



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**  
**ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΜΕΤΑΛΛΕΙΩΝ-ΜΕΤΑΛΛΟΥΡΓΩΝ**  
**ΤΟΜΕΑΣ ΜΕΤΑΛΛΕΥΤΙΚΗΣ**

## **Η ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ ΑΓΟΡΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**ΝΑΤΑΛΙΑ ΣΠΑΝΟΥ**

**Επιβλέπων Καθηγητής:**

Δημήτριος Δαμίγος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

ΑΘΗΝΑ, ΜΑΡΤΙΟΣ 2020

Copyright © Ναταλία Σπανού, Μάρτιος 2020

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Δημήτριο Δαμίγο, για την βοήθεια που μου παρείχε ώστε να φέρω εις πέρας την εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω την ερευνητική εταιρία Enerdata για την παροχή δεδομένων και την άδεια δημοσίευσης αυτών στην παρούσα εργασία.

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα εργασία ερευνάται η αγορά του φυσικού αερίου σε παγκόσμιο επίπεδο. Έμφαση δίνεται στην ανάλυση των διάφορων παραγόντων που δρουν και επηρεάζουν θεμελιώδεις πτυχές της αγοράς φυσικού αερίου, όπως είναι η ζήτηση, η προσφορά και οι τιμές. Στο πλαίσιο αυτό πραγματοποιείται μια εκτενής περιγραφή των χωρών- παραγωγών φυσικού αερίου, καταγράφοντας την ιστορική διακύμανση των επιπέδων παραγωγής και εξετάζονται οι ανάλογες προοπτικές κάθε χώρας όσον αφορά στην προμήθεια και την ασφάλεια εφοδιασμού του φυσικού αερίου. Αντίστοιχα, εξετάζεται ενδελεχώς η ζήτηση φυσικού αερίου και πραγματοποιείται αντίστοιχη ιστορική καταγραφή των επιπέδων κατανάλωσης ανά χώρα και περιοχή και ανά τομέα κατανάλωσης. Πέραν των ιστορικών στοιχείων παρατίθενται, βάσει διεθνών ερευνών, οι μελλοντικές εξελίξεις με χρονικό ορίζοντα το 2023 και το 2030. Για την καλύτερη κατανόηση της παγκόσμιας αγοράς του φυσικού αερίου περιγράφεται αναλυτικά η δομή του διεθνούς εμπορίου φυσικού αερίου, με αναφορά στη μεταφορά και την αποθήκευσή του, τη διανομή του στους τελικούς καταναλωτές και τις αντίστοιχες απαραίτητες υποδομές, όπως οι εγκαταστάσεις υδροποίησης και επαναεριοποίησης. Αντιστοίχως αναλύεται ο συνολικός διακινούμενος όγκος φυσικού αερίου, συμπεριλαμβανομένων των εισαγωγών και εξαγωγών μεταξύ των χωρών και οι προοπτικές εξέλιξης για τα επόμενα χρόνια. Σε συνέχεια των παραπάνω, εξετάζονται οι πιο σημαντικοί παράγοντες που καθορίζουν την πορεία και την εξέλιξη των τιμών του φυσικού αερίου στις διεθνείς αγορές. Δίνεται ιδιαίτερη σημασία στην ανάλυση των μηχανισμών διαμόρφωσης των τιμών και πως αυτοί έχουν ιστορικά εξελιχθεί, καθώς επίσης και στο ρόλο των εμπορικών κόμβων. Ακόμη διερευνάται η μεταβλητότητα των τιμών, οι παράγοντες που την προκαλούν και τα εργαλεία προστασίας από τις απότομες διακυμάνσεις την αγορά. Τέλος, στο πλαίσιο της εργασίας πραγματοποιείται η ανάλυση χρονοσειράς της τιμής του Henry Hub των ΗΠΑ σε μηνιαία βάση, προκειμένου να εξαχθούν συμπεράσματα για την τάση, την εποχικότητα και την κυκλικότητα των τιμών, επιχειρώντας μια πρόβλεψη για το πώς αναμένονται να διακυμανθούν το τρέχον έτος.

## **ABSTRACT**

The main focus of this thesis is to investigate the global natural gas market. Emphasis is given to the analysis of various factors that act and influence fundamental aspects of the gas market, namely the demand, the supply and the natural gas prices. In this context, a comprehensive description of the gas-producing countries is made, recording the historical fluctuation of production levels and examining the respective prospects of each country in terms of supply and security of supply. Accordingly, the demand for natural gas is thoroughly examined and a corresponding historical record of consumption levels by country and region and by sector of consumption is carried out. In addition to historical data, future developments with a time horizon of 2023 and 2030 are listed on the basis of international surveys. For a better understanding of the global natural gas market, the structure of international gas trade is described in detail, with reference to its transportation and storage, its distribution to end-users and the necessary infrastructure, such as liquefaction and re-gasification facilities. Respectively, the total volume of natural gas traffic, including imports and exports between countries and prospects for the coming years, are analyzed. In addition to the above, the most important factors that determine the course and evolution of natural gas prices in international markets are examined. Particular importance is given to the analysis of price formation mechanisms and how they have evolved historically, as well as the role of hubs. Furthermore price volatility, the factors that trigger it and the tools to protect against sudden fluctuations in the market, are also investigated. Finally this study analyzes the spot price of Henry Hub US time series on a monthly basis, in order to draw conclusions on the trend, seasonality and cyclic behavior of the prices, attempting to predict how they are expected to fluctuate within the current year.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΕΠΕΞΗΓΗΜΑΤΙΚΩΝ ΟΡΩΝ

### Συντομογραφίες- Ακρωνύμια

Bcm → billion cubic meters , δις. κυβικά μέτρα

Tcm → trillion cubic meters, τρις. κυβικά μέτρα

bar → μονάδα μέτρησης πίεσης

bbl → μονάδα μέτρησης αργού πετρελαίου και προϊόντων του

GW → gigawatts

kWh → kilo-Watt hour, κλοβατώρα

TWh → terra- Watt hour

MMBtu → million British thermal units, δηλώνει την απαιτούμενη ποσότητα ενέργειας για αύξηση της θερμοκρασίας κατά 1 °F υπό κανονική πίεση 30 ιντσών υδραργύρου. (κάθε M ισούται με 10<sup>3</sup>)

Mtoe → million tons of oil equivalent, δείχνει την ποσότητα ενέργειας που απελευθερώνεται όταν καεί ένας τόνος αργού πετρελαίου. Το toe δηλώνει την μεγάλη ποσότητα είτε αργού πετρελαίου είτε φυσικού αερίου στην μεταφορά ή κατανάλωση.

MT → million tones

Mtpa → million tones per annum, δις. τόνους σε ετήσια βάση

\$/tpa → δείχνει το κόστος κεφαλαίου σε USD/ τόνους το έτος που υπολογίζεται διαιρώντας το κόστος κεφαλαίου με το ρυθμό παραγωγής σε τόνους/έτος

USD → US Dollar

LNG → Liquefied Natural Gas, Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

CNG → Compressed Natural Gas, Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο

IEA → International Energy Agency

IEEJ → Institute of Energy Economics of Japan

EIA → Energy Information Administration, USA

IGU → International Gas Union

APERC → Asia-Pacific Economic Cooperation

GAO → Government Accountability Office, USA

NYMEX → New York Mercantile Exchange

SCADA → Supervisory Control and Data Acquisition

FLNG → Floating Liquefied Natural Gas

FPSO → Floating Production Storage and Offloading

FSRU → Floating Storage Regasification Unit

OPEC → Organization of the Petroleum Exporting Countries- Οργανισμός Εξαγωγών Πετρελαιοπαραγωγών Χωρών με μέλη το Ιράν, Ινδονησία, Σαουδική Αραβία, Ιράκ, Βενεζουέλα, Λιβύη, Νιγηρία, Εκουαδόρ, Ενωμένα Αραβικά Εμιράτα, Αλγερία, Κουβέιτ, Αγκόλα, Γκαμπόν

GECF → Gas Exporting Countries Forum, Διακυβερνητικός Οργανισμός Χωρών-Παραγωγών Φυσικού Αερίου όπου ανήκουν η Αλγερία, Βολιβία, Κατάρ, Ρωσία, Αίγυπτος, Ιράν, Λιβύη, Νιγηρία, Τρινιδάδ, Τομπάγκο, Βενεζουέλα, Ενωμένα Αραβικά Εμιράτα και Ισημερινή Γουινέα

CIS → Commonwealth of Independent States: Κοινοπολιτεία Ανεξάρτητων Κρατών με μέλη την Αρμενία, Καζακστάν, Ρωσία, Τουρκμενιστάν, Ουζμπεκιστάν, Τατζικιστάν, Λευκορωσία, Κιργιστάν, Μολδαβία

BRICS → ακρωνύμιο από την ένωση των οικονομιών της Βραζιλίας, Ρωσίας, Ινδίας, Κίνας και Νότιας Αφρικής (Brazil Russia China South Africa)

G7 → The Group of Seven / Διακυβερνητική Οικονομική Οργάνωση με μέλη : Καναδά, Γαλλία, Γερμανία, Ιταλία, Ιαπωνία, Ηνωμένο Βασίλειο και ΗΠΑ

Middle East → περιλαμβάνει τις εξής χώρες: Μπαχρέιν, Ιράν, Ιράκ, Ιορδανία, Κουβέιτ, Λίβανο, Ομάν, Κατάρ, Σαουδική Αραβία, Συρία, Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα και Υεμένη

EU-28 → Ευρωπαϊκή Ένωση 28 χωρών-μελών: Αυστρία, Βέλγιο, Βουλγαρία, Κροατία, Κύπρος, Τσεχία, Δανία, Ελλάδα, Εσθονία, Φινλανδία, Γαλλία, Γερμανία, Ουγγαρία, Ιταλία, Λετονία, Λιθουανία, Λουξεμβούργο, Μάλτα, Ολλανδία, Πολωνία, Πορτογαλία, Ρουμανία, Σλοβακία, Σλοβενία, Ισπανία, Σουηδία, Ηνωμένο Βασίλειο

OECD → Organization for Economic Cooperation and Development, Ο.Ο.Σ.Α.-Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης

Ευρώπη (μέλη Ο.Ο.Σ.Α.) → περιλαμβάνει Αυστρία, Βέλγιο, Τσεχία, Δανία, Εσθονία, Φινλανδία, Ελλάδα, Γαλλία, Γερμανία, Ουγγαρία, Ισλανδία, Ιταλία, Λετονία,

Λουξεμβούργο, Ολλανδία, Νορβηγία, Πολωνία, Σλοβακία, Πορτογαλία, Σλοβενία, Ισπανία, Σουηδία, Ελβετία, Τουρκία και Ηνωμένο Βασίλειο.

Αμερική (μέλη Ο.Ο.Σ.Α) → περιλαμβάνει Καναδά, Χιλή, Μεξικό και ΗΠΑ.

Ασία-Ωκεανία (μέλη Ο.Ο.Σ.Α.) → περιλαμβάνει Αυστραλία, Ισραήλ, Ιαπωνία, Κορέα και Νέα Ζηλανδία.

Ευρώπη-Ευρασία (εκτός Ο.Ο.Σ.Α.) → περιλαμβάνει Αλβανία, Αρμενία, Αζερμπαϊτζάν, Λευκορωσία, Βοσνία Ερζεγοβίνη, Βουλγαρία, Κροατία, Κύπρος, Βόρεια Μακεδονία, Γεωργία, Γιβραλτάρ, Καζακστάν, Κόσσοβο, Κιργιστάν, Λιθουανία, Μάλτα, Μολδαβία, Μοντενέγκρο, Ρωσία, Σερβία, Ρουμανία, Ουκρανία, Τατζικιστάν, Τουρκμενιστάν και Ουζμπεκιστάν.

Αμερική (εκτός Ο.Ο.Σ.Α.) → περιλαμβάνει Αργεντινή, Βολιβία, Βραζιλία, Κολομβία, Κόστα Ρίκα, Κούβα, Εκουαδόρ, Γουατεμάλα, Δομινικανή Δημοκρατία, Ελ Σαλβαδόρ, Αϊτή, Τζαμάικα, Νικαράγουα, Παναμά, Περού, Παραγουάη, Τρινιντάντ και Τομπάγκο, Βενεζουέλα και Ουρουγουάη.

Ασία (εκτός Ο.Ο.Σ.Α.) → περιλαμβάνει Μπαγκλαντές, Μπρούναι, Ινδία, Ινδονησία, Κορέα, Μαλαισία, Μογγολία, Νεπάλ, Πακιστάν, Φιλιππίνες, Σιγκαπούρη, Ταϊλάνδη, Ταϊπέι, Σρι Λάνκα και Βιετνάμ.



## Πίνακας Περιεχομένων

<b>ΠΕΡΙΛΗΨΗ</b> .....	<b>I</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>II</b>
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΕΠΕΞΗΓΗΜΑΤΙΚΩΝ ΟΡΩΝ</b> .....	<b>III</b>
<i>Ευρετήριο Πινάκων</i> .....	<i>ix</i>
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ</b> .....	<b>1</b>
1.1 ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ.....	1
1.2 ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ .....	1
1.3 ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ .....	2
1.4 ΧΡΗΣΕΙΣ .....	2
1.5 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ .....	4
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ</b> .....	<b>6</b>
2.1 ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ .....	6
2.2 ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ .....	9
2.3 ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	17
2.4 ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	20
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ</b> .....	<b>23</b>
3.1 ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ ΖΗΤΗΣΗ-ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ .....	23
3.2 ΕΞΕΛΙΞΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ .....	35
3.2.1 Προοπτικές ανά χώρα.....	35
3.2.2 Προοπτικές ανά τομέα .....	36
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ</b> .....	<b>39</b>
4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	39
4.2 ΧΕΡΣΑΙΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	39
4.3 ΜΕΤΑΦΟΡΑ LNG .....	41
4.4 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕ ΑΓΩΓΟΥΣ .....	46
4.5 ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΛΑΒΗΣ LNG.....	49
4.5.1 Χερσαίοι τερματικοί σταθμοί.....	49
4.5.2 Κινητή Μονάδα Επαναεριοποίησης Αποθήκευσης (FSRU).....	50
4.6 ΔΙΑΚΙΝΟΥΜΕΝΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ .....	55
4.6.1 Εισαγωγές.....	56
4.6.2 Εξαγωγές.....	57
4.7 ΔΙΑΚΙΝΟΥΜΕΝΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ LNG .....	62
4.7.1 Εισαγωγές.....	65
4.7.2 Εξαγωγές.....	66
4.8 ΕΞΕΛΙΞΗ ΔΙΕΘΝΟΥΣ ΕΜΠΟΡΙΟΥ .....	69

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΙΜΩΝ .....</b>	<b>74</b>
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	74
5.2 ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗΣ ΤΙΜΩΝ .....	76
5.3 ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΙΜΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕ ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ.....	80
5.4 ΕΜΠΟΡΙΚΟΙ ΚΟΜΒΟΙ .....	84
5.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ ΤΙΜΩΝ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	90
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>100</b>
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....</b>	<b>103</b>

## Ευρετήριο Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 2-1 Παγκόσμια προμήθεια πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή προέλευσης 1971 -2017 σε Mtoe .....	6
Διάγραμμα 2-2 Ποσοστιαία συμβολή πηγών ενέργειας στη συνολική παραγωγή 1973 και 2017 .....	7
Διάγραμμα 2-3 Ποσοστά παραγωγής καυσίμων ανά χώρα για το 2017 .....	8
Διάγραμμα 2-4 Παγκόσμια Παραγωγή Φυσικού Αερίου ανά περιοχή (σε Bcm) .....	10
Διάγραμμα 2-5 Μεταβολή Ποσοστού Παραγωγής Φυσικού Αερίου .....	16
Διάγραμμα 2-6 Κατανομή αποθεμάτων ανά χώρες τα έτη 1998, 2008,2018 .....	19
Διάγραμμα 3-1 Διακύμανση ζήτησης φυσικού αερίου ανά περιοχή και τομέα χρήσης 2016-2017 .....	26
Διάγραμμα 3-2 Μεταβολή ποσοστού κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά χώρα για τα διαστήματα 2017-2018 & 2000-2018 .....	31
Διάγραμμα 3-3 Διακύμανση ποσοστού φυσικού αερίου στη συνολική κατανάλωση ενέργειας .....	34
Διάγραμμα 4-1 Ονομαστική χωρητικότητα (σε ΜΤΡΑ) και ποσοστό δραστηριότητας των χερσαίων μονάδων υγροποίησης ανά αγορά (2018), .....	41
Διάγραμμα 4-2 Κόστη FLNG σε \$/tpa).....	45
Διάγραμμα 4-3 Ποσοστιαία Αύξηση στόλου FSRU, .....	51
Διάγραμμα 4-4 Ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών σε Bcm ανά περιοχή για τα έτη 2017 και 2018 .....	62
Διάγραμμα 4-5 Εξαγωγές LNG ανά χώρα και ποσοστό της κάθε αγοράς .....	67
Διάγραμμα 5-1 Ποσοστό μηχανισμών διαμόρφωσης τιμής σε παγκόσμιο επίπεδο από το 2008 έως το 2018.....	79
Διάγραμμα 5-2 Εξέλιξη τιμών Hubs φυσικού αερίου, LNG σε Ευρώπη, ΗΠΑ και Ασία 2005-2018 .....	88
Διάγραμμα 5-3 Διακύμανση τιμών οικιακών χρηστών και μη οικιακών EU-28 σε €/GJ .....	90
Διάγραμμα 5-4 Διακύμανση πραγματικών και ονομαστικών τιμών ΗΗ .....	93
Διάγραμμα 5-5 Διακύμανση λογάριθμου πραγματικών τιμών και MA.....	95
Διάγραμμα 5-6 Απεικόνιση αποδομημένης χρονοσειράς .....	97
Διάγραμμα 5-7 Διακύμανση πραγματικών και προβλεπόμενων τιμών Henry Hub ..	98

## Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 2-1 Ανάπτυξη Παραγωγής Φυσικού Αερίου μέχρι το 2023 .....	21
Εικόνα 4-1 Δεξαμενόπλοιο LNG πρισματικού τύπου (αριστερά) και σφαιρικού τύπου (δεξιά) .....	42
Εικόνα 4-2 LNG FPSO Prelude _Shell Global .....	43
Εικόνα 4-3 Δίκτυο Αγωγών Ευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου	48
Εικόνα 4-4 Εμπορικές κινήσεις 2018 (σε Bcm) .....	68
Εικόνα 5-1 Ευρωπαϊκές αγορές φυσικού αερίου και hubs 2018 .....	85

## Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 2-1 Παραγόμενοι όγκοι φυσικού αερίου (σε Bcm) 1998-2018 .....	13
Πίνακας 2-2 Παγκόσμια Αποδεδειγμένα Αποθέματα Φυσικού Αερίου (σε Tcm) .....	17
Πίνακας 3-1 Κατανάλωση φυσικού αερίου (σε Bcm) διαφόρων χωρών 1998-2018 .	28
Πίνακας 3-2 Ποσοστά συμμετοχής του φυσικού αερίου στην συνολική κατανάλωση ενέργειας σε χώρες της Ε.Ε. και διασυνδεδεμένες χώρες 1998-2017 .....	32
Πίνακας 4-1 LNG FPSO διαφόρων χωρών με βάση την παραγωγή σε ΜΤΡΑ και το έτος έναρξης .....	44
Πίνακας 4-2 Παγκόσμιος στόλος FSRU .....	53
Πίνακας 4-3 Εισαγωγές & Εξαγωγές μέσω αγωγών για το 2018 (σε Bcm) .....	58
Πίνακας 4-4 Διακινούμενος όγκος φυσικού αερίου (σε Bcm) ανά χώρα 1990-2018.	60
Πίνακας 5-1 Συνολικοί όγκοι συναλλαγών 2008-2018 σε TWh .....	87
Πίνακας 5-2 Πραγματικές και προβλεπόμενες τιμές Henry Hub για την περίοδο Ιανουαρίου 2018- Δεκεμβρίου 2019 .....	98
Πίνακας 5-3 Μελλοντικές πραγματικές τιμές για το έτος 2020 .....	99

## Κεφάλαιο 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 Ιστορική Αναδρομή

Η αύξηση του πληθυσμού της γης και η βελτίωση του βιοτικού επιπέδου έχουν συμβάλει στην αύξηση της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας, σε παγκόσμιο επίπεδο. Το φυσικό αέριο διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή αυτή πραγματικότητα, ακολουθώντας ανοδική πορεία τις τελευταίες δεκαετίες και καταλαμβάνοντας μερίδιο της τάξης του 20-25% της παγκόσμιας ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας. Ωστόσο δεν πρέπει να παραβλεφθεί το γεγονός ότι το φυσικό αέριο δεν ήταν διαθέσιμο σε πολλές χώρες, μέχρι σχετικά πρόσφατα. Η χρήση του φυσικού αερίου παρέμενε περιορισμένη καθώς δεν υπήρχε τρόπος μεταφοράς του σε μακρινές αποστάσεις. Η εξέλιξη της ασφαλούς μεταφοράς του φυσικού αερίου με αγωγούς το 1920 ώθησε αρκετά στη χρήση του ως καύσιμο, ενώ διαδόθηκε ακόμη περισσότερο μετά το Β΄ Παγκόσμιο Πόλεμο. Σύμφωνα με ιστορικά δεδομένα, το 1950 η κατανάλωση φυσικού αερίου αποτελούσε το 12% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας, το 1960 είχε αυξηθεί στο 14,6% και μέχρι το 1980 εκτοξεύθηκε στο 25% (ΔΕΠΑ). Αυτή η ανοδική πορεία του φυσικού αερίου οφείλεται τόσο στο μειωμένο περιβαλλοντικό αποτύπωμά του (λόγω μείωσης εκπομπών αέριων ρύπων και σωματιδίων) αλλά και στην παγκόσμια πολιτική που προωθεί στην εκμετάλλευση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων στο πλαίσιο αξιοποίησης πόρων και οικονομικής ανάπτυξης των χωρών.

