που συντελείται μέσω αγωγών, και κυρίως οι εισαγωγές μέσω αγωγών από τη Ρωσία και τη Νορβηγία που έχουν συμπιέσει το LNG σε πολλές αγορές, είχαν ως αποτέλεσμα χαμηλά ποσοστά χρησιμοποίησης της δυναμικότητας επαναεριοποίησης το 2017, με μέσο όρο 27%, ενώ παράλληλα παρουσίαζαν διακυμάνσεις μεταξύ των χωρών. Το ποσοστό ήταν ωστόσο υψηλότερο από το αντίστοιχο 25% του 2016. Παρ' όλα αυτά, η πτωτική πορεία της παραγωγή φυσικού αερίου στην Ευρώπη, σε συνδυασμό με την ασυνήθιστα αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που ακολούθησε ένα θερμό καλοκαίρι αλλά και τις υψηλότερες τιμές άνθρακα, οδήγησαν σε αύξηση των εισαγωγών ΥΦΑ στην ήπειρο.

4.4 ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΡΕΒΥΘΟΥΣΑΣ

4.4.1 Γενικά

Ο τερματικός σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου της Ρεβυθούσας, που είναι και ο μοναδικός στην Ελλάδα, ξεκίνησε να λειτουργεί το 2000 και αποτελεί σταθμό επαναεριοποίησης και διανομής. Βρίσκεται στη νήσο Ρεβυθούσα, η οποία είναι μη κατοικημένη, έχει έκταση 1,8 km² και βρίσκεται στον κόλπο των Μεγάρων, περίπου 10 ναυτικά μίλια δυτικά του Πειραιά. Ο σταθμός σχεδιάστηκε και λειτουργεί σύμφωνα με τις αυστηρότερες προδιαγραφές ασφαλείας, τόσο για τους εργαζόμενους στο νησί, όσο και για τους κατοίκους των γύρω περιοχών. Η τεχνολογία επεξεργασίας του LNG που



χρησιμοποιείται είναι φιλική προς το περιβάλλον ενώ τηρούνται αυστηρά τόσο η σχετική Ελληνική όσο και η Ευρωπαϊκή νομοθεσία. Η διατήρηση των υψηλών προδιαγραφών ασφαλείας και σεβασμού προς το περιβάλλον ελέγχονται και πιστοποιούνται διαρκώς από ανεξάρτητους φορείς, καθώς ο σταθμός είναι πιστοποιημένος κατά τα πρότυπα OHSAS 18001 και ISO 14001 (ΔΕΣΦΑ).

Και τα δύο πρότυπα είναι γενικά ως προς την εφαρμογή τους. Το πρότυπο OHSAS 18001 παρέχει ένα πλαίσιο για τη μείωση ατυχημάτων και κινδύνων κατά τη διάρκεια της εργασίας (Χλωμούδης, 2011), ενώ το πρότυπο ISO 14001 συνιστά πρότυπο περιβαλλοντικής διαχείρισης.

Ο τερματικός αυτός σταθμός αποτελεί ένα σπουδαίο ενεργειακό κεφάλαιο για τη χώρα μας, αφού παρέχει ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς και αυξημένη δυνατότητα κάλυψης αιχμιακών απαιτήσεων της αγοράς φυσικού αερίου. Τον Ιούνιο του 2013 η SOCAR, η κρατική εταιρεία αερίου του Αζερμπαϊτζάν, εξαγόρασε το 66% του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ) έναντι 400 εκατομμυρίων ευρώ, με τους αποθηκευτικούς χώρους της Ρεβυθούσας να περνούν στην ιδιοκτησία της.

Με την πρώτη φάση αναβάθμισης του σταθμού της Ρεβυθούσας το 2007, τριπλασιάστηκε η δυναμικότητα αεριοποίησης φορτίου LNG, παρέχοντας έτσι την δυνατότητα να επεξεργασίας τριπλάσιων ποσοτήτων ΥΦΑ, ενώ με τη δεύτερη αναβάθμιση της εγκατάστασης ΥΦΑ που θα λάβει χώρα μέσα στο 2018, αναμένεται να θα αυξηθεί η συνολική αποθηκευτική ικανότητα του σταθμού σε 225.000 κ.μ. ΥΦΑ, αλλά και ο ρυθμός αεριοποίησης κατά 40%. Τέλος θα δοθεί η δυνατότητα ελλιμενισμού μεγαλύτερων φορτίων ΥΦΑ. Γενικά ο σταθμός τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς με 5,2 – 5,3 δις. κ.μ. ΦΑ ετησίως (ΔΕΣΦΑ).