### 1.2 Φυσικό Αέριο

Το φυσικό αέριο είναι ένα ορυκτό καύσιμο που σχηματίζεται με παρόμοιο τρόπο όπως το πετρέλαιο, από τη θερμική αποικοδόμηση της πρωταρχικής οργανικής ύλης μεγάλου μοριακού βάρους προερχόμενης από οργανικά ιζήματα (χερσαία ή θαλάσσια) σε συνθήκες υψηλής πίεσης και θερμοκρασίας σε βάθος αρκετών χιλιομέτρων στο υπέδαφος (Gastrade).

Αποτελεί ένα αέριο μίγμα υδρογονανθράκων που συνίσταται σε ποσοστό μεγαλύτερο από 80% από μεθάνιο ( $\text{CH}_4$ ) και σε χαμηλότερες συγκεντρώσεις από αιθάνιο ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), προπάνιο ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), βουτάνιο ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) και πεντάνιο ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ). Επίσης περιέχονται και ορισμένες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ), υδρόθειου ( $\text{H}_2\text{S}$ ), υδρογόνου ( $\text{H}_2$ ), ήλιου ( $\text{He}$ ) και αζώτου ( $\text{N}_2$ ) κτλ. Πρέπει ωστόσο να σημειωθεί ότι κάθε κοίτασμα φυσικού αερίου δεν αποδίδει το ίδιο σε σύσταση αέριο με κάποια άλλο, αφού η σύνθεσή του εξαρτάται από την προέλευση και το είδος της οργανικής ύλης από την οποία σχηματίστηκε. Οι βασικές ιδιότητες που χαρακτηρίζουν το φυσικό αέριο είναι η απουσία οσμής, χρώματος καθώς επίσης ότι

πρόκειται για ένα ελαφρύ και μη τοξικό αέριο. Το γεγονός ότι είναι άοσμο καθιστά αναγκαίο τον εμπλουτισμό του με οσμητικές ουσίες αποκτώντας αυτήν την χαρακτηριστική οσμή, για να μπορεί να είναι ανιχνεύσιμο σε περίπτωση διαρροής. Συνήθως το φυσικό αέριο εμπλουτίζεται με την οσμητική ουσία ΤΗΤ (Tetrahydrothiophene) ή με μερκαπτάνη (ΔΕΣΦΑ; GIIGNL, 2009).

### 1.3 Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

Μετά την εξαγωγή του από τις υπόγειες κοιλότητες μέσω γεωτρήσεων, το φυσικό αέριο οδηγείται σε εγκαταστάσεις προκαθαρισμού, για απομάκρυνση των επιβλαβών ουσιών και των ακαθαρσιών και έπειτα σε εγκατάσταση υγροποίησης. Κατά τον καθαρισμό του αερίου απομακρύνονται ανεπιθύμητες ουσίες όπως υδράργυρος, διοξείδιο του άνθρακα, ενώσεις του θείου και υδρατμός, η στερεοποίηση των οποίων είναι ανεπιθύμητη, καθότι για παράδειγμα ίχνη υδραργύρου καθιστούν το LNG διαβρωτικό (GIIGNL, 2009). Παράλληλα, επιτυγχάνεται και η βελτίωση της ποιότητας του καυσίμου με βάση περιβαλλοντικά πρότυπα.

Κατά την υγροποίηση το φυσικό αέριο ψύχεται στους  $-162^{\circ}\text{C}$  σε εξειδικευμένες παραγωγικές μονάδες (LNG liquefaction plants) συνήθως σε κοντινές αποστάσεις από την παραγωγή. Σκοπός της υγροποίησης είναι η μείωση του όγκου του κατά 600 φορές, λόγω της αλλαγής φάσης από αέριο σε υγρό, για να καταστεί ευκολότερη και πιο οικονομική η μεταφορά του σε μεγάλες ποσότητες και αποστάσεις έως τα τελικά κέντρα διανομής.

### 1.4 Χρήσεις

Οι χρήσεις του φυσικού αερίου ποικίλουν, καθώς αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τον πρωτογενή μέχρι και τον τριτογενή τομέα. Στη βιομηχανία, για παράδειγμα, χρησιμοποιείται για τη θερμική επεξεργασία πετρελαιοειδών και χημικών, στην παστερίωση προϊόντων, στην παραγωγή ατμού για αποστείρωση, θέρμανση και ξήρανση, ως ατμός σε χημικές διεργασίες, σε φλόγιστρα θέρμανσης, διαμόρφωσης προϊόντων και τήξης, για τη θέρμανση χώρων, σε κλίβανους έψησης, ξήρανσης. Τέλος, χρησιμοποιείται στη συμπαραγωγή (δηλαδή την ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας) και τριπαραγωγή ενέργειας (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θέρμανσης και ψύξης). Τα συστήματα αυτά θεωρούνται ενεργειακά αποδοτικά συστήματα τα οποία μπορούν να καλύψουν τις προαναφερθείσες ανάγκες της βιομηχανίας και βρίσκουν εφαρμογή σε πολλούς βιομηχανικούς κλάδους. Επίσης, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται στις μεταφορές

ως καύσιμο σε ιδιωτικής χρήσης επιβατηγά οχήματα, στη δημόσια συγκοινωνία, σε φορτηγά ακόμα και στη ναυτιλία. Εκτός αυτού το φυσικό αέριο βρίσκει εφαρμογή στην αγροτική παραγωγή, όπου χρησιμοποιείται στα θερμοκήπια για τη θέρμανση, αφύγρανση και ανθρακολίπανση. Επιπρόσθετα, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται στον τομέα των υπηρεσιών, συγκεκριμένα στον κλάδο της εστίασης και των τουριστικών επιχειρήσεων γενικότερα καλύπτοντας τις ανάγκες θέρμανσης/κλιματισμού, ψύξης ευπαθών υλικών, στις πισίνες ξενοδοχείων, στις κουζίνες, κλπ. Τέλος, το φυσικό αέριο αξιοποιείται και από τον οικιακό τομέα. Η οικιακή χρήση αφορά κυρίως στην κεντρική/ατομική θέρμανση του σπιτιού, στο ζεστό νερό, στο μαγείρεμα και στον κλιματισμό.

Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από τη χρήση φυσικού αερίου στους παραπάνω κλάδους είναι πολλά και αφορούν τόσο στο περιβάλλον όσο και σε θέματα κόστους. Αναλυτικά για κάθε κλάδο ισχύουν τα παρακάτω (ΔΕΠΑ; Rustišek & Karasz ,2017):

- **Αγροτική Παραγωγή:** Στα θερμοκήπια το φυσικό αέριο συμβάλλει στα ελεγχόμενα επίπεδα υγρασίας και θέρμανσης και συμβάλλει έτσι στην καλή υγεία των φυτών. Επίσης η καθαρότητα των απαερίων της καύσης φυσικού αερίου και η χαμηλή εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα το καθιστούν καταλληλότερη επιλογή για την ανθρακολίπανση της καλλιέργειας (παροχή διοξειδίου του άνθρακα), μέσω της οποίας αυξάνεται η απόδοσή της.
- **Βιομηχανία:** Στις βιομηχανίες που χρησιμοποιείται φυσικό αέριο ως καύσιμο επιτυγχάνεται σημαντική μείωση του ενεργειακού κόστους, αύξηση της ανταγωνιστικότητας, μείωση εκπομπών ρύπων στην ατμόσφαιρα και, σε ορισμένες περιπτώσεις, βελτίωση της παραγωγικής διαδικασίας και εν τέλει της ποιότητας των τελικών προϊόντων.
- **Μεταφορές:** Το φυσικό αέριο κίνησης (CNG) έχει πολλά πλεονεκτήματα έναντι άλλων συμβατικών καυσίμων, όπως η βενζίνη, το πετρέλαιο και το υγραέριο με σημαντικότερα τη χαμηλότερη τιμή, με εξαίρεση ορισμένες διακυμάνσεις κατά περιόδους, και την υψηλότερη απόδοση. Από άποψη συντήρησης, ο κινητήρας του αυτοκινήτου φθείρεται πολύ λιγότερο από την καύση του φυσικού αερίου και επομένως ο χρήστης επιτυγχάνει μεγαλύτερη οικονομία χρήσης, συνολικότερα. Τέλος λόγω ότι η νόθευσή του δεν είναι τόσο εύκολη όσο στα άλλα καύσιμα, το καθιστά πιο καθαρό καύσιμο. Όσον αφορά το LNG αποτελεί ιδανική λύση όπως προαναφέρθηκε για την ναυτιλία στο πλαίσιο μείωσης των ρύπων της ατμόσφαιρας και εξοικονόμησης καυσίμου.
- **Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας:** Τα ενεργειακά συστήματα συμπαράγωγής προσφέρουν οικονομία καυσίμου, ενεργειακή αυτονομία

και υψηλότερη ενεργειακή απόδοση σε σχέση με άλλες αντίστοιχες συμβατικές τεχνολογίες, καθώς όπως έχει ήδη αναφερθεί γίνεται παραγωγή θερμότητας, ατμού, ηλεκτρισμού καλύπτοντας όλες τις ανάγκες της παραγωγής (ηλεκτρισμός, ζεστό νερό, θερμός αέρα, κλιματισμός, κ.ά.). Επίσης είναι τεχνολογία περισσότερη φιλική προς το περιβάλλον.

- Οικιακός τομέας: Τα πλεονεκτήματα στον οικιακό τομέα, ειδικά στη θέρμανση, έγκεινται στην ανεξαρτησία που παρέχει στους καταναλωτές. Επίσης εξοικονομείται χώρος αφού δεν απαιτείται δεξαμενή αποθήκευσης (όπως στο πετρέλαιο θέρμανσης), καθώς και λιγότερο συχνή συντήρηση των εγκαταστάσεων, πράγμα που συνεπάγεται μακροπρόθεσμα χαμηλότερο κόστος λειτουργίας. Ακόμη, η καύση του φυσικού αερίου δεν προκαλεί τόσο μεγάλο περιβαλλοντικό αποτύπωμα, καθώς οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι μικρότερες σε σχέση με άλλα συμβατικά καύσιμα.

## 1.5 Αντικείμενο και δομή της διπλωματικής εργασίας

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας αποτελεί η μελέτη της διεθνούς αγοράς του φυσικού αερίου, λόγω της σημασίας που έχει αποκτήσει τις τελευταίες δεκαετίες στον παγκόσμιο αλλά και ελληνικό ενεργειακό χάρτη. Η δομή της εργασίας έχει ως ακολούθως:

Στο κεφάλαιο 2 εξετάζεται, αρχικά, η παγκόσμια παραγωγή ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δίνοντας ιδιαίτερη έμφαση στη διεθνή παραγωγή φυσικού αερίου με αναλυτικά στοιχεία ανά χώρα και ευρύτερη περιοχή. Επίσης καταγράφονται τα επίσημα αποδεδειγμένα παγκόσμια αποθέματα φυσικού αερίου και η κατανομή τους. Τέλος, αναλύονται οι δυνητικές προοπτικές εφοδιασμού κάθε περιοχής σύμφωνα με έρευνες μέχρι το 2023.

Στο κεφάλαιο 3 αναλύεται η ζήτηση για φυσικό αέριο και οι προοπτικές της, σε παγκόσμιο επίπεδο, ανά χώρα και ανά τομέα χρήσης του φυσικού αερίου. Στο ίδιο κεφάλαιο εξετάζονται οι βασικοί παράγοντες που οδηγούν στην εξέλιξη των ζητούμενων ποσοτήτων, τεχνολογικοί και οικονομικοί.

Στο κεφάλαιο 4 περιγράφεται η δομή του διεθνούς εμπορίου του φυσικού αερίου, δηλαδή οι τρόποι με τους οποίους μεταφέρεται και διανέμεται στην αγορά, οι αντίστοιχες υποδομές και η αποθήκευσή του. Επιπλέον γίνεται ανάλυση των διακινούμενων όγκων σε παγκόσμιο επίπεδο, καταγράφοντας τις εισαγωγές και εξαγωγές, καθώς και τις προοπτικές εξέλιξης των διεθνών συναλλαγών των χωρών.

Στο κεφάλαιο 5 εξετάζονται οι μηχανισμοί διαμόρφωσης των τιμών του φυσικού αερίου. Πιο συγκεκριμένα, αναλύονται τα μοντέλα τιμολόγησης του φυσικού

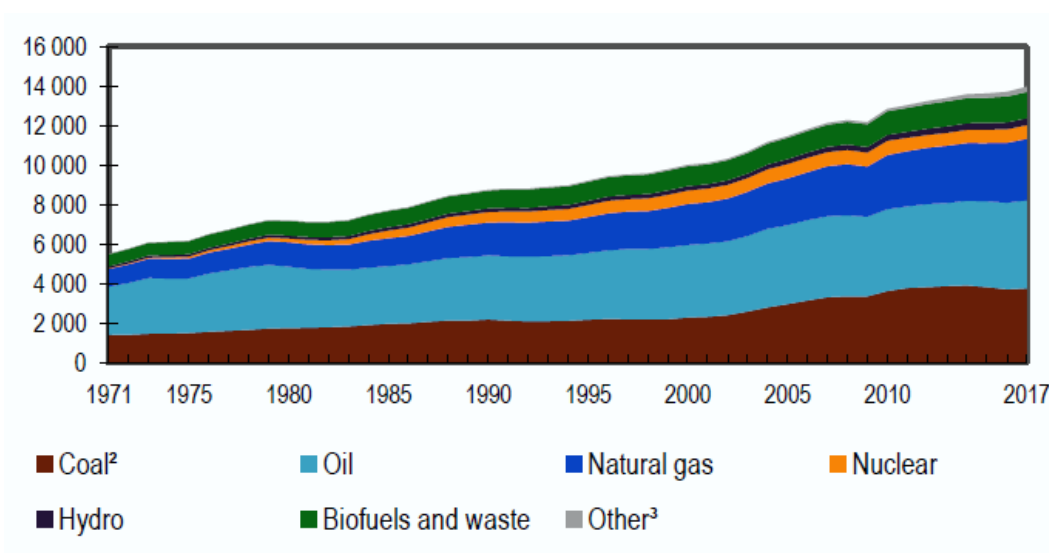


αερίου και η σημασία των εμπορικών κόμβων, γνωστών ως gas hubs, στην τελική αγορά και μελετώνται άλλοι παράγοντες που επιδρούν στην τιμή του φυσικού αερίου. Επίσης, πραγματοποιείται ανάλυση χρονοσειράς της τιμής του Henry Hub σε μηνιαία βάση, με σκοπό την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων αναφορικά με την τάση, την εποχικότητα, την κυκλικότητα και, τέλος, την τυχαιότητα των διακυμάνσεων της τιμής αυτής. Στη βάση της αποδομούμενης χρονοσειράς πραγματοποιείται, επίσης, μια πρόβλεψη των τιμών του Henry Hub για το επόμενο έτος.

## Κεφάλαιο 2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

### 2.1 Παγκόσμιο ενεργειακό ισοζύγιο

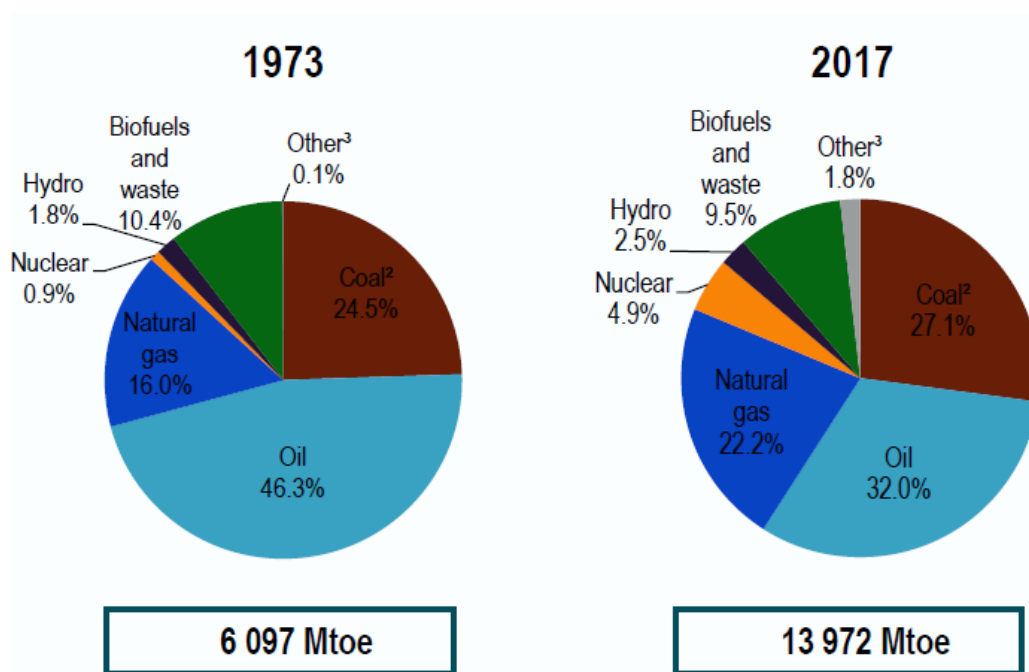
Στο πλαίσιο ανάλυσης της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας, διερευνάται σε πρώτο στάδιο το συνολικό ενεργειακό ισοζύγιο και πώς έχει μετασχηματιστεί σε διάστημα των τελευταίων 50 ετών περίπου, από το 1971 έως το 2017. Στο διάγραμμα 2.1 που ακολουθεί καταγράφονται τα παραγόμενα ποσά πρωτογενούς ενέργειας (σε Mtoe), σε παγκόσμιο επίπεδο, από διάφορες πηγές, όπως ο άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο, πυρηνική ενέργεια, υδροηλεκτρική ενέργεια, βιοκαύσιμα-απόβλητα και άλλες μορφές. Στις άλλες μορφές ενέργειας περιλαμβάνονται η γεωθερμία, αιολική, ηλιακή ενέργεια, παραγωγή ενέργειας εκμεταλλευόμενοι τα ρεύματα των ωκεανών (κυματισμοί) κλπ.



**Διάγραμμα 2-1** Παγκόσμια προμήθεια πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή προέλευσης 1971-2017 σε Mtoe (Πηγή: IEA, 2019)

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 2.1, η συνολική παραγωγή ενέργειας αυξήθηκε από 5.000 Mtoe το 1971 στα 13.972 Mtoe το 2017. Τη σημαντικότερη συμβολή στην ανάπτυξη αυτή φαίνεται να κατέχουν τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) που συγκριτικά με τις υπόλοιπες πηγές ενέργειας, συμμετέχουν ήδη από το 1971 σε μεγαλύτερο βαθμό. Όσον αφορά στην πυρηνική ενέργεια είναι εμφανές ότι ο ρόλος της το διάστημα 1971 έως και το 1985 είναι σχετικά περιορισμένος, ενώ τα επόμενα έτη μέχρι και το 2017 η εικόνα αυτή αντιστρέφεται με την παραγωγή να ανέρχεται στα 600 Mtoe. Τα βιοκαύσιμα κατείχαν ένα αξιόλογο ρόλο ήδη από το 1971 με την παραγωγή ενέργειας να κυμαίνεται στα 600 Mtoe και σταδιακά να αυξάνεται στα 1000 Mtoe το 2017. Η υδροηλεκτρική ενέργεια και οι υπόλοιπες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο εξεταζόμενο

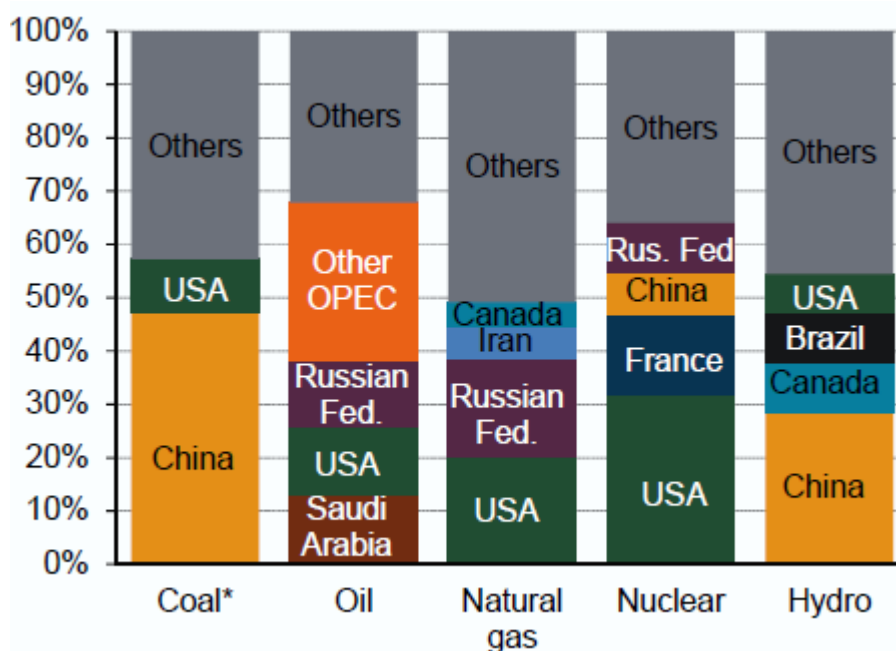
διάστημα δεν φαίνεται να έχουν ιδιαίτερη συμβολή στο ενεργειακό ισοζύγιο. Ωστόσο αναλυτικότερη εικόνα εξάγεται από το ακόλουθο διάγραμμα πίτας 2.2 όπου φαίνεται το ποσοστό συμβολής κάθε μορφής στην συνολική παραγωγή ενέργειας το 1973 και 2017 αντίστοιχα.



**Διάγραμμα 2-2** Ποσοστιαία συμβολή πηγών ενέργειας στη συνολική παραγωγή 1973 και 2017 (Πηγή: ΙΕΑ, 2019)

Συγκρίνοντας τα δεδομένα του 1973 και 2017 παρατηρείται ότι τη μεγαλύτερη συμβολή κατέχουν τα ορυκτά καύσιμα με την διαφορά ότι το ποσοστό πετρελαίου μειώθηκε από 46,3% σε 32%, ενώ το ποσοστό του φυσικού αερίου φαίνεται να αυξήθηκε από 16% σε 22,2% και του άνθρακα από 24,5% σε 27,1%. Η μεγαλύτερη αλλαγή εντοπίζεται στα ποσοστά πυρηνικής, υδροηλεκτρικής ενέργειας και των υπόλοιπων μορφών, τα οποία αυξήθηκαν από 0,9% σε 4,9% και από 1,8% σε 2,5% και από 0,1% σε 1,8%, αντιστοίχως. Τέλος μικρή μείωση καταγράφηκε στο ποσοστό που καταλαμβάνουν τα βιοκαύσιμα-απόβλητα από 10,4% σε 9,5%.

Ωστόσο αξίζει να διερευνηθεί ο τρόπος με τον οποίο κατανέμονται τα ποσοστά των παραπάνω μορφών ενέργειας (για το 2017) στις διάφορες χώρες-παραγωγούς. Στο διάγραμμα 2.3 παρουσιάζονται τα ποσοστά καυσίμων που παράγουν οι διάφορες χώρες σε άνθρακα, πετρέλαιο, φυσικό αέριο, πυρηνική και υδροηλεκτρική ενέργεια.



**Διάγραμμα 2-3** Ποσοστά παραγωγής καυσίμων ανά χώρα για το 2017, (Πηγή: IEA 2019)

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 2.3 πάνω από το 50% της παγκόσμιας παραγωγής ενέργειας συγκεντρώνεται σε πέντε χώρες και σε ορισμένες περιπτώσεις μόλις σε δύο. Πιο συγκεκριμένα, η Κίνα παρήγαγε σχεδόν το 50% του άνθρακα παγκοσμίως και η παραγωγή της σε υδροηλεκτρική ενέργεια ανέρχεται στο 29%. Επίσης, οι ΗΠΑ και η Γαλλία την ίδια χρονιά παρήγαγαν το 50% της πυρηνικής ενέργειας, ενώ μικρότερο ποσοστό πυρηνικής ενέργειας, της τάξης 10-15%, παρήχθη στην Κίνα και τη Ρωσία. Στην παραγωγή αργού πετρελαίου χώρες όπως η Σαουδική Αραβία, η Ρωσία και οι ΗΠΑ κατέχουν συνολικά περίπου το 40% της παγκόσμιας παραγωγής ενώ το 30% ανήκει σε άλλες χώρες του OPEC. Επίσης, το 40% της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου συγκεντρώνεται στη Ρωσία και τις ΗΠΑ, ενώ 10% φαίνεται να μοιράζονται ο Καναδάς και το Ιράν.

Σε συνέχεια της παραπάνω ανάλυσης τα επίπεδα παραγωγής ενέργειας για το 2018, σημειώνουν σημαντική αύξηση με επίκεντρο κυρίως το φυσικό αέριο και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (BP,2019). Πιο αναλυτικά, η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 190 Bcm ή 5,2% συγκριτικά με το 2017, με το 50% να οφείλεται στην παραγωγή των ΗΠΑ (86 Bcm). Στη συνέχεια, ακολουθούν οι επόμενοι μεγάλοι παραγωγοί, όπως η Ρωσία με παραγωγή φυσικού αερίου 34 Bcm, το Ιράν με παραγωγή 19 Bcm και η Αυστραλία με 17 Bcm.

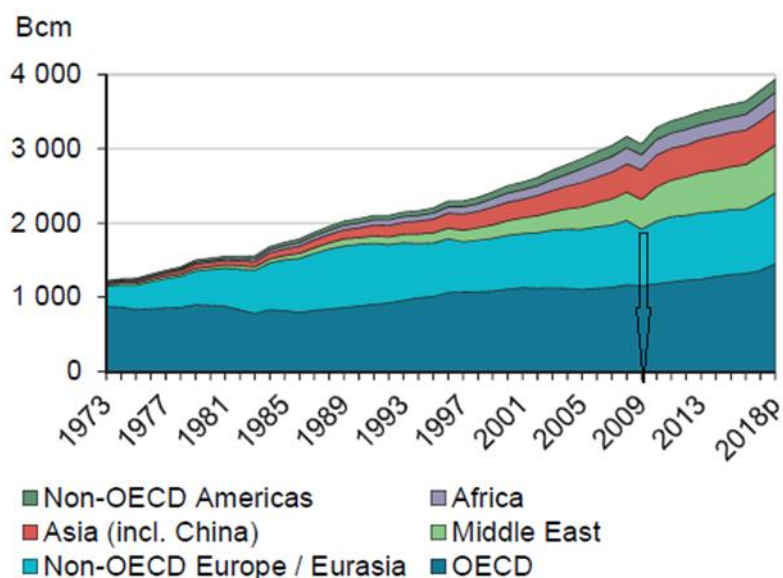
Αξιοσημείωτη ανάπτυξη, το 2018, σημείωσαν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταγράφοντας αύξηση παραγωγής κατά 14,5% (από άποψη ενέργειας 71 Mtoe). Απ' όλες τις μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας την μεγαλύτερη συνεισφορά κατείχαν η ηλιακή και η αιολική ενέργεια με αύξηση παραγωγής ενέργειας κατά 30

Mtoe και 32 Mtoe, αντίστοιχα. Εξίσου σημαντική εξέλιξη κατέγραψαν η υδροηλεκτρική και πυρηνική ενέργεια με αύξηση 3,1% και 2,4%, αντιστοίχως. Στο ίδιο πλαίσιο ανάπτυξης κινήθηκαν και οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας με την παγκόσμια παραγωγή πετρελαίου να καταγράφει αύξηση κατά 2,2 εκατ. βαρέλια/ημέρα. Η αύξηση αυτή οφείλεται κυρίως στις ΗΠΑ και ακολουθούν ο Καναδάς με αύξηση παραγωγής κατά 410.000 βαρέλια /ημέρα και η Σαουδική Αραβία με αύξηση κατά 390.000 βαρέλια/ημέρα. Τέλος, η παγκόσμια παραγωγή άνθρακα αυξήθηκε κατά 162 Mtoe ή αλλιώς κατά 4,3% συγκριτικά με το 2017, με την Κίνα και την Ινδονησία να καταγράφουν τα μεγαλύτερα ποσά (82 Mtoe και 51 Mtoe, αντίστοιχα).

Παρατηρώντας σε γενικότερο πλαίσιο την εξέλιξη διαμόρφωσης του παγκόσμιου ενεργειακού ισοζυγίου διακρίνεται ότι με τα χρόνια υπάρχει η τάση αντικατάστασης των ορυκτών καυσίμων από πιο «καθαρές» μορφές ενέργειας. Ωστόσο, λόγω της συνεχούς αύξησης της ζήτησης ενέργειας, κυρίως στις αναπτυσσόμενες χώρες, δημιουργούνται δυσκολίες στην απεξάρτηση του ενεργειακού μίγματος από τα ορυκτά καύσιμα. Πρόκειται επομένως για μια μετάβαση που αναμένεται να ολοκληρωθεί σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, καθώς σύμφωνα με έρευνα του IEEJ (2017) η παγκόσμια εξάρτηση από ορυκτά καύσιμα προβλέπεται να διαρκέσει μέχρι και το 2050. Βασικά συμπεράσματα της έρευνας αυτής είναι ότι παρά την μεγάλη συμβολή και ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το μεγαλύτερο ποσοστό της ενεργειακής ζήτησης πρόκειται να καλύπτεται από τα ορυκτά καύσιμα. Συγκεκριμένα το πετρέλαιο πρόκειται να καλύπτει το 30% της ζήτησης παγκοσμίως, το φυσικό αέριο προβλέπεται να είναι το κυρίαρχο ορυκτό καύσιμο σε 21 περιοχές με ποσοστό 36%, ενώ παρά τις προσπάθειες η εξάρτηση από τον άνθρακα αναμένεται να παραμείνει στα επίπεδα του 2017.

## 2.2 Παγκόσμια Παραγωγή Φυσικού Αερίου

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται πιο αναλυτικά η παραγωγή του φυσικού αερίου σε παγκόσμια κλίμακα και οι διάφορες διακυμάνσεις που εντοπίζονται σε διάστημα 45 ετών, από το 1973 έως το 2018. Στο διάγραμμα 2.4 δίνεται αναλυτική εικόνα για την παραγωγή του φυσικού αερίου (σε Bcm) στο εξεταζόμενο διάστημα για διάφορες περιοχές.



**Διάγραμμα 2-4** Παγκόσμια Παραγωγή Φυσικού Αερίου ανά περιοχή (σε Bcm), (Πηγή: IEA 2019)

Σημείωση: τα στοιχεία παραγωγής για το έτος 2018 είναι προσωρινά σύμφωνα με το IEA

Σύμφωνα με το διάγραμμα 2.4 παρατηρείται σημαντική αύξηση της συνολικής παραγωγής φυσικού αερίου, η οποία ανήλθε από τα 1.200 Bcm περίπου στα 4.000 Bcm. Επίσης, όπως φαίνεται, από το 1973 έως το 1989 η παραγωγή συγκεντρώνεται κυρίως σε δυο περιοχές, δηλαδή στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. και σε χώρες της Ευρώπης-Ευρασίας που δεν ανήκουν στον οργανισμό αυτό. Από τη δεκαετία του 1990 όμως και μετά παρατηρείται ανοδική πορεία της παραγωγής φυσικού αερίου, η οποία οφείλεται στην ανάπτυξη των χωρών Ασίας, Μέσης Ανατολής, Αφρικής καθώς επίσης και χώρες της Αμερικής που δεν ανήκουν στην Ο.Ο.Σ.Α. Εξάιρεση αποτελεί η περίοδος της οικονομικής κρίσης, το 2009, που όπως διακρίνεται και στο διάγραμμα 2.4 (με βέλος), σημειώθηκε μια μικρή πτώση από 3.160 Bcm σε 3.059 Bcm. Από την δεκαετία όμως αυτή και μέχρι το 2017 τα ποσοστά παραγωγής σχεδόν διπλασιάστηκαν από 16,8% σε 39,8%. Επίσης συγκρίνοντας τα δεδομένα στο διάστημα 2016-2017 για τις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. η πορεία είναι ανοδική, της τάξης 2,3%. Η ανάπτυξη αυτή οφείλεται εν μέρει στη συνεχή αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου στην Αυστραλία (+18,4 Bcm, +21,1%) και στον Καναδά με (+10,2 Bcm, +5,9%) που καλύπτουν τη μείωση παραγωγής στην Ολλανδία (-6,8 Bcm) και στο Μεξικό (-5,1%) (IEA, 2018). Όσον αφορά στις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α., ηγετικό ρόλο στην ανάπτυξη κατείχαν χώρες-μέλη του GECF, παρουσιάζοντας αύξηση παραγωγής κατά 5,6% το 2017. Το μισό ποσοστό της ανάπτυξης αυτής οφείλεται κυρίως στη Ρωσία (+ 49,8 Bcm), στο Ιράν (+14,0 Bcm) και στην Αίγυπτο με (+8,5 Bcm). Για τις χώρες που δεν ανήκουν ούτε στον Ο.Ο.Σ.Α. αλλά ούτε στο GECF η παραγωγή φυσικού αερίου σημείωσε αύξηση +2,7% ξεπερνώντας το 1 Tcm, το 2017, με τη Βραζιλία, την Κίνα, τη Μαλαισία και τη

Σαουδική Αραβία να συγκεντρώνουν τα μεγαλύτερα ποσοστά της παγκόσμιας παραγωγής στο 26,7% (IEA, 2018).

Οι λόγοι που οδήγησαν στη μεταβολή της παραγωγής φυσικού αερίου στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. σχετίζονται με γεωλογικές-τεκτονικές συνθήκες και με παράγοντες της οικονομίας κάθε χώρας. Στην πρώτη περίπτωση χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Ολλανδία, η παραγωγή φυσικού αερίου της οποίας έχει μειωθεί σημαντικά (-6,8 Bcm), το 2017, έπειτα από κυβερνητική εντολή να ελαττωθούν οι δραστηριότητες στο κοιτάσμα φυσικού αερίου στο Groningen λόγω έντονης σεισμικής δραστηριότητας. Η αξιοποίηση του κοιτάσματος αυτού αναμένεται να ολοκληρωθεί μέχρι το 2030. Στη δεύτερη περίπτωση αναφορά γίνεται στην Αυστραλία, η οποία σημείωσε μεγάλη ανάπτυξη ιδιαίτερα στον τομέα υγροποίησης φυσικού αερίου καθιστώντας την 8<sup>η</sup> στη σειρά ανάμεσα στους μεγαλύτερους εξαγωγείς υγροποιημένου φυσικού αερίου. Προκειμένου λοιπόν να μπορεί να υποστηριχθεί ο τομέας των εξαγωγών αυξήθηκε η παραγωγή κατά 18,4 Bcm κατά τη διάρκεια των δυο ετών (2016 και 2017). Εκτός αυτού αξιοσημείωτη είναι η αύξηση παραγωγής φυσικού αερίου και στον Καναδά με +10,2 Bcm, το 2017, ενώ ταυτόχρονα οι ΗΠΑ είχαν ανοδική πορεία στο τομέα της παραγωγής με αύξηση +5,2 Bcm. Στη Νορβηγία και το Ηνωμένο Βασίλειο παρατηρήθηκε αντίστοιχα αύξηση της παραγωγής, κατά 6,3 και 0,4%, αντίστοιχα.

Αναφορικά με τις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α., η Ρωσία, το Ιράν, η Κίνα και το Κατάρ αποτελούν τις χώρες που σημείωσαν τη μεγαλύτερη αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, η Ρωσία κατέγραψε παραγωγή φυσικού αερίου 694 Bcm, το 2017, σημειώνοντας αύξηση κατά 49.8 Bcm σε σχέση με το 2016, καταλαμβάνοντας το 37,7% της παγκόσμιας παραγωγής. Η παραγωγή στο Ιράν αυξάνεται από το 2006 με ετήσιο ρυθμό 8,1%, ενώ η Κίνα με την αύξηση της παραγωγής της κατά 4,9 Bcm κατάφερε να ανέλθει στην 6<sup>η</sup> θέση ανάμεσα στους μεγαλύτερους παραγωγούς παγκοσμίως. Τέλος το Κατάρ σημείωσε τη μικρότερη σχετικά αύξηση παραγωγής, διατηρώντας ωστόσο την 5<sup>η</sup> θέση της στην παγκόσμια κατάταξη (IEA, 2018).

Το 2018, η παραγωγή φυσικού αερίου κατέγραψε νέα αύξηση και ανήλθε, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 2.4, στα 4.000 Bcm (IEA, 2019). Η ανάπτυξη αυτή η οποία υπολογίζεται στα +152 Bcm, σε σχέση με το 2017, και οφείλεται κυρίως στην αύξηση παραγωγής σε χώρες της Αμερικής (μέλη του Ο.Ο.Σ.Α.), οι οποίες καταγράφουν αύξηση κατά 92,5 Bcm. Εκτός αυτού μεγάλη είναι επίσης η συμβολή των χωρών της Ευρώπης και της Ευρασίας που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. με αύξηση της παραγωγής κατά 24,8 Bcm. Όσον αφορά στις χώρες-μέλη του Ο.Ο.Σ.Α., οι δυο βασικοί παραγωγοί στην ανάπτυξη ήταν οι ΗΠΑ (+88,6 Bcm, +11,5%) και η Αυστραλία (+14,8 Bcm, +14,4%). Ωστόσο γεγονός αποτελεί η μείωση που βίωσε η Ευρώπη στην παραγωγή φυσικού αερίου (-14,5 Bcm), το 2018, λόγω των εξελίξεων

στο Groningen της Ολλανδίας. Η πορεία που καταγράφεται στις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. φαίνεται να έρχεται σε αντίθεση με την πτωτική τάση στην Ευρώπη, αφού η παραγωγή αυξήθηκε κατά 57,3 Bcm, το 2018. Αυτό προκύπτει από αύξηση της παραγωγής στη Ρωσία (+20 Bcm, +2,9%) και την Κίνα (+12,2 Bcm, +8,3%). Στο σύνολο η ανάπτυξη προήλθε ουσιαστικά από τη Ρωσία (+2,9%), το Ιράν (+4,4%), την Αίγυπτο (+12%) και το Κατάρ (+1,6%), καλύπτοντας το 37,5% της παγκόσμιας προμήθειας φυσικού αερίου (IEA, 2019).