Επίσης, οι αυξημένες ενεργειακές ανάγκες του σταθμού της Ρεβυθούσας οδήγησαν στην κατασκευή της εγκατάστασης Μονάδας Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), συνολικής ισχύος 13MW, η οποία ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2009. Η μονάδα χαρακτηρίζεται ως υψηλής απόδοσης (90%), ενώ σημαντική είναι και η περιβαλλοντική ωφέλεια που συνεπάγεται, καθώς η λειτουργία της επέφερε συνολική μείωση αέριων ρύπων της τάξης του 77%. Τέλος, η

μονάδα αυτή επιτρέπει τη διοχέτευση της περίσσειας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο της ΔΕΗ.

4.4.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά τερματικού σταθμού

Η εγκατάσταση πραγματοποιεί τις παρακάτω διαδικασίες:

- Έγχυση LNG από πλοίο μεταφοράς
- Αποθήκευση ποσοτήτων LNG
- Επαναυγροποίηση των αερίων που προκύπτουν από φυσική εξάτμιση του LNG στις δεξαμενές
- Άντληση και αεριοποίηση του LNG
- Έγχυση του LNG στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ)

Η υποδοχή του φορτίου πραγματοποιείται σε μια προβλήτα στη νότια πλευρά του νησιού, ακολουθώντας τις ίδιες διαδικασίες στα πλαίσια των εγκαταστάσεων εκφόρτωσης και αποθήκευσης του τερματικού. Οι βραχίονες εκφόρτωσης περιλαμβάνουν αρθρωτές σωληνώσεις που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά LNG, ατμού και υγροποιημένου αζώτου μεταξύ πλοίου και ξηράς.

Κατά τη διαδικασία της έγχυσης, οι βραχίονες αρχικά ψύχονται στους -140°C . Ύστερα δίνεται η έγκριση στο πλοίο για την εκκίνηση των αντλιών εκφόρτωσης LNG. Οι αντλίες αυτές μπαίνουν σε λειτουργία διαδοχικά και ο ρυθμός εκφόρτωσης αυξάνεται σταδιακά. Κατά τη διάρκεια της διαδικασίας εκφόρτωσης το πλοίο ενημερώνει την εγκατάσταση όταν σχετικά με την ποσότητα του LNG που παραμένει στις δεξαμενές προς εκφόρτωση, (στο 75%, 50%, 25% καθώς και στο τέλος της έγχυσης). Έπειτα ακολουθεί αποστράγγιση των βραχιόνων και μέτρηση του φορτίου, με την παρουσία τόσο του εκπροσώπου της εγκατάστασης όσο και του εκπροσώπου του πλοίου (ΔΕΣΦΑ, 2013).

Σύμφωνα με το International Group of Liquefied Natural Gas Importers, ένας κίνδυνος που ελλοχεύει κατά την εκφόρτωση, είναι η πιθανή επέκταση και ρήξη των βραχιόνων που οφείλονται στις κινήσεις του πλοίου. Προς αποφυγή τέτοιων περιστατικών, οι βραχίονες είναι εξοπλισμένοι με συστήματα αποσύνδεσης έκτακτης ανάγκης, τα οποία

επιτρέπουν την ταχεία αποσύνδεση του δεξαμενόπλοιου και περιορίζουν την ποσότητα LNG που απελευθερώνεται. Υπάρχουν, επίσης, ανιχνευτές θέσης για να ελέγχεται αν η κίνηση του πλοίου είναι πολύ γρήγορη και απότομη, και σε περίπτωση ανάγκης ενεργοποιούν το σύστημα αποσύνδεσης.

Για τη διατήρηση της πίεσης των δεξαμενών σε χαμηλά επίπεδα στην εγκατάσταση LNG έχει προβλεφθεί σύστημα απομάκρυνσης και επανάκτησης των αερίων από τις δεξαμενές. Το σύστημα άντλησης και αεριοποίησης του αποθηκευμένου υγροποιημένου φυσικού αερίου αποτελείται από αντλίες χαμηλής και υψηλής πίεσης, με τις τελευταίες να ανεβάζουν την πίεση του υγροποιημένου φυσικού αερίου και να το αποστέλλουν στους αεριοποιητές για αεριοποίηση. Οι αεριοποιητές δίνουν θερμότητα στο υγροποιημένο φυσικό αέριο ώστε να αεριοποιηθεί, και το φυσικό αέριο που προκύπτει το θερμαίνουν σε θερμοκρασία κατάλληλη ώστε να εισαχθεί στο ΕΣΜΦΑ. Η διασύνδεση με το σύστημα της ΔΕΠΑ γίνεται με δύο υποθαλάσσιους αγωγούς μήκους 600m και 61cm.

Σχετικά με τις θέσεις αγκυροβόλησης, η προβλήτα παρέχει έξι τριπλά και τέσσερα διπλά άγκιστρα πρόσδεσης ταχείας αποσύνδεσης.