Στον πίνακα 2.1 που ακολουθεί απεικονίζονται οι παραγόμενοι όγκοι φυσικού αερίου σε δισ. κυβικά μέτρα (Bcm) ανά χώρα σε παγκόσμιο επίπεδο και σε ετήσια βάση από το 1998 έως το 2018. Τα παρακάτω στατιστικά στοιχεία προέρχονται από στατιστική έρευνα της Enerdata- Global Energy Statistical Yearbook 2019.



**Πίνακας 2-1** Παραγόμενοι όγκοι φυσικού αερίου (σε Bcm) 1998-2018

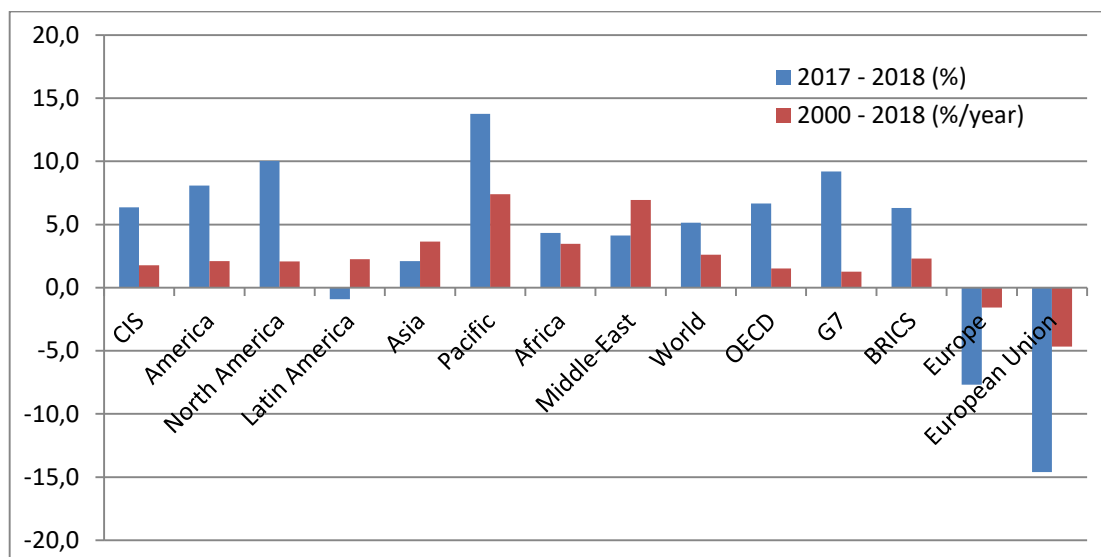
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
<b>World</b>	2344	2418	2504	2549	2612	2709	2788	2867	2958	3035	3160	3059	3280	3369	3423	3492	3541	3590	3628	3781	3975	5,2	2,6
<b>OECD</b>	1073	1084	1110	1130	1122	1124	1121	1103	1121	1132	1172	1157	1185	1206	1230	1238	1277	1305	1319	1363	1454	6,7	1,5
<b>G7</b>	850	861	885	896	874	874	849	828	833	840	853	840	850	882	902	902	956	991	989	1014	1108	9,2	1,3
<b>BRICS</b>	637	642	637	638	658	686	705	721	742	749	778	727	821	843	829	852	833	829	837	901	957	6,3	2,3
<b>Europe</b>	305	311	320	323	331	332	341	329	322	309	328	310	317	292	294	287	269	261	259	260	240	-7,7	-1,6
<b>European Union</b>	256	259	265	264	260	254	259	241	231	217	222	200	206	185	174	173	155	139	138	131	112	-14,6	-4,7
Belgium	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-100,0
Czech Republic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,4	0,0
France	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	38,2	-21,9
Germany	22	23	22	22	22	22	20	20	20	20	18	18	15	15	13	12	9	9	9	8	7	-12,6	-6,3
Italy	19	17	17	15	15	14	13	12	11	10	9	8	8	8	9	8	7	7	6	6	5	-1,6	-6,0
Netherlands	81	76	74	78	76	73	86	78	77	74	85	79	90	83	82	87	72	55	53	46	31	-32,3	-4,6
Poland	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	-1,6	0,4
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Romania	14	14	14	14	13	13	13	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	10	11	10	-3,6	-1,6
Spain	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167,7	-3,1
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
United Kingdom	96	105	115	111	109	109	102	93	84	76	73	61	58	46	40	37	39	41	42	42	40	-3,1	-5,7
Norway	48	51	53	58	69	77	81	87	89	92	105	109	110	106	119	113	113	121	121	128	127	-1,0	4,9
Turkey	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	43,5	-1,3

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
<b>CIS</b>	<b>680</b>	<b>694</b>	<b>709</b>	<b>712</b>	<b>731</b>	<b>763</b>	<b>780</b>	<b>797</b>	<b>813</b>	<b>824</b>	<b>852</b>	<b>747</b>	<b>828</b>	<b>867</b>	<b>859</b>	<b>885</b>	<b>861</b>	<b>860</b>	<b>857</b>	<b>913</b>	<b>972</b>	<b>6,4</b>	<b>1,8</b>
Kazakhstan	8	10	9	8	11	13	17	19	20	22	25	27	28	29	31	33	34	38	38	43	45	5,0	9,3
Russia	581	581	573	570	584	608	620	628	640	635	651	583	657	673	658	675	647	638	644	694	741	6,7	1,4
Ukraine	18	18	18	18	19	19	20	20	21	21	21	21	20	20	20	21	20	20	20	20	20	0,5	0,7
Uzbekistan	55	56	56	57	58	58	59	60	63	65	68	61	60	63	63	60	62	62	56	57	60	6,1	0,4
<b>America</b>	<b>829</b>	<b>835</b>	<b>864</b>	<b>880</b>	<b>872</b>	<b>887</b>	<b>884</b>	<b>877</b>	<b>905</b>	<b>927</b>	<b>948</b>	<b>947</b>	<b>975</b>	<b>1022</b>	<b>1054</b>	<b>1063</b>	<b>1121</b>	<b>1150</b>	<b>1143</b>	<b>1163</b>	<b>1257</b>	<b>8,1</b>	<b>2,1</b>
<b>North America</b>	<b>709</b>	<b>711</b>	<b>726</b>	<b>742</b>	<b>724</b>	<b>725</b>	<b>710</b>	<b>699</b>	<b>713</b>	<b>729</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>764</b>	<b>808</b>	<b>837</b>	<b>842</b>	<b>898</b>	<b>931</b>	<b>929</b>	<b>956</b>	<b>1052</b>	<b>10,0</b>	<b>2,1</b>
Canada	173	176	182	186	187	184	184	187	188	183	177	164	160	160	156	156	164	165	174	181	188	3,9	0,2
USA	536	535	544	556	536	541	527	511	524	546	571	584	604	649	681	686	733	767	755	775	864	11,5	2,6
<b>Latin America</b>	<b>120</b>	<b>124</b>	<b>138</b>	<b>137</b>	<b>148</b>	<b>162</b>	<b>174</b>	<b>178</b>	<b>192</b>	<b>198</b>	<b>200</b>	<b>199</b>	<b>211</b>	<b>214</b>	<b>218</b>	<b>221</b>	<b>223</b>	<b>218</b>	<b>214</b>	<b>207</b>	<b>205</b>	<b>-0,9</b>	<b>2,2</b>
Argentina	32	37	41	41	40	45	48	48	48	46	47	44	42	42	41	39	39	40	43	43	45	5,3	0,6
Brazil	6	7	7	7	9	10	11	11	11	11	14	12	15	17	19	21	23	23	24	26	23	-9,0	6,8
Chile	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	24,5	-1,2
Colombia	8	7	7	8	8	7	8	8	8	8	9	12	13	12	13	15	15	14	13	12	13	3,8	3,1
Mexico	35	36	37	36	37	39	41	43	48	50	50	51	51	49	47	46	45	42	37	31	30	-4,4	-1,2
Venezuela	25	22	23	21	26	24	23	20	21	21	19	19	22	22	23	22	23	23	24	24	21	-12,9	-0,5
<b>Asia</b>	<b>224</b>	<b>241</b>	<b>251</b>	<b>253</b>	<b>272</b>	<b>292</b>	<b>312</b>	<b>334</b>	<b>345</b>	<b>360</b>	<b>379</b>	<b>396</b>	<b>426</b>	<b>425</b>	<b>425</b>	<b>440</b>	<b>451</b>	<b>451</b>	<b>454</b>	<b>468</b>	<b>478</b>	<b>2,1</b>	<b>3,6</b>
China	23	25	27	30	33	35	41	49	59	69	80	85	96	105	111	121	130	135	137	148	160	8,3	10,4
India	26	28	28	28	30	31	31	31	31	31	32	47	51	46	40	35	33	31	31	32	32	1,0	0,8
Indonesia	70	75	70	68	74	78	75	75	74	72	74	77	86	81	77	76	75	75	74	74	75	1,1	0,4
Japan	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	-10,0	0,2
Malaysia	42	43	50	49	51	53	60	66	65	64	68	62	60	62	61	69	70	69	68	72	67	-6,5	1,6
South Korea	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,3	-

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
Taiwan	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-25,6	-7,7
Thailand	17	19	20	19	21	22	22	24	24	26	29	27	32	28	33	36	37	33	32	30	30	-2,6	2,2
<b>Pacific</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>47</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>61</b>	<b>59</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>82</b>	<b>102</b>	<b>125</b>	<b>142</b>	<b>13,8</b>	<b>7,4</b>
Australia	31	32	33	34	35	34	34	36	43	45	47	49	53	56	54	62	63	67	87	109	125	15,1	7,7
New Zealand	5	6	6	6	6	5	4	4	4	4	4	4	5	4	5	5	5	5	5	5	4	-15,3	-2,2
<b>Africa</b>	<b>103</b>	<b>116</b>	<b>124</b>	<b>128</b>	<b>134</b>	<b>148</b>	<b>156</b>	<b>187</b>	<b>197</b>	<b>211</b>	<b>217</b>	<b>202</b>	<b>210</b>	<b>203</b>	<b>212</b>	<b>199</b>	<b>200</b>	<b>198</b>	<b>203</b>	<b>220</b>	<b>230</b>	<b>4,3</b>	<b>3,5</b>
Algeria	72	81	82	77	80	84	83	89	87	87	87	83	85	82	85	81	83	84	95	96	96	-0,2	0,9
Egypt	14	17	18	23	26	29	32	52	56	60	62	62	57	56	54	48	43	38	36	45	54	19,7	6,4
Nigeria	6	7	12	15	14	22	24	24	28	35	35	24	33	38	41	37	42	44	40	44	44	1,9	7,3
South Africa	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	-15,5	-3,2
<b>Middle-East</b>	<b>167</b>	<b>183</b>	<b>196</b>	<b>213</b>	<b>232</b>	<b>249</b>	<b>276</b>	<b>302</b>	<b>328</b>	<b>355</b>	<b>385</b>	<b>404</b>	<b>467</b>	<b>498</b>	<b>521</b>	<b>551</b>	<b>566</b>	<b>587</b>	<b>609</b>	<b>631</b>	<b>657</b>	<b>4,1</b>	<b>6,9</b>
Iran	49	57	59	62	70	80	90	99	109	123	128	137	144	150	156	157	175	184	200	214	232	8,5	7,9
Kuwait	9	9	10	10	9	10	11	12	12	12	13	11	12	14	16	16	15	17	17	18	19	5,9	3,7
Saudi Arabia	34	34	38	39	46	47	51	56	59	61	67	64	73	75	81	82	85	87	91	95	98	2,6	5,4
UAE	37	38	37	43	43	44	45	48	49	49	49	47	51	52	54	55	54	60	61	62	62	0,3	2,9

Πηγή: <https://www.enerdata.net>

Με βάση τα στατιστικά στοιχεία του παραπάνω πίνακα 2.1 προκύπτει το διάγραμμα 2.5, το οποίο απεικονίζει τη μεταβολή του ποσοστού της παραγωγής φυσικού αερίου από το 2017-2018 και από το 2000-2018, τόσο παγκοσμίως όσο και συνολικά στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, Bricks, G7, OECD, Μέση Ανατολή, Ασία, Αφρική, Ωκεανία, Αμερική, Λατινική Αμερική καθώς και Βόρεια Αμερική και τις χώρες CIS.



**Διάγραμμα 2-5** Μεταβολή Ποσοστού Παραγωγής Φυσικού Αερίου (Πηγή: Ίδια Επεξεργασία με στοιχεία από <https://www.enerdata.net> )

Από το παραπάνω διάγραμμα 2.5 προκύπτει ότι για το χρονικό διάστημα 2000-2018 τη μεγαλύτερη μεταβολή της παραγωγής σημειώνει η ευρύτερη περιοχή της Ωκεανίας με 7,4% και ακολούθως η Μέση Ανατολή με 6,9% , η Ασία με 3,6%, η Αφρική με 3,5%, ενώ με χαμηλότερα ποσοστά ακολουθούν η Αμερική (συνολικά), οι χώρες CIS ,BRICS ,G7 και Ο.Ο.Σ.Α. Επίσης αξίζει να σημειωθεί το γεγονός ότι στις περισσότερες περιοχές σημειώθηκε μεγάλη ανάπτυξη κατά το έτος 2017-2018, ενώ τα ποσοστά απέχουν αρκετά από εκείνα του διαστήματος 2000-2018. Η παρατήρηση αυτή δεν ισχύει για τις χώρες της Ασίας και της Μέσης Ανατολής, όπου τα ποσοστά παραγωγής κατά το έτος 2017-2018 είναι μικρότερα συγκριτικά με το διάστημα 2000-2018, και για την Ευρωπαϊκή Ένωση, όπου παρατηρείται αρνητική μεταβολή (μείωση της παραγωγής). Η μεγάλη διαφορά ανάμεσα στα δυο διαστήματα οφείλεται στο γεγονός ότι από το 2017 και έπειτα υπήρξε μια ανοδική πορεία στη ζήτηση του φυσικού αερίου, λόγω της έντονης επενδυτικής δραστηριότητας στους ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς με φυσικό αέριο αλλά και μιας γενικότερα αυξημένης ζήτησης στην αγορά. Πέρα από το πρόβλημα της Ολλανδίας, η Ευρώπη παρουσιάζει μειωμένη παραγωγή που σχετίζεται με την

εξάντληση ορισμένων κοιτασμάτων, όπως φαίνεται στον πίνακα 2.2, με τα αποθέματα στην Ιταλία, την Γερμανία και την Δανία να βρίσκονται κάτω από 0,05 Tcm.

### 2.3 Παγκόσμια Αποθέματα Φυσικού Αερίου

Στον πίνακα 2.2 που ακολουθεί παρατίθενται τα συνολικά αποθέματα φυσικού αερίου παγκοσμίως ξεκινώντας από τα τέλη της δεκαετίας του 1998 έως τα τέλη του 2018. Οι ποσότητες αναφέρονται σε τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (Tcm). Επίσης, αναφέρεται το ποσοστό επί των συνολικών αποθεμάτων (Share of total) και ο λόγος των αποθεμάτων προς τη συνολική παραγωγή (R/P ratio), ο οποίος δείχνει τα έτη που θα μπορούσε να συνεχιστεί η παραγωγή με τον ίδιο ρυθμό.

**Πίνακας 2-2** Παγκόσμια Αποδεδειγμένα Αποθέματα Φυσικού Αερίου (σε Tcm)

	At end 1998 (Tcm)	At end 2008 (Tcm)	At end 2017 (Tcm)	At end 2018		
				Tcm	Share of total	R/P ratio
Canada	1,7	1,7	2,0	1,9	0,9%	10,0
Mexico	0,8	0,4	0,2	0,2	0,1%	4,9
US	4,4	6,6	11,9	11,9	6,0%	14,3
Total North America	7,0	8,7	14,1	13,9	7,1%	13,2
Argentina	0,7	0,4	0,3	0,3	0,2%	8,8
Bolivia	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1%	18,3
Brazil	0,2	0,4	0,4	0,4	0,2%	15,1
Colombia	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1%	8,3
Peru	0,2	0,3	0,4	0,4	0,2%	27,4
Trinidad & Tobago	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2%	9,1
Venezuela	4,6	5,5	6,3	6,3	3,2%	190,7
Other S, & Cent, America	0,1	0,1	0,1	0,1	◆	18,5
Total S, & Cent, America	6,8	7,5	8,2	8,2	4,2%	46,3
Denmark	0,1	0,1	†	†	◆	6,6
Germany	0,2	0,1	†	†	◆	4,8
Italy	0,3	0,1	†	†	◆	8,9
Netherlands	1,7	1,2	0,6	0,6	0,3%	18,2
Norway	1,2	2,2	1,7	1,6	0,8%	13,3
Poland	0,1	0,1	0,1	0,1	◆	16
Romania	0,3	0,6	0,1	0,1	0,1%	10,7
Ukraine	0,8	0,8	1,0	1,1	0,6%	54,9
United Kingdom	0,8	0,3	0,2	0,2	0,1%	4,6
Other Europe	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1%	16,2
Total Europe	5,6	5,5	3,9	3,9	2,0%	15,5
Azerbaijan	0,7	1,1	1,3	2,1	1,1%	113,6
Kazakhstan	1,3	1,3	1,0	1,0	0,5%	40,7
Russian Federation	33,4	34,0	38,9	38,9	19,8%	58,2
Turkmenistan	2,5	8,2	19,5	19,5	9,9%	316,8
Uzbekistan	1,2	1,3	1,2	1,2	0,6%	21,4
Other CIS	†	†	†	†	◆	113,1
Total CIS	39,2	45,9	62,0	62,8	31,9%	75,6

	At end 1998 (Tcm)	At end 2008 (Tcm)	At end 2017 (Tcm)	At end 2018		
				Tcm	Share of total	R/P ratio
Bahrain	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1%	12,3
Iran	22,8	28,0	31,9	31,9	16,2%	133,3
Iraq	3,0	3,0	3,6	3,6	1,8%	273,8
Israel	†	†	0,5	0,4	0,2%	41,1
Kuwait	1,4	1,7	1,7	1,7	0,9%	97,0
Oman	0,5	0,9	0,7	0,7	0,3%	18,5
Qatar	11,3	26,3	24,7	24,7	12,5%	140,7
Saudi Arabia	5,8	7,1	5,7	5,9	3,0%	52,6
Syria	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1%	75,4
United Arab Emirates	5,8	5,9	5,9	5,9	3,0%	91,8
Yemen	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1%	480,7
Other Middle East	†	†	†	†	◆	48,4
Total Middle East	51,5	73,7	75,3	75,5	38,4%	109,9
Algeria	3,9	4,3	4,3	4,3	2,2%	47,0
Egypt	1,0	2,1	2,1	2,1	1,1%	36,5
Libya	1,2	1,5	1,4	1,4	0,7%	145,9
Nigeria	3,3	5,0	5,3	5,3	2,7%	108,6
Other Africa	0,8	1,1	1,2	1,2	0,6%	44,3
Total Africa	10,3	14,0	14,4	14,4	7,3%	61,0
Australia	1,6	2,7	2,4	2,4	1,2%	18,4
Bangladesh	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1%	5,9
Brunei	0,4	0,3	0,3	0,3	0,1%	21,4
China	1,4	2,7	6,1	6,1	3,1%	37,6
India	0,6	1,0	1,2	1,3	0,7%	46,9
Indonesia	2,2	3,2	2,9	2,8	1,4%	37,7
Malaysia	2,4	2,4	2,4	2,4	1,2%	33,0
Myanmar	0,3	0,3	1,2	1,2	0,6%	65,6
Pakistan	0,4	0,6	0,4	0,4	0,2%	10,7
Papua New Guinea	†	†	0,2	0,2	0,1%	17,8
Thailand	0,4	0,4	0,2	0,2	0,1%	5,0
Vietnam	0,2	0,6	0,6	0,6	0,3%	67,0
Other Asia Pacific	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1%	14,4
Total Asia Pacific	10,5	15,0	18,2	18,1	9,2%	28,7
Total World	130,8	170,2	196,1	196,9	100,0%	50,9
of which: OECD	13,0	15,7	19,7	19,4	9,9%	13,7
Non-OECD	117,7	154,5	176,4	177,4	90,1%	72,5
European Union	3,5	2,5	1,1	1,1	0,6%	10,3

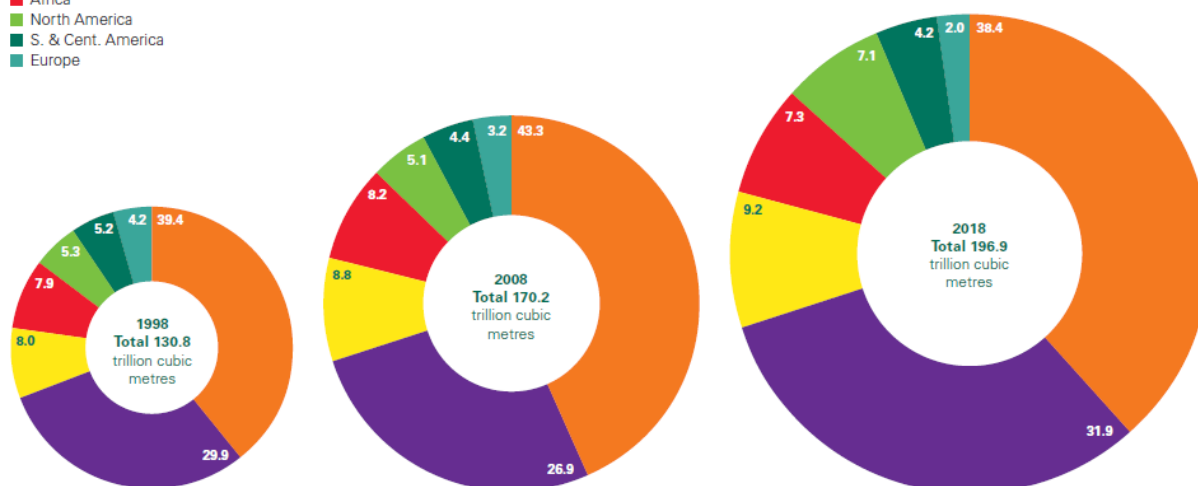
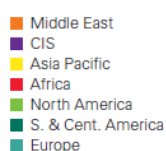
† : Αναφέρεται σε ποσότητα κάτω από 0,05 Tcm, ◆ : Ποσοστό χαμηλότερο του 0.05%

(Πηγή: BP ,2019)

Τα παγκόσμια αποδεδειγμένα αποθέματα αυξήθηκαν το 2018 κατά 0,8 Tcm, συνολικά 196,9 Tcm, κυρίως λόγω της αύξησης των αποθεμάτων στο Αζερμπαϊτζάν (+0,8 Tcm). Η Ρωσία (38,9 Tcm), το Ιράν (31,9 Tcm) και το Κατάρ (24,7 Tcm) συγκαταλέγονται στις χώρες με τα μεγαλύτερα κοιτάσματα φυσικού αερίου παγκοσμίως. Επίσης όπως φαίνεται στον παραπάνω πίνακα 2.2, ο παγκόσμιος λόγος R/P δείχνει ότι τα αποθέματα φυσικού αερίου, το 2018, μπορούν να συνεχίσουν να αποδίδουν για τα επόμενα 50,9 έτη (2,4 χρόνια χαμηλότερα από το 2017), ενώ οι περιοχές με τον μεγαλύτερο λόγο R/P είναι η Μέση Ανατολή (109,9 έτη) και CIS (75,6 έτη).

**Distribution of proved reserves in 1998, 2008 and 2018**

Percentage



**Διάγραμμα 2-6** Κατανομή αποθεμάτων ανά χώρες τα έτη 1998, 2008,2018, (Πηγή: BP, 2019)

Το παραπάνω διάγραμμα 2.6 αποτελεί μια απεικόνιση για το πώς κατανέμονται σε παγκόσμιο επίπεδο τα αποδεδειγμένα αποθέματα στις χώρες της Μέσης Ανατολής, της Ευρώπης, της Βόρειας, Κεντρικής και Νότιας Αμερικής, της Αφρικής, τις χώρες της Ασίας-Ωκεανίας και, τέλος, τις χώρες CIS. Πιο συγκεκριμένα:

- 1998: Τα συνολικά αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου ανέρχονται στα 130,8 Tcm. Παρατηρώντας την κατανομή τους εκείνη την περίοδο φαίνεται ότι τα μεγαλύτερα ποσοστά ανήκουν στις χώρες της Μέσης Ανατολής (39,4%) και των χωρών CIS (29,9%), αντίστοιχα. Ακολουθούν οι χώρες της Ασίας και της Ωκεανίας (8,0%), και της Αφρικής (7,9%). Τέλος, τα χαμηλότερα ποσοστά καταγράφονται στις χώρες της Αμερικής (με 5,3% για

τη Βόρεια Αμερική και 5,2% για τη Νότια & Κεντρική Αμερική) και της Ευρώπης (4,2%).

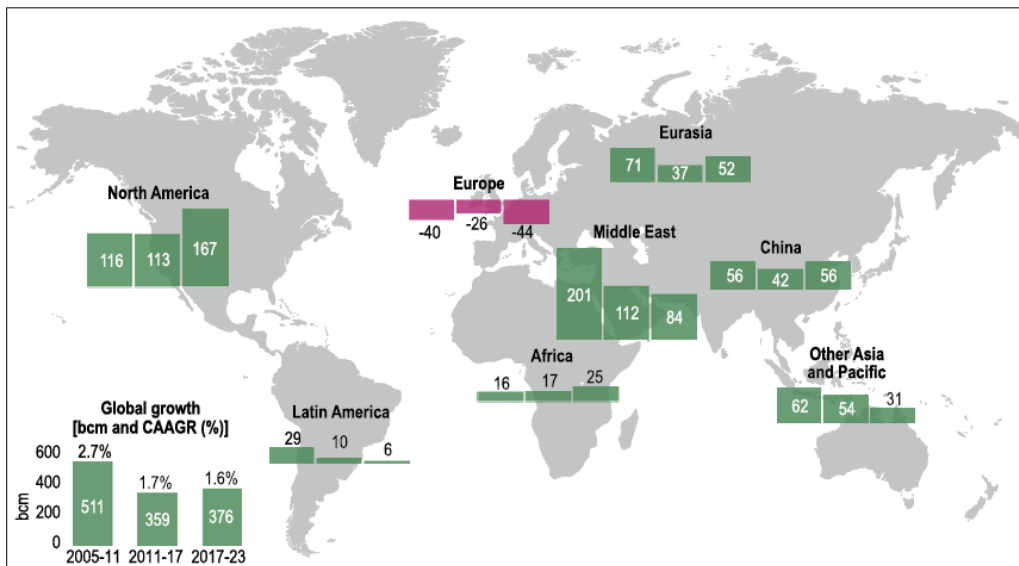
- 2008: Από το 1998 έως το 2008 παρατηρείται αύξηση των αποδεδειγμένων αποθεμάτων κατά 39,4 Tcm, στα 170,2 Tcm. Παράλληλα γίνονται εμφανείς αλλαγές στον καταμερισμό των αποθεμάτων παγκοσμίως. Πιο συγκεκριμένα παρατηρείται μια μικρή άνοδος του ποσοστού της Μέσης Ανατολής σε 43,3% και, παράλληλα, μικρή πτώση του ποσοστού των χωρών CIS, σε 26,9%. Όπως έχει αναλυθεί και στην προηγούμενη παράγραφο οι χώρες της Μέσης Ανατολής είναι από τις χώρες με τα μεγαλύτερα κοιτάσματα στον κόσμο και αυτό δικαιολογείται και από την αυξημένη παραγωγή. Επίσης, σημαντική αύξηση καταγράφεται στο ποσοστό των αποθεμάτων των χωρών Ασίας-Ωκεανίας σε 8,8%, με επίκεντρο την Αυστραλία (2,7 Tcm), την Ινδονησία (3,2 Tcm), την Κίνα (2,7 Tcm) και τη Μαλαισία (2,4 Tcm). Αντιθέτως, στην Αμερική παρατηρείται μικρή πτώση του ποσοστού (σε 5.1% από 5.3% στη Βόρειο Αμερική και σε 4,4% από 5,2% στη Νότια & Κεντρική Αμερική), όπως και στην Ευρώπη (σε 3,2% από 4,2%). Τέλος, παρατηρείται αύξηση του ποσοστού των αποθεμάτων στην Αφρική (σε 8,2%), η οποία οφείλεται κυρίως στην αύξηση παραγωγής ή ανακάλυψης νέων κοιτασμάτων στη Νιγηρία, την Αλγερία και την Αίγυπτο.
- 2018: Το 2018 τα μεγαλύτερα αποθέματα διατηρούνται από τις χώρες τις Μέσης Ανατολής με μια μικρή πτώση στο 38,4%, με κύριες χώρες το Κατάρ (12,5%) και το Ιράν (16,2%). Αντίστοιχα υψηλά αποθέματα διατηρούν και οι χώρες CIS με αύξηση του ποσοστού σε 31,9%, με κύριες χώρες τη Ρωσία (19,8%) και το Τουρκμενιστάν (9,9%). Τα ποσοστά της Ασίας-Ωκεανίας και της Βόρειου Αμερικής παρουσιάζουν άνοδο σε 9,2% και 7,1% αντίστοιχα. Στην υπόλοιπη Νότια & Κεντρική Αμερική τα ποσοστά παραμένουν σχεδόν στάσιμα στο 4,2%, ενώ στην Ευρώπη η μείωση συνεχίζεται σταδιακά μόλις σε 2%, αφού τα ποσοστά της Δανίας, της Ιταλίας, της Πολωνίας και της Γερμανίας είναι χαμηλότερα από 0,05%. Τέλος στην Αφρική παρατηρείται εξίσου μια μικρή πτώση του ποσοστού των αποθεμάτων σε 7,3%.

## 2.4 Εξέλιξη της Παραγωγής Φυσικού Αερίου

Το 2017 υπήρξε έτος κομβικό για χώρες όπως η Κίνα, η Ρωσία, η Αυστραλία και η Νορβηγία, όπου στις τρεις τελευταίες η αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου οφειλόταν στην ενίσχυση των εξαγωγών. Όπως φαίνεται και στην εικόνα 2.1 αναμένεται γενικά αύξηση της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου, από τα 3.740 Bcm (2017) στα 4.116 Bcm έως το 2023, με ετήσιο ρυθμό 1,6%, χαμηλότερο από τα προηγούμενα έξι χρόνια. Η αύξηση της παραγωγής αναμένεται να προέλθει



κυρίως από τις ΗΠΑ και ακολούθως από την Κίνα, την Ευρασία και τη Μέση Ανατολή (IEA, 2018).



**Εικόνα 2-1** Ανάπτυξη Παραγωγής Φυσικού Αερίου μέχρι το 2023 (Πηγή: IEA, 2018)

Παρόλο που η παραγωγή στις ΗΠΑ παρέμεινε σχεδόν σταθερή, κατάφερε να εξισορροπήσει τη μικρή μείωση των προηγούμενων ετών έχοντας ισχυρή ώθηση από την εκμετάλλευση του σχιστολιθικού αερίου, η οποία έχει αυξηθεί σε μεγάλο βαθμό λόγω της παραγωγής πετρελαίου. Ως συνέπεια αυτού είναι η αύξηση της εγχώριας κατανάλωσης και, δευτερευόντως, η αύξηση των εξαγωγών μέσω αγωγών προς το Μεξικό ή μέσω υγροποιημένου φυσικού αερίου σε άλλες περιοχές. Συνολικά οι ΗΠΑ αποτελούν ένα σημαντικό συντελεστή στην παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου, με παραγωγή πάνω από 160 Bcm ετησίως που αναμένεται να ξεπεραστεί μέχρι το 2023, ενώ συνολικά η Βόρεια Αμερική αναμένεται να συμβάλει στην παγκόσμια παραγωγή σε ποσοστό μεγαλύτερο από 50% στη συνολική αύξηση έως το 2023 (IEA, 2018). Πιο αναλυτικά, η παραγωγή φυσικού αερίου στις ΗΠΑ αναμένεται να αυξηθεί από τα 760 Bcm (2017) στα 920 Bcm μέχρι το 2023, ενώ στο ίδιο διάστημα η παραγωγή σε Καναδά και Μεξικό αναμένεται να παραμείνει σταθερή. Η παραγωγή σχιστολιθικού αερίου (dry shale gas) στην λεκάνη της Απαλάχιας αναμένεται να αυξηθεί, ωστόσο ο κύριος οδηγός της αύξησης της παραγωγής φυσικού αερίου στις ΗΠΑ θα αποτελεί η Πέρμια λεκάνη του δυτικού Τέξας (associated shale gas).

Όσον αφορά στην παραγωγή της Ευρασίας, αυτή αναμένεται να αυξηθεί κατά λιγότερο από 1% ετησίως έως το 2023 (IEA, 2018). Η ανάπτυξη αυτή είναι συνέπεια των αυξημένων Ρωσικών επενδύσεων στο πλαίσιο εξερεύνησης και παραγωγής που αποσκοπούν σε αύξηση της παραγωγικής ικανότητας της Ρωσίας και σε περισσότερες εξαγωγές μακροπρόθεσμα. Πιο αναλυτικά, η Gazprom στοχεύει να

αυξήσει την παραγωγή της μέχρι το 2025, αν και αναμένεται περιορισμένο δυναμικό ανάπτυξης της ζήτησης από την πλευρά των εγχώριων και ευρωπαϊκών εξαγωγικών αγορών. Από την άλλη πλευρά, οι εξαγωγές προς την Κίνα θα αυξάνονται προοδευτικά έως τα τέλη του 2020 με την έναρξη λειτουργίας του αγωγού Power of Siberia με ικανότητα εξαγωγής έως 38 Bcm ετησίως (Gazprom). Η παραγωγή της Κίνας προβλέπεται να συνεχίσει ανοδική σταθερή πορεία με ρυθμό 5,5% (IEA, 2018), χαμηλότερο μεν από εκείνο του 2017 αλλά προβλέπεται να κατακτήσει την 4<sup>η</sup> θέση παγκοσμίως στην παραγωγή φυσικού αερίου μέχρι το 2023. Στην Ευρώπη, η μείωση στην παραγωγή φυσικού αερίου αναμένεται να συνεχιστεί, παρά την προσπάθεια αντιστάθμισης με τη συμβολή της Νορβηγίας και του Ηνωμένου Βασιλείου μέσω της αξιοποίησης νέων κοιτασμάτων. Εκτιμάται δε να δημιουργηθεί ένα κενό εφοδιασμού, φθάνοντας έως και τα 30 Bcm ετησίως, τουλάχιστον όσο παραμένουν ανεκμετάλλευτα κοιτάσματα υδρογονανθράκων στην Νότιο-Ανατολική Μεσόγειο (IEA, 2018). Σύμφωνα με προβλέψεις τα επίπεδα παραγωγής στην Ευρώπη αναμένεται να επανέλθουν στα επίπεδα της δεκαετίας του 1990.

Στην ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας η παραγωγή προβλέπεται να παραμείνει στάσιμη, καθώς η βραχυπρόθεσμη αύξηση της παραγωγής στην Αυστραλία θα αντισταθμίσει τις εξαντλήσεις κοιτασμάτων σε άλλες περιοχές. Αντίστοιχα η Ινδία προβλέπεται σε όλη τη διάρκεια των επόμενων ετών της πρόβλεψης να διατηρήσει σταθερά τα επίπεδα παραγωγής της. Αντίστοιχη αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου παρατηρείται και στη Μέση Ανατολή με ρυθμό 2,1% ετησίως, κυρίως από το Ιράν και τη Σαουδική Αραβία, υποστηριζόμενες από τις μεγάλες εγχώριες αγορές τους. Το Κατάρ πρόκειται να αυξήσει περαιτέρω την παραγωγή του όταν ολοκληρωθεί το έργο επέκτασης υγροποίησης φυσικού αερίου κατά 30 Bcm/ έτος, το οποίο σύμφωνα με δηλώσεις της Qatar Petroleum δεν αναμένεται πριν το τέλος του 2023.

Στη Λατινική Αμερική τα επίπεδα παραγωγής αναμένεται να παραμείνουν μέτρια έως το 2023 με μέσο ετήσιο ρυθμό 0,5%, γεγονός που οφείλεται στις εξελίξεις του σχιστολιθικού αερίου στην Αργεντινή στη λεκάνη Neuquén, αντισταθμίζοντας πτώσεις σε άλλες χώρες της περιοχής (IEA, 2018). Τα επόμενα χρόνια στην Αφρική οι προοπτικές αύξησης της παραγωγής εναποτίθενται στη Μοζαμβίκη, καθώς αναμένεται μια σταθερή πορεία όσον αφορά στη Νιγηρία, την Αλγερία και την Αίγυπτο με το κοίτασμα Zohr και τις προοπτικές υπεράκτιας δραστηριότητας. Άλλες προοπτικές υπεράκτιας εκμετάλλευσης κοιτασμάτων σε άλλες ακτές της Δυτικής και Ανατολικής Αφρικής, όπως στη Σενεγάλη (Teranga well & Yakaar) δεν αναμένεται να ξεκινήσουν πριν το 2023, λόγω έλλειψης υποδομών και κοντινών δυνητικών καταναλωτικών αγορών.

## Κεφάλαιο 3. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

### 3.1 Παγκόσμια Ζήτηση-Κατανάλωση Φυσικού Αερίου

Καθοριστικός παράγοντας της ζήτησης του φυσικού αερίου είναι οι εξελίξεις στους τομείς κατανάλωσής του. Η ζήτηση του φυσικού αερίου αυξήθηκε στις περισσότερες χώρες, με τις εξαιρέσεις που αναφέρονται ακολούθως. Από το 1990 μέχρι σήμερα έχουν καταγραφεί διάφορες διακυμάνσεις της ζήτησης φυσικού αερίου ανά περιοχές αλλά και ανά κλάδο χρήσης του. Σύμφωνα με στοιχεία του IEA (2018) οι διακυμάνσεις ανά περιοχή είχαν ως ακολούθως:

- Σε χώρες της Αμερικής (μέλη του Ο.Ο.Σ.Α.) παρατηρήθηκε ανοδική πορεία της κατανάλωσης στο διάστημα 1990 έως και το 2000 και, ακολούθως σταθεροποιήθηκε στα 800 Bcm για περίπου 10 χρόνια. Έκτοτε (από το 2010 δηλαδή) συνέχισε η αύξηση καταγράφοντας ρεκόρ το 2017 περίπου στα 978 Bcm.
- Στη Ευρώπη (μέλη του Ο.Ο.Σ.Α.) η κατανάλωση φυσικού αερίου είχε σταθερή αυξητική τάση από το 1990 έως το 2005 οπότε σταθεροποιήθηκε στα 540 Bcm και αυξήθηκε στα 560 Bcm, το 2008. Το 2010, η κατανάλωση αυξήθηκε περαιτέρω στα 573 Bcm (μικρή αύξηση μετά την κρίση του 2009) πριν αρχίσει να μειώνεται σταδιακά στα 460 Bcm, το 2014. Παρόλη την ανάπτυξη των τελευταίων τεσσάρων χρόνων τα επίπεδα κατανάλωσης και ζήτησης παραμένουν χαμηλότερα από τα προηγούμενα της οικονομικής κρίσης το 2009. Εκτός από τους οικονομικούς παράγοντες που έπαιξαν καθοριστικό ρόλο, η ανάγκη για τεχνολογικές βελτιώσεις στην ενεργειακή απόδοση, όπως για παράδειγμα η θέρμανση χώρων συνέβαλαν στην επιβραδυνόμενη ανάπτυξη της ζήτησης.
- Στις χώρες της Ασίας (μέλη του Ο.Ο.Σ.Α.) η κατανάλωση φυσικού αερίου ήταν επίσης ανοδική και μέχρι και το 2007. Έκτοτε παρέμεινε σχετικά σταθερή μέχρι το 2010 και στη συνέχεια άρχισε να αυξάνεται ξανά, λόγω αυξανόμενης ζήτησης στην Κορέα και, παράλληλα, της μείωσης της παραγωγής πυρηνικής ενέργειας μετά το ατύχημα της Φουκουσίμα στην Ιαπωνία το 2011. Από εκείνη την περίοδο και μετέπειτα τα επίπεδα κατανάλωσης κυμαίνονται στα 230 Bcm περίπου.
- Όσον αφορά χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. υπήρχε μεγάλη αντίθεση στη διακύμανση της ζήτησης, καθώς από την δεκαετία του 1990 η κατανάλωση μειωνόταν μέχρι το 1998, ενώ τα επόμενα 20 χρόνια η πορεία αντιστράφηκε καταγράφοντας ρεκόρ κατανάλωσης, στα 700 Bcm, το 2011.