4.4.3 Δυναμικότητες εγκατάστασης LNG

1. Σταθερός μέγιστος ρυθμός αεριοποίησης: 1.000 m³/h
2. Έκτακτος ρυθμός αιχμής αεριοποίησης: 1250 m³/h
3. Ελάχιστος ρυθμός αεριοποίησης: 85 m³/h
4. Ετήσια ποσότητα αεριοποίησης: 365 ημέρες x 24 ώρες x 1.000 m³/h
5. Μέγιστος ρυθμός εκφόρτωσης: 7.250 m³/h

4.4.4 Υπηρεσίες χρήσης εγκατάστασης LNG

Στις υπηρεσίες της εγκατάστασης LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας περιλαμβάνονται τα εξής:

- ✓ Εκφόρτωση LNG η οποία συνίσταται στη σύνδεση πλοίου LNG, την έγχυση του υγροποιημένου φυσικού αερίου και την αποσύνδεση του πλοίου.

- ✓ Διάθεση αποθηκευτικού χώρου, στο χρήστη LNG, στην εγκατάσταση για την προσωρινή αποθήκευση του φορτίου.
- ✓ Αεριοποίηση του φορτίου LNG και την εν συνεχεία έγχυσή του στο σύστημα μεταφοράς μέσω του σημείου εισόδου LNG.
- ✓ Εκτέλεση των αναγκαίων μετρήσεων καθώς και κάθε ενέργειας που απαιτείται για την αποτελεσματική, ασφαλή και οικονομικά αποδοτική λειτουργία της εγκατάστασης υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Για την παροχή των υπηρεσιών αυτών απαιτείται η σύναψη συμβάσεων μεταξύ των ενδιαφερομένων και του διαχειριστή του τερματικού.

Για την ασφαλή, αξιόπιστη και οικονομική λειτουργία της εγκατάστασης, ο διαχειριστής εκπονεί ετήσιο προγραμματισμό εκφόρτωσης φορτίων LNG. Για το σκοπό αυτό υποβάλλονται στο διαχειριστή Δηλώσεις Ετήσιου Προγραμματισμού εκφόρτωσης φορτίων LNG. Δικαίωμα υποβολής ετήσιων δηλώσεων υγροποιημένου φυσικού αερίου έχουν οι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο χρηστών ΕΣΦΑ, ανεξάρτητα από το εάν έχουν συνάψει με το διαχειριστή σύμβαση υγροποιημένου φυσικού αερίου. Κάτι αντίστοιχο γίνεται και σε μηνιαία βάση, με τον προγραμματισμό των εκφορτώσεων του επόμενου μήνα αλλά και των επόμενων δύο μηνών (ΔΕΣΦΑ, 2013).

Τα πλοία, για να έχουν τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσουν ένα συγκεκριμένο τερματικό σταθμό, πρέπει να διέπονται από τα Διεθνή Πρότυπα Πλοίου LNG, όπως καθορίζονται από τον IMO και τους Εθνικούς Κανονισμούς της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), καθώς και να διαθέτουν όλα τα απαραίτητα έγγραφα, όπως, για παράδειγμα, γνωμάτευση μέλους της Διεθνούς Ένωσης Νηογνομόνων.

Υπεύθυνη αρχή για την ασφάλεια των θαλάσσιων μεταφορών στη Ρεβυθούσα είναι η Λιμενική Αρχή της Ελευσίνας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η ζήτηση για κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται με ταχείς ρυθμούς, ενώ παράλληλα οι δυνητικές επιπτώσεις της περιβαλλοντικής ρύπανσης στρέφουν τις οικονομίες των κρατών προς τη χρήση εναλλακτικών μορφών ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί μία βιώσιμη ανάπτυξη. Την πιο άμεση λύση προς την κατεύθυνση αυτή αποτελεί ωστόσο η εκμετάλλευση κοιτασμάτων φυσικού αερίου. Το φυσικό αέριο, ως μια καθαρότερη πηγή ενέργειας από τις παραδοσιακές (άνθρακας, πετρέλαιο), γίνεται όλο και πιο ελκυστικό προς υποκατάστασή τους, σε χρήσεις βιομηχανικές αλλά και οικιακές. Εφόσον η καύση του Φυσικού Αερίου παράγει λιγότερες βλαβερές για την υγεία και το περιβάλλον ουσίες από τα άλλα ορυκτά καύσιμα, ειδικά τώρα που το φαινόμενο του θερμοκηπίου έχει πάρει μεγάλες διαστάσεις, παρατηρείται μία ροπή προς το υλικό αυτό και την ανάπτυξη της αγοράς του.

Κατά τις επόμενες δύο δεκαετίες το φυσικό αέριο αναμένεται ότι θα αποτελεί σημαντικό μερίδιο στην αύξηση της συνολικής ζήτησης ενέργειας, ενώ σύμφωνα με προβλέψεις για την προσεχή πενταετία η αύξηση της ζήτησης του θα είναι 1,6% ετησίως.