- Στις υπόλοιπες χώρες παγκοσμίως η κατανάλωση φυσικού αερίου καταγράφει από το 1990 ανοδική πορεία με ρυθμό ανάπτυξης +6,3% , με κύριο παράγοντα την Κίνα, η κατανάλωση της οποίας αυξάνεται με ρυθμό 13,1% τα τελευταία 20 χρόνια.

Πιο αναλυτικά, το έτος 2017, υπήρξε αύξηση της ζήτησης του φυσικού αερίου της τάξης του 3,2% συγκριτικά με το 2016, φθάνοντας τα 3.757 δις. κυβικά μέτρα (Bcm) (IEA, 2018). Στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. η ζήτηση φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 1,7% έναντι του 2016. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η κατανάλωση φυσικού αερίου για την ηλεκτροπαραγωγή αυξήθηκε κατά 4,6% στις μεγαλύτερες χώρες-καταναλωτές της Ευρώπης, όπως η Γερμανία (+5,4 Bcm), η Ιταλία (+4,2 Bcm) και η Τουρκία (+7,2 Bcm). Εκτός από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η αύξηση κατανάλωσης αναφέρεται και στην οικιακή χρήση (φυσικό αέριο θέρμανσης) λόγω κακοκαιρίας που καταγράφηκε στα τέλη του 2017. Παράλληλα μικρή αύξηση σημειώθηκε στις περιοχές της Αμερικής (μέλη Ο.Ο.Σ.Α.) και συγκεκριμένα στον Καναδά (+14,5 Bcm) αντισταθμίζοντας την μικρή πτώση στις ΗΠΑ (-9,5 Bcm). Αντίστοιχη πορεία παρατηρήθηκε και στην ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας με το ισοζύγιο να αντισταθμίζεται μεταξύ Κορέας (-1,7 Bcm), Ιαπωνίας (-1 Bcm) και Αυστραλίας (+2 Bcm).

Συγκρίνοντας τα ποσοστά ζήτησης ανάμεσα στις χώρες που ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. και εκτός αυτού, συμπεραίνεται ότι στις χώρες εκτός Ο.Ο.Σ.Α. η ζήτηση αυξήθηκε με ρυθμό +4,5% διευρύνοντας ακόμη περισσότερο την απόσταση ανάμεσα στις δυο ομάδες. Πιο αναλυτικά, σημαντικές αυξήσεις της ζήτησης φυσικού αερίου σημειώθηκαν το 2017 στην Κίνα (+14% φθάνοντας τα 232 Bcm), τη Ρωσία (+6,5%, +28,9 Bcm), το Ιράν (+6,3%, +12,4 Bcm) και την Αίγυπτο (+14,8%, +7,1 Bcm), ενώ λίγες ήταν οι χώρες που κατέγραψαν αξιοσημείωτη πτώση στην κατανάλωση, η Νιγηρία (-5,1 Bcm), το Τουρκμενιστάν (-1,8 Bcm), η Ουκρανία (-1,2 Bcm) και η Κολομβία (-1 Bcm).

Παρατηρώντας τις διακυμάνσεις της ζήτησης και κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά τομέα χρήσης, συμπεραίνεται πως οι κύριοι τομείς στους οποίους αυξήθηκε η κατανάλωση, το 2016, ήταν ο τομέας της θέρμανσης και της ηλεκτροπαραγωγής (κυρίως σε χώρες εκτός Ο.Ο.Σ.Α.), με αύξηση της τάξης του 0,8% (+6,5 Bcm) (IEA, 2018). Πρόκειται ουσιαστικά για αυτούς τους δυο τομείς που αρχίζουν τα τελευταία χρόνια να συσχετίζονται όλο και περισσότερο με το φυσικό αέριο, αντικαθιστώντας σταδιακά το πετρέλαιο και τον άνθρακα. Αυτό αφορά κυρίως στα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα (+7 Bcm), την Κίνα (+5,2 Bcm), το Ιράν (+3,4 Bcm) και τη Σαουδική Αραβία (+3,4 Bcm). Η αύξηση αυτή αντιστάθμισε τη μειωμένη κατανάλωση στη Ρωσία (-11,5 Bcm), λόγω μικρότερης περιόδου θέρμανσης το 2016 και τη Βραζιλία (-5,6 Bcm), μετά τη μείωση της ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο λόγω της έντονης λειψυδρίας που βίωσε το 2015. Στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

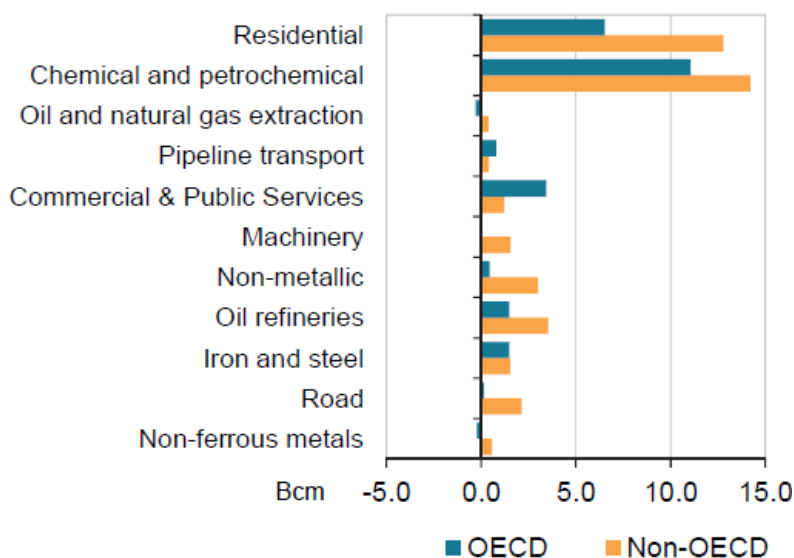
ανάμεσα στις χώρες που είναι μέλη του Ο.Ο.Σ.Α. και σε αυτές που δεν ανήκουν, υπήρχαν διακυμάνσεις της ζήτησης φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα στις χώρες-μέλη παρατηρήθηκε αύξηση της ζήτησης κατά 5,8% σε σχέση με τις χώρες εκτός Ο.Ο.Σ.Α. Αυτή η στροφή στη χρήση φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ωθήθηκε περισσότερο από τις χαμηλές τιμές στην αγορά του Ηνωμένου Βασιλείου (+7,8 Bcm), των ΗΠΑ (+6,4 Bcm) και της Ιαπωνίας (+4,8 Bcm), συγκριτικά με το 2015. Σε άλλους τομείς σημειώθηκαν αποκλίνουσες τάσεις των αγορών παγκοσμίως το 2016, χωρίς αυτό να προκαλέσει συνολική μείωση της κατανάλωσης του φυσικού αερίου. Για παράδειγμα, στον βιομηχανικό τομέα παρατηρήθηκε αυξημένη κατανάλωση φυσικού αερίου στις περισσότερες περιοχές, κυρίως στον τομέα των χημικών και πετροχημικών. Επίσης στον οικιακό και εμπορικό τομέα οι τάσεις παρουσιάζουν ανομοιομορφία, καθώς οι χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. προηγούνται των χωρών-μελών με ποσοστό +6,3%. Η διαφορά έγκειται κατά βάση στον οικιακό τομέα όπου υπάρχει μεγάλο χάσμα αφού οι χώρες εκτός του οργανισμού παρουσιάζουν αύξηση στην κατανάλωση και οι χώρες εντός αυτού σημειώνουν μείωση (-0,2 Bcm). Αναφορικά με τον εμπορικό τομέα και στις δυο περιπτώσεις παρατηρείται αύξηση στην κατανάλωση με τις χώρες εκτός του οργανισμού να υπερτερούν κατά 0,2 Bcm. Στο τομέα της εξόρυξης πετρελαίου και φυσικού αερίου η κατανάλωση φυσικού αερίου σημείωσε αύξηση παγκοσμίως με τις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. να υπερτερούν. Η αύξηση αυτή κυρίως απευθύνεται στον τομέα μηχανολογικού εξοπλισμού στην Κίνα, η οποία εκτός αυτού φαίνεται να κατέχει το μεγαλύτερο ποσοστό κατανάλωσης φυσικού αερίου για τις οδικές μεταφορές (40,5%).

Διαφορές καταγράφηκαν επίσης ανάμεσα στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α., με χαρακτηριστικό παράδειγμα τις ΗΠΑ, όπου η κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα μειώθηκε σε αντίθεση με την Ευρώπη η οποία κατέγραψε αύξηση. Στον τομέα των χημικών και πετροχημικών τα οι μεγαλύτερες καταναλώσεις καταγράφονται στις ΗΠΑ (+5,4 Bcm για ενεργειακή χρήση και +3,9 Bcm για μη ενεργειακή χρήση). Αξίζει να σημειωθεί επίσης ότι αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου για μη ενεργειακή χρήση σημειώθηκε και στην Μαλαισία (+1,9 Bcm), το Ιράν (+1 Bcm), την Αίγυπτο (+0,9 Bcm) και τη Ρωσία (+0,8 Bcm). Σε γενικότατο πλαίσιο η μεγαλύτερη κατανάλωση φυσικού αερίου παρατηρείται περισσότερο στους τομείς μη ενεργειακής χρήσης τις τελευταίες δεκαετίες, φτάνοντας στο 23,9% το 2016.

Σύμφωνα με το IEA (2019), η διακύμανση της ζήτησης και κατανάλωσης φυσικού αερίου, το 2018, εμφανίζουν ανοδική πορεία σε σύγκριση με το 2017 κατά +4,9%, φθάνοντας συνολικά τα 3.922 Bcm. Σημαντικές αλλαγές παρατηρήθηκαν στις χώρες-μέλη του Ο.Ο.Σ.Α. όπου υπήρχε αύξηση της ζήτησης κατά 4,5% (+76,9 Bcm) σε σχέση με το 2017, με τις σημαντικότερες αυξήσεις να παρουσιάζονται στις ΗΠΑ (+78,5 Bcm ή +10,2%) και τον Καναδά με (+10,6 Bcm ή +9,2%). Ωστόσο, η αύξηση

δεν αφορά όλες τις χώρες, καθώς σε χώρες της Ευρώπης και της ευρύτερης περιοχής της Ασίας τα στοιχεία δείχνουν πτώση της κατανάλωσης κατά 12,3 Bcm και 0,6 Bcm, αντίστοιχα για το έτος 2018 (IEA, 2019). Όσον αφορά στην Ασία, η πτώση αυτή οφείλεται στην Ιαπωνία (-6,1 Bcm), η οποία όπως φαίνεται επανέφερε σε λειτουργία τους πυρηνικούς αντιδραστήρες, αντικαθιστώντας το φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή. Στις χώρες που δεν είναι μέλη του Ο.Ο.Σ.Α., το 2018 υπήρξε ανοδικό έτος για την ζήτηση φυσικού αερίου κατά 5,3%, με εξαίρεση την ευρύτερη περιοχή της Ευρασίας, της οποίας η κατανάλωση φυσικού αερίου παρέμεινε σχετικά σταθερή. Πιο αναλυτικά, σε επίπεδο χωρών όπως ειπώθηκε και παραπάνω, οι σημαντικότερες διαφοροποιήσεις παρατηρούνται στις ΗΠΑ (+78,5 Bcm), την Κίνα (+42,3 Bcm) και τη Ρωσία (+24,7 Bcm), αλλά και στο Ιράν (+10,4 Bcm) και την Αίγυπτο (+4,1 Bcm) με μικρότερη αύξηση. Εκτός από την Ιαπωνία που κατέγραψε πτώση της ζήτησης, μείωση παρατηρήθηκε στην Τουρκία (-4,1 Bcm), τη Γερμανία (-2,6 Bcm) και, τέλος, την Ιταλία (-2,5 Bcm).

Σύμφωνα με τα στατιστικά στοιχεία του IEA (2019), οι σημαντικότεροι τομείς χρήσης φυσικού αερίου, το 2017, για τις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. είναι αυτοί της θέρμανσης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι χώρες που ξεχώρισαν στην ανάπτυξη των παραπάνω τομέων είναι το Ιράν (+7,5 Bcm), η Κίνα (+3,4 Bcm) και το Ιράκ (+3,4 Bcm). Όσον αφορά στα μέλη του Ο.Ο.Σ.Α., η κατανάλωση φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής μειώθηκε το 2017 κατά 5,5 Bcm. Στο διάγραμμα 3.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι διακυμάνσεις της ζήτησης φυσικού αερίου σε δισ. κυβικά μέτρα (Bcm) ανά τομέα χρήσης ανάμεσα στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. και εκτός αυτού για το διάστημα 2016-2017.



**Διάγραμμα 3-1** Διακύμανση ζήτησης φυσικού αερίου ανά περιοχή και τομέα χρήσης 2016-2017 (Πηγή: IEA, 2019)

Με βάση το διάγραμμα 3.1, οι δυο βασικοί τομείς που παρατηρείται σημαντική αύξηση τόσο στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. (+15,8 Bcm) όσο και εκτός αυτού (+35 Bcm) είναι η βιομηχανία των χημικών και πετροχημικών και ο οικιακός τομέας. Στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. αξιοσημείωτη είναι αύξηση της κατανάλωσης στον τομέα των χημικών-πετροχημικών με αύξηση 11,1 Bcm και στον οικιακό και εμπορικό τομέα με 6,5 Bcm και 3,4 Bcm, αντίστοιχα. Την ίδια ανάπτυξη ακολουθούν και οι χώρες εκτός Ο.Ο.Σ.Α. σε μεγαλύτερο βαθμό στη βιομηχανία χημικών και στον οικιακό τομέα με 14,2 Bcm και 12,8 Bcm, αντίστοιχα. Τέλος, στους υπόλοιπους τομείς δεν παρατηρείται κάποια ιδιαίτερη αλλαγή, με εξαίρεση τους τομείς της παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου και των μη σιδηρούχων μετάλλων όπου υπήρχε μια μικρή πτώση στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α.

Από την άλλη πλευρά παρατηρώντας την διακύμανση της κατανάλωσης φυσικού αερίου διαφόρων χωρών σε διάστημα ετών από το 1998 έως το 2018 και σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία έρευνας του Enerdata- Global Energy Statistical Yearbook 2019 προκύπτει ο παρακάτω πίνακας 3.1, στον οποίο καταγράφεται η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου σε δις. κυβικά μέτρα (Bcm) για διάφορες χώρες στο παραπάνω διάστημα.

**Πίνακας 3-1** Κατανάλωση φυσικού αερίου (σε Bcm) διαφόρων χωρών 1998-2018

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
<b>World</b>	<b>2349</b>	<b>2428</b>	<b>2508</b>	<b>2530</b>	<b>2613</b>	<b>2704</b>	<b>2790</b>	<b>2864</b>	<b>2933</b>	<b>3057</b>	<b>3148</b>	<b>3070</b>	<b>3322</b>	<b>3381</b>	<b>3453</b>	<b>3491</b>	<b>3507</b>	<b>3549</b>	<b>3631</b>	<b>3765</b>	<b>3954</b>	<b>5,0</b>	<b>2,6</b>
<b>OECD</b>	<b>1317</b>	<b>1355</b>	<b>1406</b>	<b>1388</b>	<b>1427</b>	<b>1440</b>	<b>1466</b>	<b>1477</b>	<b>1482</b>	<b>1541</b>	<b>1562</b>	<b>1514</b>	<b>1621</b>	<b>1613</b>	<b>1646</b>	<b>1658</b>	<b>1629</b>	<b>1655</b>	<b>1708</b>	<b>1731</b>	<b>1819</b>	<b>5,1</b>	<b>1,4</b>
<b>G7</b>	<b>1070</b>	<b>1097</b>	<b>1137</b>	<b>1106</b>	<b>1131</b>	<b>1126</b>	<b>1132</b>	<b>1133</b>	<b>1126</b>	<b>1172</b>	<b>1180</b>	<b>1144</b>	<b>1213</b>	<b>1212</b>	<b>1245</b>	<b>1257</b>	<b>1244</b>	<b>1264</b>	<b>1302</b>	<b>1307</b>	<b>1390</b>	<b>6,4</b>	<b>1,1</b>
<b>BRICS</b>	<b>432</b>	<b>444</b>	<b>455</b>	<b>466</b>	<b>473</b>	<b>499</b>	<b>519</b>	<b>533</b>	<b>556</b>	<b>582</b>	<b>598</b>	<b>597</b>	<b>666</b>	<b>702</b>	<b>710</b>	<b>725</b>	<b>743</b>	<b>730</b>	<b>740</b>	<b>814</b>	<b>878</b>	<b>7,9</b>	<b>3,7</b>
<b>Europe</b>	<b>476</b>	<b>495</b>	<b>507</b>	<b>519</b>	<b>521</b>	<b>544</b>	<b>559</b>	<b>575</b>	<b>572</b>	<b>573</b>	<b>586</b>	<b>550</b>	<b>597</b>	<b>550</b>	<b>536</b>	<b>528</b>	<b>483</b>	<b>498</b>	<b>526</b>	<b>550</b>	<b>538</b>	<b>-2,3</b>	<b>0,3</b>
<b>European Union</b>	<b>455</b>	<b>472</b>	<b>483</b>	<b>493</b>	<b>494</b>	<b>512</b>	<b>525</b>	<b>536</b>	<b>530</b>	<b>524</b>	<b>538</b>	<b>504</b>	<b>545</b>	<b>493</b>	<b>479</b>	<b>470</b>	<b>422</b>	<b>437</b>	<b>467</b>	<b>485</b>	<b>477</b>	<b>-1,7</b>	<b>-0,1</b>
Belgium	15	16	16	16	17	18	18	18	18	18	18	18	21	18	18	18	16	17	18	18	18	2,6	0,7
Czech Republic	9	10	9	10	10	10	10	9	9	9	9	8	9	8	8	8	8	8	8	9	8	-5,2	-0,6
France	37	39	40	42	42	44	46	47	45	45	46	45	48	42	43	44	37	40	43	44	41	-4,7	0,1
Germany	88	89	88	92	91	89	90	91	93	89	92	86	94	86	86	88	79	81	89	94	93	-1,7	0,3
Italy	62	68	71	71	70	78	81	86	84	85	85	78	83	78	75	70	62	68	71	75	73	-3,3	0,1
Netherlands	50	49	49	50	50	50	51	50	48	47	49	50	56	49	47	46	41	40	42	43	42	-0,8	-0,8
Poland	13	12	13	13	13	15	15	16	16	16	16	16	17	17	18	18	18	18	19	20	20	2,2	2,4
Portugal	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	5	5	6	6	-7,4	5,3
Romania	19	17	17	17	17	18	17	17	18	16	16	13	14	14	14	13	12	11	11	12	12	-2,6	-2,0
Spain	13	15	18	19	22	25	28	34	36	37	40	36	36	33	32	30	27	28	29	32	31	-0,8	3,2
Sweden	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1,8	-0,3
United Kingdom	93	99	103	101	100	101	103	100	95	96	99	92	99	83	78	78	72	73	81	80	80	-0,2	-1,4
Norway	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	7	6	6	6	6	6	6	5	5	-5,9	0,7
Turkey	10	13	15	16	18	21	22	27	31	37	37	35	38	45	45	46	49	48	46	54	50	-7,4	6,9
<b>CIS</b>	<b>548</b>	<b>566</b>	<b>567</b>	<b>575</b>	<b>580</b>	<b>608</b>	<b>617</b>	<b>624</b>	<b>632</b>	<b>644</b>	<b>650</b>	<b>599</b>	<b>655</b>	<b>674</b>	<b>666</b>	<b>651</b>	<b>645</b>	<b>614</b>	<b>606</b>	<b>646</b>	<b>671</b>	<b>3,9</b>	<b>0,9</b>
Kazakhstan	9	9	8	6	8	10	12	15	18	20	25	24	28	27	25	27	28	29	29	29	28	-2,7	7,4
Russia	378	386	391	396	396	417	422	425	436	445	446	426	466	476	471	466	465	445	441	481	505	4,9	1,4