Η παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου με τη δυναμική γεωγραφία που τη χαρακτηρίζει, αναπτύσσεται και σε αυτό συμβάλλει η συνεχής ανακάλυψη κοιτασμάτων φυσικού αερίου προς εξόρυξη, μεταβάλλοντας σημαντικά το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο, ιδιαίτερα σε σχέση με την προσφορά φυσικού αερίου. Για παράδειγμα, οι ΗΠΑ καθιερώνονται ως κορυφαία παραγωγός χώρα φυσικού αερίου λόγω των σχιστολιθικών κοιτασμάτων της.

Η μεταφορά του φυσικού αερίου συντελείται μέσω αγωγών, ενώ εναλλακτική λύση αποτελεί η μεταφορά του φυσικού αερίου σε υγρή μορφή με εξειδικευμένα πλοία μεταφοράς LNG. Η άνιση κατανομή των φυσικών πόρων και η ανάγκη μεταφοράς αερίου σε μεγάλες αποστάσεις ή διηπειρωτικά όπου παρεμβάλλονται ωκεανοί δημιούργησε την ανάγκη για ΥΦΑ. Παρά τον ισχυρό ανταγωνισμό που δέχεται από τους αγωγούς, φαίνεται να γίνεται πιο επιτακτική η ανάγκη για μεταφορά LNG, όπως

στην περίπτωση μεταφοράς φυσικού αερίου σε χώρες κατανάλωσής του, οι οποίες βρίσκονται μακριά από τα πεδία παραγωγής φυσικού αερίου.

Σημαντικό παράγοντα για την ανάπτυξη της αγοράς του φυσικού αερίου αποτελεί το κόστος μεταφοράς του, το οποίο διαφοροποιείται ανάλογα με τον τρόπο μεταφοράς. Ενώ σε γενικές γραμμές η μεταφορά μέσω αγωγών είναι μία σχετικά απλή διαδικασία και ταυτόχρονα παραμένει μια πιο συμφέρουσα οικονομικά λύση, η χρήση τους εγείρει ζητήματα πολιτικής και οικονομικής επιρροής. Από την άλλη, η μεταφορά με πλοία LNG παρέχει μεγαλύτερη ευελιξία στους προμηθευτές, ιδιαίτερα δε με τη χρήση των FSRU. Επιπλέον, όταν πρόκειται για μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου σε μεγάλες αποστάσεις, φαίνεται ότι η μεταφορά μέσω πλοίων LNG, καθίσταται ιδανικότερη, καθώς για λόγους γεωπολιτικής φύσεως αλλά και αύξησης του κόστους, η χρήση αγωγών δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα. Παρατηρείται λοιπόν στην αγορά του ΥΦΑ ύπαρξη οικονομίων κλίμακας.

Το ΥΦΑ παρουσιάζει σημαντικές προοπτικές στον κλάδο των μεταφορών. Σε αυτό συμβάλλουν καθοριστικά η συνεχιζόμενη αύξηση του εμπορίου μεταξύ μεγάλων καταναλωτριών περιοχών όπως η Κίνα, η Ινδία, η Αφρική και αναπτυσσόμενες χώρες, αλλά και η πρόβλεψη για περαιτέρω αύξησή του στο μέλλον. Εκτός από την αγορά της Ασίας – Ειρηνικού. Η ανάπτυξη του εμπορίου ΥΦΑ συντελείται με ταχείς ρυθμούς και στην αγορά του Ατλαντικού, με τις ΗΠΑ και την Ευρώπη να αποτελούν τις κύριες περιοχές εισαγωγής. Η Μέση Ανατολή από την άλλα τροφοδοτεί με φυσικό αέριο και τις δύο μεγάλες αγορές. Ενθαρρυντικό ρόλο προς την κατεύθυνση της αύξησης του εμπορίου παγκοσμίως παίζει και η θετική εξέλιξη των τιμών του φυσικού αερίου συγκριτικά με αυτές του πετρελαίου.

Συνέπεια της αναπτυσσόμενης αγοράς ΥΦΑ είναι η ναυπήγηση όλο και μεγαλύτερων πλοίων, με αποτέλεσμα την αύξηση της ανά πλοίο μέσης χωρητικότητας, ενώ ταυτόχρονα ο αριθμός τους στον παγκόσμιο στόλο αυξάνεται, όπως φαίνεται και από το βιβλίο παραγγελιών. Επιπλέον, ο στόλος μεταφοράς ΥΦΑ είναι ένας από τους νεότερους σε ηλικία στόλους, ενώ τα πλοία κατασκευάζονται και λειτουργούν με τρόπο που διασφαλίζει την ασφάλεια της μεταφοράς. Ως προς τον τύπο δεξαμενών των πλοίων, φαίνεται να κυριαρχούν οι δεξαμενές μεμβράνης. Επίσης, το υψηλό κόστος κατασκευής τους τείνει να μετριάζεται από την ανάπτυξη της τεχνολογίας, της οποίας βέβαια οι θετικές επιπτώσεις στη συμπίεση του κόστους είναι εμφανείς σε κάθε στάδιο

της αλυσίδας παραγωγής και μεταφοράς ΥΦΑ, ενισχύοντας έτσι την ανταγωνιστικότητά του.