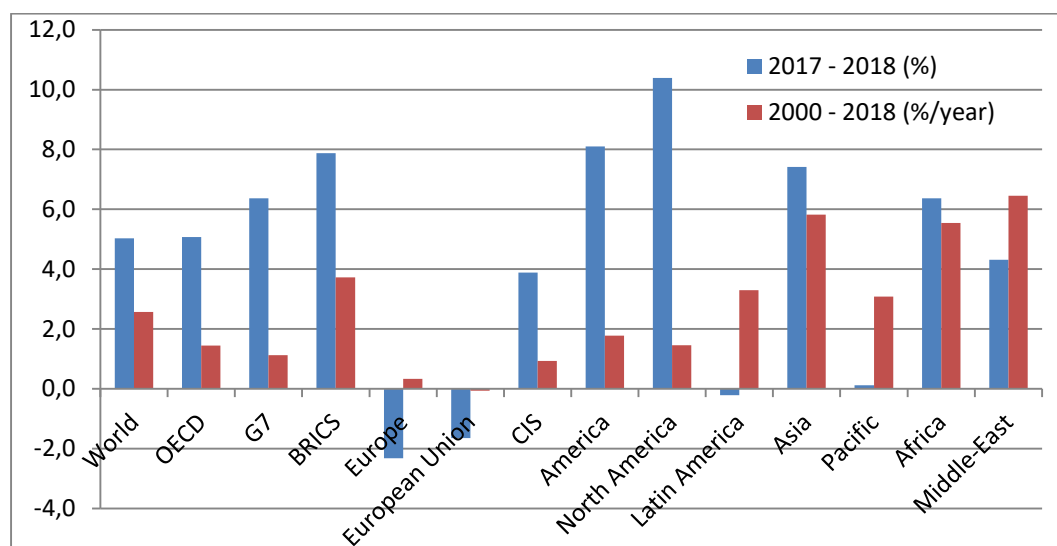


	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
Ukraine	71	77	74	74	73	79	80	79	71	69	66	50	57	58	53	49	41	33	32	31	28	-9,4	-5,3
Uzbekistan	51	52	51	52	55	52	51	49	50	51	53	46	46	51	53	46	47	42	40	41	43	6,1	-0,9
<b>America</b>	<b>839</b>	<b>847</b>	<b>888</b>	<b>854</b>	<b>889</b>	<b>886</b>	<b>898</b>	<b>899</b>	<b>899</b>	<b>945</b>	<b>963</b>	<b>942</b>	<b>1002</b>	<b>1016</b>	<b>1061</b>	<b>1078</b>	<b>1100</b>	<b>1120</b>	<b>1128</b>	<b>1128</b>	<b>1219</b>	<b>8,1</b>	<b>1,8</b>
<b>North America</b>	<b>713</b>	<b>722</b>	<b>753</b>	<b>717</b>	<b>743</b>	<b>726</b>	<b>726</b>	<b>722</b>	<b>712</b>	<b>752</b>	<b>756</b>	<b>741</b>	<b>780</b>	<b>798</b>	<b>832</b>	<b>847</b>	<b>862</b>	<b>877</b>	<b>887</b>	<b>884</b>	<b>976</b>	<b>10,4</b>	<b>1,5</b>
Canada	83	87	92	87	91	95	93	99	98	98	96	94	97	106	104	108	111	110	110	116	128	10,3	1,9
United States	630	635	661	630	651	631	634	623	614	654	659	647	683	692	728	739	750	767	777	768	848	10,4	1,4
<b>Latin America</b>	<b>125</b>	<b>126</b>	<b>135</b>	<b>137</b>	<b>146</b>	<b>159</b>	<b>172</b>	<b>177</b>	<b>186</b>	<b>193</b>	<b>207</b>	<b>202</b>	<b>222</b>	<b>218</b>	<b>229</b>	<b>231</b>	<b>238</b>	<b>243</b>	<b>241</b>	<b>244</b>	<b>243</b>	<b>-0,2</b>	<b>3,3</b>
Argentina	33	36	37	35	34	38	41	41	43	46	47	46	46	48	50	50	50	51	53	53	54	1,0	2,0
Brazil	6	7	9	12	15	15	19	20	20	21	25	20	27	27	32	38	41	41	35	37	35	-6,4	7,6
Chile	3	5	6	7	7	8	8	8	7	4	3	3	5	6	5	5	4	4	5	5	6	14,2	-0,5
Colombia	8	7	7	8	8	7	8	8	8	8	9	10	11	10	10	11	12	11	14	14	14	3,8	3,7
Mexico	39	37	40	40	45	50	54	53	58	63	68	66	70	71	74	70	72	75	76	77	80	3,9	4,0
Venezuela	25	22	23	22	22	23	23	24	23	22	28	26	29	21	23	23	22	24	23	22	19	-12,9	-1,0
<b>Asia</b>	<b>252</b>	<b>270</b>	<b>284</b>	<b>300</b>	<b>319</b>	<b>343</b>	<b>368</b>	<b>389</b>	<b>422</b>	<b>452</b>	<b>475</b>	<b>495</b>	<b>548</b>	<b>590</b>	<b>616</b>	<b>644</b>	<b>662</b>	<b>663</b>	<b>688</b>	<b>733</b>	<b>787</b>	<b>7,4</b>	<b>5,8</b>
China	20	21	25	28	29	35	41	46	57	69	80	88	104	129	145	164	181	188	203	234	275	17,7	14,3
India	26	28	28	28	30	31	34	38	40	42	43	58	64	64	57	52	50	50	55	57	58	2,7	4,2
Indonesia	36	35	31	33	35	36	34	33	36	30	33	39	44	41	41	42	43	43	41	42	43	1,1	1,7
Japan	76	80	83	82	85	88	88	87	96	105	103	102	108	126	131	131	132	126	131	130	127	-1,9	2,4
Malaysia	20	23	27	29	29	30	32	38	40	41	46	38	37	38	38	45	45	44	42	44	43	-2,7	2,6
South Korea	14	17	19	21	23	24	29	30	33	35	36	34	43	47	51	53	47	44	47	49	55	12,4	6,1
Taiwan	6	6	6	7	8	8	9	10	10	11	12	12	15	16	15	16	16	18	18	20	21	5,6	7,0
Thailand	17	19	22	26	28	30	31	33	34	36	40	37	42	39	45	48	48	48	47	47	46	-1,3	4,1
<b>Pacific</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>32</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>31</b>	<b>33</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>0,1</b>	<b>3,1</b>
Australia	21	22	23	24	26	26	27	27	29	32	33	34	35	35	37	38	39	40	44	45	46	1,6	4,0

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017 - 2018 (%)	2000 - 2018 (%/year)
New Zealand	5	6	6	6	6	5	4	4	4	4	4	4	5	4	5	5	5	5	5	5	4	-13,3	-1,9
<b>Africa</b>	<b>50</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>64</b>	<b>69</b>	<b>76</b>	<b>79</b>	<b>89</b>	<b>95</b>	<b>102</b>	<b>103</b>	<b>101</b>	<b>106</b>	<b>116</b>	<b>122</b>	<b>121</b>	<b>122</b>	<b>129</b>	<b>134</b>	<b>142</b>	<b>151</b>	<b>6,4</b>	<b>5,5</b>
Algeria	18	20	20	20	21	23	23	24	25	26	26	28	27	30	34	35	38	41	41	42	45	6,0	4,7
Egypt	14	17	18	23	26	29	28	37	39	43	45	44	44	48	48	46	43	45	48	52	56	7,3	6,6
Nigeria	6	7	8	7	8	11	11	11	12	12	11	10	11	15	15	15	16	17	17	18	20	7,4	5,4
South Africa	1	2	2	2	2	1	3	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	5	-3,0	6,6
<b>Middle-East</b>	<b>157</b>	<b>168</b>	<b>175</b>	<b>187</b>	<b>203</b>	<b>215</b>	<b>237</b>	<b>257</b>	<b>280</b>	<b>304</b>	<b>333</b>	<b>344</b>	<b>375</b>	<b>396</b>	<b>411</b>	<b>425</b>	<b>451</b>	<b>480</b>	<b>500</b>	<b>517</b>	<b>539</b>	<b>4,3</b>	<b>6,5</b>
Iran	51	59	62	66	74	82	93	99	109	123	130	136	144	153	152	153	172	184	197	205	219	7,0	7,2
Kuwait	9	9	10	10	9	10	11	12	12	12	13	12	15	17	18	18	18	21	22	23	23	2,3	5,0
Saudi Arabia	34	34	38	39	46	47	51	56	59	61	67	64	73	75	81	82	85	87	91	95	98	2,6	5,4
UAE	30	31	30	36	36	37	40	42	43	48	58	58	61	63	66	67	66	74	75	74	72	-2,5	5,0

Πηγή: <https://www.enerdata.net>

Με βάση τα δεδομένα του πίνακα 3.1 και τις διακυμάνσεις των ποσοστών κατανάλωσης για τα χρονικά διαστήματα 2017-2018 και 2000-2018 προκύπτει το διάγραμμα 3.2, στο οποίο απεικονίζεται η μεταβολή των ποσοστών σε παγκόσμια κλίμακα αλλά και ξεχωριστά για Ευρώπη, Μέση Ανατολή, G7, BRICS, OECD, Αφρική, Ασία, Ωκεανία και Αμερική.



**Διάγραμμα 3-2** Μεταβολή ποσοστού κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά χώρα για τα διαστήματα 2017-2018 & 2000-2018, (Πηγή: Ίδια Επεξεργασία με στοιχεία από <https://www.enerdata.net>)

Παρατηρώντας το διάγραμμα 3.2 και συγκριτικά με το διάγραμμα 2.5 στο οποίο απεικονίζεται η μεταβολή του ποσοστού παραγωγής για τις περιοχές-χώρες και τα ίδια χρονικά διαστήματα, συμπεραίνεται ότι η παραγωγή και η κατανάλωση δεν ακολουθούν το ίδιο μοτίβο. Χαρακτηριστικά παράδειγμα αποτελεί η περιοχή της Ασίας, στην οποία παρατηρείται, το χρονικό διάστημα 2017-2018, αρκετά χαμηλό ποσοστό συμμετοχής στην παραγωγή (2,1%), σε σχέση με το ποσοστό κατανάλωσης (7,4%). Βασικός λόγος για τον οποίο παρατηρείται αυτή η διαφορά είναι το γεγονός η Ασία εξελίσσεται τα τελευταία χρόνια σε μια από τις μεγαλύτερες περιοχές εισαγωγής φυσικού αερίου, εξαιτίας χωρών όπως η Κίνα και η Ινδία. Ακόμα μεγαλύτερη διαφορά εντοπίζεται στις χώρες της Ωκεανίας, όπου η παραγωγή ανέρχεται στο 13,8%, ενώ τα ποσοστά κατανάλωσης αγγίζουν μόλις στο 0,1%, πράγμα το οποίο εξηγείται καθώς η Αυστραλία κατατάσσεται στους τρεις μεγαλύτερους εξαγωγείς φυσικού αερίου στη διεθνή αγορά.

Στον πίνακα 3.2 καταγράφονται τα ποσοστά συμμετοχής του φυσικού αερίου στην συνολική κατανάλωση ενέργειας για διάφορες χώρες της Ε.Ε. (και διασυνδεδεμένα κράτη) για το διάστημα 1998-2017.

**Πίνακας 3-2** Ποσοστά συμμετοχής του φυσικού αερίου στην συνολική κατανάλωση ενέργειας σε χώρες της Ε.Ε. και διασυνδεδεμένες χώρες 1998-2017

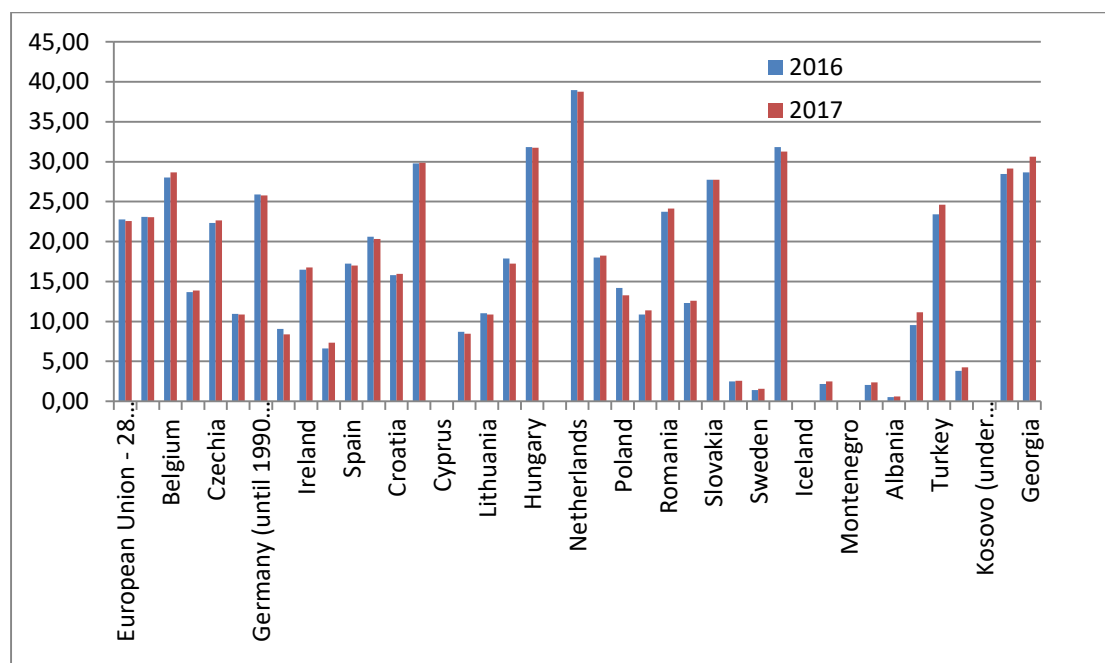
GEO/TIME	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EU-28	23,36	23,63	24,06	24,27	24,12	24,35	24,22	24,27	23,64	22,99	23,28	22,88	24,05	22,66	23,43	23,96	22,12	22,40	22,76	22,57
Euro area	22,75	23,15	23,43	23,51	23,49	23,62	23,49	23,69	23,11	22,66	22,87	22,69	23,93	22,71	23,51	24,12	22,29	22,64	23,11	23,05
Belgium	25,99	26,63	27,74	27,32	28,97	27,80	28,45	27,81	29,26	29,21	28,26	27,43	28,56	26,86	27,89	28,74	26,42	26,97	28,02	28,68
Bulgaria	15,93	13,04	16,14	13,95	12,50	12,03	12,65	14,24	14,72	15,94	15,49	11,70	12,15	13,95	12,96	13,33	13,27	13,84	13,67	13,89
Czechia	25,59	26,27	24,66	26,34	25,93	25,33	24,61	24,70	24,29	23,72	23,61	22,71	25,24	23,60	23,10	23,22	21,43	21,77	22,32	22,66
Denmark	11,98	12,21	11,78	12,21	11,61	11,92	11,53	11,50	11,39	10,90	11,03	11,11	11,68	11,18	11,57	11,69	11,12	10,77	10,96	10,89
Germany	24,23	24,84	25,57	25,54	25,93	25,20	25,58	25,53	25,40	26,03	25,74	25,21	26,16	24,56	25,36	25,94	24,32	24,85	25,88	25,79
Estonia	7,68	6,80	7,35	8,12	6,98	10,13	9,49	9,31	9,61	8,97	7,67	6,74	7,22	7,27	7,70	8,80	8,08	8,14	9,07	8,40
Ireland	10,73	10,88	11,75	11,69	11,33	11,70	12,00	11,52	11,74	11,73	12,50	12,81	14,06	14,62	16,03	16,00	16,00	16,51	16,49	16,75
Greece	0,81	1,16	1,44	1,72	1,84	1,95	2,35	2,91	3,34	3,36	3,98	4,19	4,28	5,98	5,96	6,21	5,66	6,18	6,62	7,35
Spain	12,65	13,52	15,49	16,25	16,81	17,66	18,06	18,82	16,56	16,72	16,23	15,49	16,85	17,08	18,65	19,49	19,07	17,30	17,24	16,99
France	20,15	20,90	20,47	20,30	20,73	21,48	21,61	22,11	21,91	21,40	21,73	21,12	21,88	20,52	21,19	21,77	19,78	19,99	20,61	20,33
Croatia	18,02	17,76	16,86	17,71	16,64	16,72	16,96	17,14	16,64	16,61	17,27	17,26	18,04	17,25	16,05	15,39	15,33	15,11	15,82	15,96
Italy	31,32	31,41	31,41	32,02	31,09	32,04	30,42	30,87	29,63	28,07	28,38	29,59	31,29	30,24	30,41	30,88	28,39	29,42	29,79	29,86
Cyprus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Latvia	9,54	9,49	10,19	10,99	12,45	12,15	12,75	12,83	12,44	12,24	12,36	10,98	12,44	10,58	10,30	9,21	8,65	8,60	8,69	8,46
Lithuania	9,50	8,73	9,70	10,14	10,55	10,52	11,19	12,74	12,58	12,58	12,32	12,45	13,01	12,77	12,77	11,71	10,87	10,86	11,02	10,87
Luxembourg	20,65	20,49	18,98	18,09	18,22	17,31	16,25	15,59	16,43	16,41	16,68	16,83	17,33	15,45	16,09	16,03	15,96	17,02	17,89	17,25
Hungary	40,90	40,54	40,70	42,56	42,28	43,50	43,59	42,32	39,51	35,99	36,26	34,81	36,11	34,54	31,62	32,81	31,60	31,31	31,83	31,77
Malta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Netherlands	44,84	43,51	43,46	43,49	41,94	42,00	41,62	40,89	39,80	37,61	39,31	39,78	42,49	38,63	40,34	41,32	37,46	39,06	38,96	38,77
Austria	17,50	17,77	18,13	19,24	18,41	18,33	18,55	18,09	18,02	17,52	18,05	18,10	18,54	18,34	18,45	18,37	17,64	17,98	18,00	18,25
Poland	10,91	10,90	11,81	12,49	12,76	13,06	13,38	13,77	13,54	13,55	13,49	13,63	13,62	13,43	13,86	14,32	13,88	13,97	14,19	13,29
Portugal	1,50	3,01	4,59	5,93	6,55	6,72	7,03	7,16	7,45	7,97	8,25	8,28	9,08	10,03	10,69	10,50	10,45	10,79	10,88	11,40
Romania	25,25	29,10	29,51	30,71	31,36	32,91	31,05	30,47	32,46	28,24	28,54	26,98	27,32	27,06	26,41	26,26	25,46	24,53	23,72	24,15

GEO/TIME	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Slovenia	14,38	14,52	12,84	13,11	12,95	13,51	13,88	13,64	13,35	13,27	12,23	11,92	12,38	11,56	11,23	11,33	11,35	11,97	12,33	12,61
Slovakia	39,24	40,85	41,99	38,13	35,92	35,81	33,42	37,76	36,38	34,34	34,31	30,83	33,67	30,14	30,67	31,83	28,25	27,74	27,74	27,76
Finland	5,31	5,06	3,90	3,91	3,55	3,46	3,47	3,47	3,50	3,57	3,39	3,09	3,16	3,16	2,93	2,99	2,86	2,67	2,48	2,57
Sweden	1,24	1,33	1,32	1,49	1,40	1,53	1,61	1,58	1,64	1,70	1,55	1,49	1,71	1,78	1,86	1,59	1,72	1,82	1,42	1,58
United Kingdom	36,80	35,75	36,80	36,96	36,24	36,93	36,99	36,19	35,03	33,79	34,85	33,89	35,72	32,49	34,38	34,59	31,21	31,38	31,83	31,28
Iceland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norway	0,00	0,00	1,00	1,00	0,78	1,03	1,17	1,21	1,30	1,38	1,59	1,65	1,64	1,82	2,20	2,24	2,29	2,34	2,19	2,48
North Macedonia	0,00	0,23	0,45	1,89	2,21	1,86	1,99	2,85	2,83	2,65	2,50	2,30	2,32	2,29	1,22	1,49	1,87	1,71	2,06	2,36
Albania	0,08	0,19	0,06	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,04	0,04	0,08	0,19	0,28	0,33	0,57	0,53	0,60
Serbia	13,82	13,40	14,20	12,92	10,25	10,12	11,39	10,47	10,72	12,85	14,05	9,73	10,63	10,00	10,92	12,22	8,80	9,37	9,55	11,17
Turkey	7,43	8,11	8,84	10,59	10,43	12,70	13,57	15,61	18,49	19,50	19,00	16,40	18,22	22,90	22,56	24,09	24,02	24,36	23,42	24,63
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	3,58	3,97	3,83	4,26
Ukraine	35,34	40,39	40,08	39,75	38,83	37,72	38,35	39,64	38,82	38,58	38,63	35,67	35,52	35,25	32,68	32,17	31,64	29,05	28,46	29,15
Georgia	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	23,51	29,28	30,18	28,67	30,63

Σημείωση: Όπου αναγράφεται το σύμβολο : σημαίνει ότι τα δεδομένα για την συγκεκριμένη χώρα δεν είναι διαθέσιμα.