Εξελίξεις όπως η αύξηση του μεγέθους των πλοίων αλλά και του αριθμού τους διευκολύνθηκαν από την απελευθέρωση της αγοράς ΥΦΑ, ενθαρρύνοντας την ανάπτυξη της ναυτιλίας γενικότερα. Επίσης, η αυξημένη ζήτηση για LNG και οι μειώσεις του κόστους καθιστούν πιο θελκτικές τις επενδύσεις στον κλάδο. Ωστόσο γεγονός είναι ότι η παραδοσιακή δομή της αγοράς αυτής, που χαρακτηρίζεται από ιδιαίτερα υψηλές κεφαλαιακές απαιτήσεις, συνδέεται με ολιγοπωλιακές καταστάσεις, καθώς οι παίκτες που αποτελούν την αγορά αυτή ήταν κυρίως μεγάλες πετρελαϊκές εταιρίες, εταιρίες φυσικού αερίου αλλά και κρατικές, εξυπηρετώντας συγκεκριμένα δρομολόγια μεταφοράς ΥΦΑ και τερματικούς σταθμούς. Το γεγονός ότι οι επενδύσεις στην εφοδιαστική αλυσίδα του LNG είναι εντάσεως κεφαλαίου έχουν οδηγήσει τους παίκτες στην αγορά στη σύναψη μακροχρόνιων συμβάσεων, διάρκειας 20 ή και περισσότερων ετών, προκειμένου να διασφαλίσουν τη βιωσιμότητά τους. Το τοπίο ωστόσο αρχίζει να παρουσιάζει κάποιες αλλαγές, αφού η μείωση του κόστους που επιτυγχάνεται στα διάφορα στάδια της αλυσίδας ΥΦΑ, ενθαρρύνει τη συμμετοχή στην αγορά αυτή και ανεξάρτητων πλοιοκτητών, αναπτύσσοντας μια spot αγορά περισσότερο ευέλικτη. Οι Έλληνες πλοιοκτήτες που κατέχουν ούτως ή άλλως ηγετικό ρόλο στην παγκόσμια ναυτιλία, έχουν εισέλθει δυναμικά και στον κλάδο αυτό, με ιδιοκτησία πλοίων και ακόμα περισσότερες παραγγελίες

Η προσθήκη όλο και περισσότερων πλοίων LNG στον παγκόσμιο στόλο ιδιαίτερα την περίοδο 2013- 2014 που παρατηρήθηκε σχετική άνθηση, οδήγησε σε υπερβάλλουσα προσφορά χωρητικότητας, η οποία σε συνδυασμό με τη μείωση της ζήτησης από την περιοχή του Ειρηνικού που ακολούθησε, προκάλεσαν συρρίκνωση των τιμών των ναύλων. Ωστόσο, καθώς οι πλοιοκτήτες όταν καλούνται να αποφασίσουν για παραγγελίες νέων πλοίων λαμβάνουν υπόψη τους και σχέδια υγροποίησης σε τερματικούς σταθμούς που ανακοινώνονται, και καθώς νέοι επενδυτές και λιμάνια, με την αύξηση των τερματικών εισαγωγής και εξαγωγής, εισέρχονται στην αγορά, φαίνεται ότι οι προοπτικές μπορεί να είναι θετικές για την αγορά των πλοίων LNG.

Παρά την υπερπροσφορά στην αγορά, η οποία λειτουργεί αποθαρρυντικά στη ενίσχυση νέων επενδύσεων για αύξηση της δυναμικότητας υγροποίησης, οι προβλέψεις για

αύξηση της ροής του παγκόσμιου εμπορίου ΥΦΑ μακροχρόνια, οι επενδύσεις στην εξόρυξη φυσικού αερίου, καθώς η ζήτηση αυξάνεται, αλλά και μεγάλα επενδυτικά σχέδια, που αναμένεται να αναδιαμορφώσουν το παγκόσμιο σκηνικό, όπως αυτά των ΗΠΑ, από που αναμένεται τεράστια αύξηση των εξαγωγών φυσικού αερίου, αλλά και η παράδοση μονάδων υδροποίησης όπως της Αυστραλίας, προκειμένου να απορροφηθεί η υπερβάλλουσα προσφορά, δημιουργούν θετικές προοπτικές για τον κλάδο LNG.

Όσον αφορά στη ζήτηση και την προσφορά του LNG πολύ βασική παράμετρος είναι η ύπαρξη εγκαταστάσεων υποδοχής και η παραγωγή Φυσικού Αερίου, καθώς χώρες με ελλείψεις ή ανύπαρκτες εγκαταστάσεις παραγκωνίζονται από το διεθνές εμπόριο LNG. Ο μεγαλύτερος εξαγωγέας LNG είναι εδώ και κάποια χρόνια το Κατάρ, ενώ οι μεγαλύτερες εισαγωγές αντιστοιχούν στην Ιαπωνία. Η αυξημένη ζήτηση φυσικού αερίου οδηγεί στην αύξηση των έργων υδροποίησης και επαναεριοποίησης παγκοσμίως, με αρκετά από αυτά να βρίσκονται σε εξέλιξη, είτε με την προσθήκη νέων τερματικών σταθμών είτε με την επέκταση ήδη υφιστάμενων. Παρόλο που η αύξηση αυτή προέρχεται από χώρες που αποτελούν την ήδη υπάρχουσα αγορά, φαίνεται ότι και νέες χώρες φιλοδοξούν να εισέλθουν.

Αναφορά γίνεται και στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας, ο οποίος τροφοδοτεί με φυσικό αέριο το εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου, ενώ αποτελεί μία από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές, παρέχοντας ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς και αυξημένη δυνατότητα κάλυψης αιχμιακών απαιτήσεων της αγοράς φυσικού αερίου. Η σταθερά αυξανόμενη ζήτηση για φυσικό αέριο στην Ευρώπη, εν μέσω μίας αναπτυσσόμενης αγοράς θα μπορούσε να αποτελέσει πρόκληση για τη χώρα μας, με σκοπό την εντατικότερη συμμετοχή της Ελλάδας στο εμπόριο του LNG, μια αγορά πολλά υποσχόμενη που ήδη ανταγωνίζεται αυτή του παραδοσιακού πετρελαίου και διεκδικεί σεβαστό μερίδιο της συνολικής αγοράς ενέργειας μακροπρόθεσμα. Μια τέτοια κίνηση είναι στρατηγικής σημασίας για τη χώρα μας, αφού όσο περισσότερες εγκαταστάσεις κατασκευαστούν, τόσο πιο αυτόνομη ενεργειακά θα είναι αλλά και θα μπορεί να εξυπηρετήσει εξωτερικές ανάγκες, αποφέροντας σημαντικά έσοδα και δίνοντας περαιτέρω ώθηση στην αγορά. Συνεπώς, θα ήταν σκόπιμη η από κοινού συνδρομή κράτους και ξένων επενδυτών, ώστε να μεγιστοποιηθούν οι πιθανότητες η Ελλάδα να πρωτοστατήσει στη νέα αυτή ενεργειακή αλλαγή.

Μονάδες μέτρησης

MMbtu: million British thermal units

mt: million tonnes

mtpa: million tonnes per annum

m³:cubic metres

ΚΕΦΑΛΑΙΟ

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ-ΠΗΓΕΣ

Ελληνική βιβλιογραφία

Βαμβακινού, Ε., (2017). Ανάλυση της αγοράς των LNG πλοίων, Πανεπιστήμιο Αιγαίου.

Γκιζιάκης, Κ., Παπαδόπουλος Α., Πλωμαρίτου Ε., (2010). Ναυλώσεις, Σταμούλης, Αθήνα.

Δεληγεώρογλου, Ν., (2017). Θαλάσσια Μεταφορά Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου. Πανεπιστήμιο Πειραιώς.

Καπάδης, Α., (2014). Η αγορά των LNG πλοίων στη Μεσόγειο, Προοπτικές και Προκλήσεις, Πανεπιστήμιο Πειραιώς.

Παρδάλη, Α., (2001). Η Λιμενική Βιομηχανία στις προκλήσεις της παγκοσμιοποιημένης οικονομίας και των ολοκληρωμένων μεταφορικών συστημάτων, Σταμούλης, Αθήνα.

Σωτηρόπουλος, Π., (2017). Διερεύνηση Θεμάτων Δικτύων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

Τσαλικίδη, Ι., (2009), Η Τεχνολογική Εξέλιξη των Πλοίων LNG. Πανεπιστήμιο Πειραιώς.

Χλωμούδης, Κ., (2011). Τάσεις και Εξελίξεις στη Λιμενική Βιομηχανία. Λιμενικές επιχειρήσεις & συστήματα στην εποχή της οργάνωσης και λειτουργίας ανταγωνιστικών λιμανιών. Παπαζήση, Αθήνα.

Ξένη βιβλιογραφία

Anisie, A., (2014). Natural Gas Pricing and Competitiveness, The impact of natural gas prices upon the industry's dynamics. Universidad Pontificia Comillas.

Bipul, N., (2016). Impact of The U.S. Shale gas export on East Asia LNG Trading and Pricing - by 2020. Erasmus University Rotterdam.

BRS Annual Review 2013

BP Review of World Energy 2013

BP Statistical Review of World Energy 2018

Clarksons. Shipping Intelligence Weekly, Issue 1,328 , June 2018

Clarksons Research. LNG Trade and Transport 2018

Danesh, A. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Elsevier.

EIA/ OECD (2012). Gas Pricing and Regulation. China's Challenges and IEA Experience.

EIA (2013). The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook

Guo, B., Ghalambor, A., (2012). Natural Gas Engineering Handbook. Gulf Publishing Company.

IGU World LNG Report 2013

IGU World LNG Report 2017

IGU (2017). Wholesale Gas Price Survey, A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2016.

Kuhn, M., (2014). Enabling the Iranian Gas Export Options, The destiny of Iranian Energy Relations in a Tripolar Struggle over Energy and Security Geopolitics. Springer.

Lin,W., Zhang ,N., Gua, A., (2010). LNG (Liquefied Natural Gas), A necessary part in China's Future Energy Infrastructure. Energy, Volume 33, Issue 11.

Lun Y.H.V., Lai K.H., Cheng T. (2010). Shipping and Logistics Management. Springer.

Pitbladom, R., Baik, J., Raghunathan, V., (2006). LNG decision making approaches compared. Journal of Hazardous Materials, Volume 130, Issues 1-2.

Rastegary, M., (2017). The Outlook of Shipping Industry. Payam Darya, Volume 4.

Ruster, S., Neumann A., (2006). Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies. An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration. 26th USAEE International Conference. Michigan, U.S.

Saeid M., Mak J.Y., Valappil J.V., Wood D.A. (2013). Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier.

Shell LNG Outlook 2018

Vanem, E., Antao, P., Ostvik, I., Del Castillo Comas F., (2008). Analyzing the risk of LNG carrier operations. Reliability Engineering and System Safety, Volume 93, Issue 9. Science Direct.

Wang, S., Notteboom T., (2011). “World LNG shipping: dynamics in markets, ships and terminal projects” (σσ. 129-153) in Notteboom T., Current issues in Shipping, Ports and Logistics. University Press Antwerp.

Wang, S., Notteboom T., (2014). Shipowners' structure and fleet distribution in the liquefied natural gas shipping market. International Journal of Shipping and Transport Logistics.

Διαδικτυακές πηγές

Γκόνης, Κ., (2008). Η ναυτιλιακή αγορά LNG, Σχολή Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών, Εργαστήριο Θαλάσσιων Μεταφορών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Available at:

<http://www.martrans.org/educational/notes/econ2/LNG%20presentation%20May%202008.pdf>

Δαγκαλίδης, Α., (2013). Δεξαμενόπλοια LNG. Κλαδική Μελέτη 20, Τράπεζα Πειραιώς. Available at:

<http://www.piraeusbankgroup.com/~media/Com/Downloads/Greek-Sectoral-Studies/2013/sectoral-LNG.ashx>

Έκθεση Πεπραγμένων Έτους 2011. ΔΕΣΦΑ. Available at:

http://www.depa.gr/uploads/files/oikonomika_stoixeia/31-12-2011_%CE%94%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91.pdf

Καρώνης Δ., Λόης Ε., Ζαννίκος Φ. (2014). Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, Υγροποίηση Αερίου, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Available at:

http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news_files/webdoc_24_2_6_2014.pdf

Kireas (2007). Γενικές πληροφορίες για το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

<http://kireas.org/lng.htm>

Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο, Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών, ΕΜΠ. Available at:

<http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/files/Liquified%20Natural%20Gas.pdf>

Φυσικό Αέριο. Available at:

https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A6%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%BA%CF%8C_%CE%B1%CE%AD%CF%81%CE%B9%CE%BF

Φυσικό Αέριο. ΕΔΑΘΕΣΣ (2018). Available at:

<https://www.edathess.gr/genika-sxhmatismos-f-a-metafora/>

Alexander's Gas & Oil Connections (2014). LNG Technology, Processing and Operations. Available at:

<http://www.gasandoil.com/events/2014/lng-technology-processing-and-operations>

Dale S., June (2018). Energy in 2017, two steps forward, one step back. BP. Available at:

<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/speeches/bp-stats-review-2018-spencer-dale-speech.pdf>

Deconstructing LNG shipping costs. Available at:

<https://timera-energy.com/deconstructing-lng-shipping-costs/>

Delpizzo, R., (2014). Gas Carriers, Arrangements & Characteristics, ABS. Available at:

http://www.marinechemistassociation.com/Marine_Chemist_Association_22_July_14_EA_Final.pdf

Demand and Supply of Maritime Transport Services: Analysis of Market Cycles.

Available at:

<https://lawexplores.com/demand-and-supply-of-maritime-transport-services-analysis-of-market-cycles/>

Factors Affecting Demand for Shipping. Available at:

<http://www.maritime.gr/law/demand.htm>

Global LNG fleet set for record year. Available at:

<https://www.lngworldnews.com/global-lng-fleet-set-for-record-year/>

Global LNG trade continues to grow, especially from Australia and the United States. Available at:

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36452#>

IGU (2018). Global Gas Report. 27th World Gas Conference. Washington DC.

Available at:

http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf

International Energy Agency (2018). Natural gas. Available at:

<https://www.iea.org/topics/naturalgas/>

International Gas Union. Natural Gas Facts & Figures. Available at:

<https://www.igu.org/resources-data>

International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals (ISGINTT) (2010). Chapter 33, Types of Gas Carriers, Edition 1. Available at:

https://www.isgintt.org/files/documents/Chapter_33en_isgintt_062010.pdf

Liquefied Gas Carrier. Available at:

<http://www.liquefiedgascarrier.com/Liquefied-Natural-Gas-Carriers.html>

Liquefied Natural Gas (LNG) Receiving Terminal and Associated Facilities (2005). Available at:

<http://www.epd.gov.hk/eia/register/profile/latest/esb126.pdf>

LNG History. Available at:

<https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/why-lng/lng-history>

LNG Ships. LNG Information paper No 3, (GIIGNL) (2009) Available at:

https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/lng_3_-_lng_ships_7.3.09-aacomments-aug09.pdf

LNG tanker (2018). Available at:

<https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/lng-tanker>

LNG Train. Available at:

<https://www.2b1stconsulting.com/lng-train/>

LNG: what is boil-off gas and what does it do?. Fluenta (2018). Available at:

<https://www.fluenta.com/news/lng-boil-off-gas/>

Natural gas reserves. BP. Available at:

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas/natural-gas-reserves.html>

Number of LNG Bunkering Vessels to Double by 2020. Available at:

<https://worldmaritimenews.com/archives/253495/number-of-lng-bunkering-vessels-to-double-by-2020/>

OECD/ IEA (1998). Natural Gas Pricing - Regulation Body of Knowledge. Available at:

http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/OECDIEA_Natural_Gas_Pricing.pdf

Pelagotti, A. &, Baldassarre, L.. Latest Advances in LNG Compressors, Available at:

http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/Mach-6-Antonio_Pelagotti.pdf

Robert Z. (2014). The importance of LNG transport costs. Available at:

http://www.zajdler.eu/raporty/show_pdf.php?ID=9

Strong trade growth in 2018 rests on policy choices. WTO. Available at:

https://www.wto.org/english/news_e/pres18_e/pr820_e.htm

Tanaka N. (2013). Securing the Golden Age of Gas, International Gas Union, A Market in Evolution, New growth phase for LNG business. Available at:

http://members.igu.org/old/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu_apr2013_webedition.pdf

The Determinants of the Demand for Shipping Services. Available at:

<https://www.ukessays.com/essays/economics/the-determinants-of-the-demand-for-shipping-services--economics-essay.php>

The LNG Process Chain. GIIGNL. Available at:

http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/090801publique_lngbasics_lng_2_-_lng_supply_chain_7.3.09-aacomments.pdf

The regasification terminal of liquefied natural gas. Available at:

https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%B5%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D1%84%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B0%D0%BB_%D1%81%D0%B6%D0%B8%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0#cite_note-dw-1

What are the major factors affecting natural gas prices?. EIA. Available at:

<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=43&t=8>

What are the prospects for LNG-carrier tonne-mile demand to 2020?. Available at:

http://www.lngworldshipping.com/news/view,what-are-the-prospects-for-lngcarrier-tonnemile-demand-to-2020_46622.htm

<http://www.depa.gr/content/article/002003006/160.html>

<http://www.desfa.gr/default.asp?pid=304&la=1>

<http://desfa.gr/national-natural-gas-system/lng-facility>

http://www.desfa.gr/files/YFA/ENGLISH%20VERSION%20DOC/MARINE%20PROCEDURE%20MANUAL%20Revithousa%20LNG%20Terminal%20rev%20000_Dec11.pdf

<http://www.desfa.gr/files/YFA/%CE%A4%CE%B5%CF%87%CE%BD%CE%B9%CE%BA%CE%AC%20%CE%A3%CF%84%CE%BF%CE%B9%CF%87%CE%B5%CE%B9%CE%B1%20%CE%95%CE%B3%CE%BA%CE%B1%CF%84%CE%AC%CF%83%CF%84%CE%B1%CF%83%CE%B7%CF%82%20%CE%A5%CE%A6%CE%91%202.pdf>

https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php

<http://www.giignl.org/lng-markets-trade-0>

https://www.huffingtonpost.gr/2017/06/06/eidhseis-diethnes-to-koitasma-aeriou-pou-moirazontai-to-qatar-kai-to-iran_n_16963908.html

<http://www.kathimerini.gr/861678/article/epikairothta/kosmos/o-dromos-toy-meta3ioy-anaviwnei>

<https://www.mononews.gr/business/pii-efoplites-pontaroun-stin-agora-lng-ola-ta-onomata>

<http://www.naftemporiki.gr/finance/story/666577>

<http://www.natgas.info>

<http://www.naturalgas.org/>

<http://www.pomorskodobro.com/en/short-history-of-lng.html>