Πηγή: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00118>

Με βάση τα δεδομένα του παραπάνω πίνακα 3.2 προκύπτει το διάγραμμα 3.3, στο οποίο παρατηρείται η διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής του φυσικού αερίου στην συνολική κατανάλωση ενέργειας της κάθε χώρας για τα χρονικά διαστήματα 2016 και 2017.



**Διάγραμμα 3-3** Διακύμανση ποσοστού φυσικού αερίου στη συνολική κατανάλωση ενέργειας, (Πηγή: ίδια Επεξεργασία με στοιχεία από <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00118>)

Αξιοσημείωτα είναι τα χαμηλά ποσοστά που παρουσιάζουν ορισμένες χώρες το 2017, όπως η Νορβηγία (2,48%), η Σουηδία (1,58%), η Φινλανδία (2,57%) και η Ισλανδία (μηδενικό ποσοστό), καθώς είναι ευρέως γνωστό ότι οι παραπάνω χώρες χρησιμοποιούν σε μεγαλύτερο ποσοστό ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών τους. Επίσης χαμηλά έως μηδενικά ποσοστά την ίδια χρονιά παρουσιάζουν και η Αλβανία (0,6%), η Βόρεια Μακεδονία (2,36%), η Βοσνία (4,26%), ενώ τα ποσοστά της Κύπρου, του Μαυροβουνίου, της Μάλτας και του Κοσόβου είναι μηδενικά. Μεγαλύτερα ποσοστά συμμετοχής καταγράφονται σε Ελλάδα (7,35%), Εσθονία (8,4%), Λετονία (8,46%), Λιθουανία (10,87%), Δανία (10,89%), Σερβία (11,17%), Πορτογαλία (11,4%), Σλοβενία (12,61%), Βουλγαρία (13,89%) και Πολωνία (13,29%). Το φυσικό αέριο συμμετέχει στη συνολικά κατανάλωση ενέργειας, σε ποσοστό άνω του 15% και κάτω του 20% σε Κροατία (15,96%), Ισπανία (16,99%), Ιρλανδία (16,75%), Λουξεμβούργο (17,25%) και Αυστρία (18,25%). Η μεγαλύτερη κατανάλωση φυσικού αερίου, ως ποσοστού συμμετοχής στην κατανάλωση ενέργειας, σε ποσοστά πάνω από 20% παρατηρείται σε Βέλγιο (28,68%), Γαλλία (20,33%), Τσεχία (22,66%), Γερμανία (25,79%), Ιταλία (29,86%),

Ολλανδία (38,77%), Ουγγαρία (31,77%), Ηνωμένο Βασίλειο (31,28%), Ρουμανία (24,15%), Σλοβακία (27,76%), Γεωργία (30,63%), Τουρκία (24,63%) και Ουκρανία (29,15%). Οι αυξομειώσεις στην κατανάλωση του φυσικού αερίου για τις περισσότερες χώρες μεταξύ 2016 και 2017 είναι αμελητέες, με εξαίρεση τη Σερβία, στην οποία η κατανάλωση αυξήθηκε από 9,55% σε 11,17% και τη Γεωργία, που αντίστοιχα αυξήθηκε από 28,67% σε 30,63%.

## 3.2 Εξέλιξη Ζήτησης Φυσικού Αερίου

### 3.2.1 Προοπτικές ανά χώρα

Τα επόμενα χρόνια η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου σύμφωνα το IEA (2018) προβλέπεται να αυξηθεί στα 4.116 Bcm μέχρι το 2023 και, περαιτέρω, στα 4.398 Bcm μέχρι το 2030. Πολλοί παράγοντες συμβάλλουν στην εξέλιξη της κατανάλωσης. Οι κυριότεροι είναι το αυξανόμενο ΑΕΠ στις αναπτυσσόμενες χώρες, η μείωση του πετρελαίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η οικονομική ανάπτυξη που παρουσιάζουν τα τελευταία χρόνια αναπτυσσόμενες χώρες, όπως η Κίνα, η Ινδία και η Βραζιλία.

Κέντρο της ανάπτυξης αναμένεται να παραμείνει μέχρι το 2023 η ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας με επίκεντρο την Κίνα, η κατανάλωση φυσικού αερίου της οποίας αυξήθηκε κατά 15% το 2017, με το πρόγραμμα στροφής στο φυσικό αέριο στους βιομηχανικούς και οικιακούς τομείς της, ενώ επιπρόσθετα προβλέπεται ότι θα έχει ετήσιο ρυθμό αύξησης 8% για τα επόμενα τέσσερα χρόνια. Πέρα από την Κίνα και άλλες αναπτυσσόμενες χώρες της Ασίας αναμένεται μέσα στην επόμενη τετραετία να αυξήσουν την ζήτησή τους σε φυσικό αέριο, όπως η Ινδία, το Μπαγκλαντές και το Πακιστάν. Αντιθέτως με τις αναπτυσσόμενες χώρες της Ασίας, στις πιο «ώριμες» αγορές της ευρύτερης περιοχής όπως η Ιαπωνία αναμένεται να σημειωθεί μείωση της κατανάλωσης, με εξαίρεση την Αυστραλία και την Κορέα. Επίσης μικρή πτώση αναμένεται να έχουν οι χώρες της Ευρασίας με ετήσιο ρυθμό περίπου 0,2%, ενώ αυξήσεις στις χώρες της Κασπίας και της Κεντρικής Ασίας προβλέπονται να αντισταθμιστούν με μειώσεις στη Ρωσία και την Ουκρανία. Τέλος, οι αυξημένες ανάγκες παραγωγής ενέργειας στο Ιράν και τη Σαουδική Αραβία πρόκειται να επιφέρουν αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου στη Μέση Ανατολή κατά μέσο όρο 2,5% ετησίως.

Στην Ευρώπη, όπως η παραγωγή φυσικού αερίου έτσι και η ζήτηση θα ακολουθήσει πτωτική τάση κατά 11 Bcm τα επόμενα τέσσερα χρόνια, καθώς η αύξηση στη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι πλέον γεγονός. Σταθερή προβλέπεται η κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό και στον υπόλοιπο βιομηχανικό τομέα.

Από την πλευρά της Βορείου Αμερικής προβλέπεται τα επόμενα χρόνια μια μικρή άνοδος της κατανάλωσης φυσικού αερίου της τάξης του 1,2%, συμβάλλοντας έτσι στη συνολική παγκόσμια κατανάλωση κατά 20%. Γενικότερα προβλέπεται ότι οι ΗΠΑ πρόκειται να αποτελέσουν το 80% της συνολικής ανάπτυξης της ευρύτερης περιοχής, πράγμα που οφείλεται στην παραγωγή σχιστολιθικού αερίου.

Όσον αφορά στη Λατινική Αμερική, η ζήτηση προβλέπεται αυξητική κυρίως στην Αργεντινή και τη Βραζιλία, με ρυθμό 1,6% ετησίως. Στην Αργεντινή, λόγω αυξημένης παραγωγής φυσικού αερίου, η κατανάλωση αναμένεται να αυξηθεί με μεγαλύτερο ρυθμό της τάξης του 2%. Στη Βραζιλία αντίστοιχα αναμένεται να υπάρξει μείωση της κατανάλωσης στον βιομηχανικό τομέα και στον τομέα μεταφορών, εξισορροπώντας την όμως με αύξηση στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής.

Τέλος στην Αφρική αναμένεται να καταγραφεί ετήσια αύξηση της ζήτησης κατά 2,3% μέχρι το 2023, λόγω των αυξημένων ενεργειακών αναγκών της Βόρειου Αφρικής και συγκεκριμένα στην Αίγυπτο. Ακόμα θετικές προοπτικές προβλέπονται για τις αναπτυσσόμενες αγορές στις χώρες της υποσαχάριας Αφρικής με την εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου και με την ανάπτυξη εγκαταστάσεων εισαγωγών υγροποιημένου φυσικού αερίου.

### 3.2.2 Προοπτικές ανά τομέα

Ο τομέας εκείνος στον οποίο προβλέπεται ότι θα αυξηθεί σε μεγάλο βαθμό η κατανάλωση φυσικού αερίου μέχρι το 2023 είναι ο βιομηχανικός, σε αντίθεση με άλλους τομείς όπως η ηλεκτροπαραγωγή που τα προηγούμενα χρόνια οδηγούσε την ανάπτυξη της κατανάλωσης. Αναλυτικότερα η ζήτηση φυσικού αερίου στον βιομηχανικό κλάδο αναμένεται να αυξηθεί με ρυθμό 2,8%, κυρίως λόγω της ανάπτυξης των αναπτυσσόμενων οικονομιών, όπως εκείνης της Ασίας καταγράφοντας αύξηση της ζήτησης +5% (IEA, 2018). Η Κίνα αναδεικνύεται στο βιομηχανικό κλάδο ως μεγάλος καταναλωτής φυσικού αερίου με ετήσια αύξηση 8%, προωθούμενη από την ανάπτυξη της οικονομίας της και τις περιβαλλοντικές πολιτικές αντικατάστασης καυσίμων. Μέχρι το 2023 προβλέπεται ότι η ετήσια κατανάλωση θα ξεπεράσει αυτή της Ευρασίας και θα πλησιάσει αυτήν της Ευρώπης (130 Bcm). Η ανάπτυξη στις ασιατικές χώρες στον βιομηχανικό κλάδο αφορά και στον τομέα των καυσίμων στις διάφορες βιομηχανικές διεργασίες και στις μη ενεργειακές χρήσεις όπως τα πετροχημικά ή τα λιπάσματα. Στη Βόρεια Αμερική και τη Μέση Ανατολή, περιοχές αρκετά πλούσιες σε φυσικό αέριο, οι οποίες επωφελούνται από τους ανταγωνιστικούς εγχώριους πόρους, αναμένεται αύξηση στις εξαγωγές στον τομέα των πετροχημικών, ωθώντας στην αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου στις δυο περιοχές κατά 2,2% και 2,8% αντίστοιχα.



Οι έρευνες δείχνουν πως η χρήση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή θα έχει μικρότερη ανάπτυξη στην Ασία και την Μέση Ανατολή, σε σχέση με το βιομηχανικό κλάδο, της τάξης του 1,1% σε ετήσια βάση μέχρι το 2023, παρά την ανοδική πορεία της ζήτησης στον κλάδο αυτό τις τελευταίες δεκαετίες (IEA, 2018). Γενικά η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο, άνθρακα και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξήθηκε στο διάστημα 2010- 2015 στα 2.754 TWh με ετήσιο ρυθμό 2,4%. Επίσης σε πολλές αγορές το φυσικό αέριο πρόκειται να συρρικνωθεί λόγω μεγάλου ανταγωνισμού με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και με τα χαμηλότερου κόστους καύσιμα όπως ο άνθρακας. Εκτός αυτού στις πιο «ώριμες» αγορές παρατηρείται μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου και ως εκ τούτου ήδη από το 2017 η αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου έχει αρχίσει να επιβραδύνεται. Όπως είναι αναμενόμενο, αυτή η κατάσταση πρόκειται να επηρεάσει περισσότερο στο μέλλον τις τελικές επενδυτικές αποφάσεις στο βασικό μηχανολογικό εξοπλισμό που χρησιμοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο (π.χ. αεροστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου). Πριν το 2017, οι τελικές επενδυτικές αποφάσεις για τέτοιο εξοπλισμό παρέμεναν σταθερές, ενώ από το 2017 και έπειτα η βιομηχανία αυτή βίωσε μεγάλη πτώση.

Στον εμπορικό και οικιακό τομέα η κατανάλωση φυσικού αερίου προβλέπεται να αυξηθεί κατά μέσο όρο 1,3% φθάνοντας τα 840 Bcm ετησίως μέχρι το 2023. Η Κίνα κατέχει πρωτεύοντα ρόλο σε αυτούς τους κλάδους, αντιπροσωπεύοντας σχεδόν το 50% της παγκόσμιας ανάπτυξης, καθώς υιοθετεί περιβαλλοντικές πολιτικές που στοχεύουν στην βελτίωση της ποιότητας του αέρα και στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα (IEA, 2018).

Η ζήτηση φυσικού αερίου ως καύσιμο στις μεταφορές δυνητικά πρόκειται να αυξηθεί κατά 2,6% σε ετήσια βάση, με συνολικό διακινούμενο όγκο που θα φθάνει τα 140 Bcm ανά έτος μέχρι το 2023 (IEA, 2018). Η Κίνα αναμένεται η κυρίαρχη χώρα και στον τομέα αυτό, καθώς στοχεύει μέχρι το 2023 να προσθέσει στον στόλο της οχήματα που θα καίνε ως καύσιμο συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG) και υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG). Η χρήση του LNG ως καύσιμο σε πλοία, παρότι ενθαρρύνεται αρκετά από τις διεθνείς μεταρρυθμίσεις λόγω των χαμηλών εκπομπών θείου, αζώτου και άνθρακα στην ατμόσφαιρα, παραμένει ακόμα και στο μεσοπρόθεσμο ορίζοντα περιορισμένη, καθώς υπάρχουν θέματα κόστους από την πλευρά των πλοιοκτητών. Τα κόστη αυτά αναφέρονται στην τρέχουσα έλλειψη υποδομών ανεφοδιασμού και στο υψηλότερο κόστος αναβάθμισης. Επίσης, η απώλεια χωρητικότητας φορτίου λόγω της απαίτησης μεγαλύτερου χώρου για τις δεξαμενές αποθήκευσης και γενικότερα η αυξημένη τεχνική πολυπλοκότητα για ανεφοδιασμό και συντήρηση αποτελούν ακόμη προβλήματα, που όμως στο μέλλον πρόκειται να ξεπεραστούν. Προς το παρόν μόνο 220 πλοία χρησιμοποιούν ως καύσιμο LNG, ωστόσο μέχρι το 2020 προβλέπεται να τεθούν σε λειτουργία ακόμα 100 πλοία (εξαιρουμένων των ήδη σε λειτουργία δεξαμενόπλοιων μεταφοράς LNG,

με δυνατότητα χρησιμοποίησης LNG ως καύσιμο). Τα πλοία που είναι ήδη σε λειτουργία είναι κυρίως μικρά πλοία επιβατηγά, οχηματαγωγά, ρυμουλκά και περιπολικά, καθώς δεν εκτελούν μεγάλα δρομολόγια και δεν απαιτείται η αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων καυσίμων. Τέλος, πολλές εταιρίες κρουαζιερόπλοιων δείχνουν μεγάλο ενδιαφέρον για τη δυνητική χρήση του LNG ως καύσιμο διευρύνοντας περισσότερο την φιλική προς το περιβάλλον πολιτική τους.

## Κεφάλαιο 4. ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

### 4.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία του IGU (2019), το φυσικό αέριο αντιπροσωπεύει λίγο κάτω από το ένα τέταρτο της παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας και από αυτό το 10,7% (το 2017) παρέχεται στην αγορά με την μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου. Τα προηγούμενα χρόνια, ο εφοδιασμός των αγορών με LNG αναπτύχθηκε με ρυθμούς που αγγίζουν το +8,3% ετησίως από το 2000 μέχρι το 2010, πολύ μεγαλύτερους από κάθε άλλη πηγή προμήθειας φυσικού αερίου. Ωστόσο η μείωση της παραγωγής και ο αυξανόμενος ανταγωνισμός του φυσικού αερίου με αγωγούς από τις αναπτυσσόμενες ανταγωνιστικές αγορές μετρίασαν στις αρχές του 2010 μετρίασαν τους ρυθμούς ανάπτυξης. Η εξέλιξη όμως της τεχνολογίας οδήγησε στις μεγάλες αυξήσεις της ικανότητας ρευστοποίησης με τους κατάλληλους σταθμούς και την ενίσχυση του διεθνούς εμπορίου LNG. Έτσι υπήρξαν οι κατάλληλες συνθήκες για επιστροφή στην ανάπτυξη και περεταίρω αύξηση της κατανάλωσης LNG, θέτοντας το 2017 νέο ρεκόρ διεθνώς.

Σε γενικότερη ανάλυση η εικόνα του διεθνούς εμπορίου υγροποιημένου φυσικού αερίου προδιαθέτει ότι θα αυξηθεί στα 500 Bcm μέχρι το 2023 (IEA, 2018), λόγω της αυξανόμενης ζήτησης στις ασιατικές αγορές. Στο ίδιο χρονικό διάστημα, οι ΗΠΑ προβλέπεται να ξεπεράσουν την Αυστραλία, περνώντας στην δεύτερη θέση εξαγωγών LNG παγκοσμίως. Οι χώρες της Ευρασίας βρίσκονται στην αναζήτηση νέων και διαφορετικών αγορών που εισάγουν φυσικό αέριο και ταυτόχρονα η Κίνα παραμένει στην κορυφή των εισαγωγών. Επίσης, η εξάρτηση της Ευρώπης από χώρες που εξαγουν φυσικό αέριο αυξάνεται περισσότερο, λόγω μειωμένης εγχώριας παραγωγής και του αντίκτυπου στο Groningen της Ολλανδίας.

Οι εισαγωγές και εξαγωγές του φυσικού αερίου είναι άμεσα εξαρτώμενες με τον τρόπο μεταφοράς του, ενώ αντίστοιχα ο τρόπος μεταφοράς του φυσικού αερίου εξαρτάται κατά βάση από τη γεωγραφική θέση του κοιτάσματος, το περιβάλλον εξόρυξης, την απόσταση των δυνητικών αγορών και τις χρήσεις για τις οποίες προορίζεται.

### 4.2 Χερσαίες Εγκαταστάσεις Υγροποίησης Φυσικού Αερίου

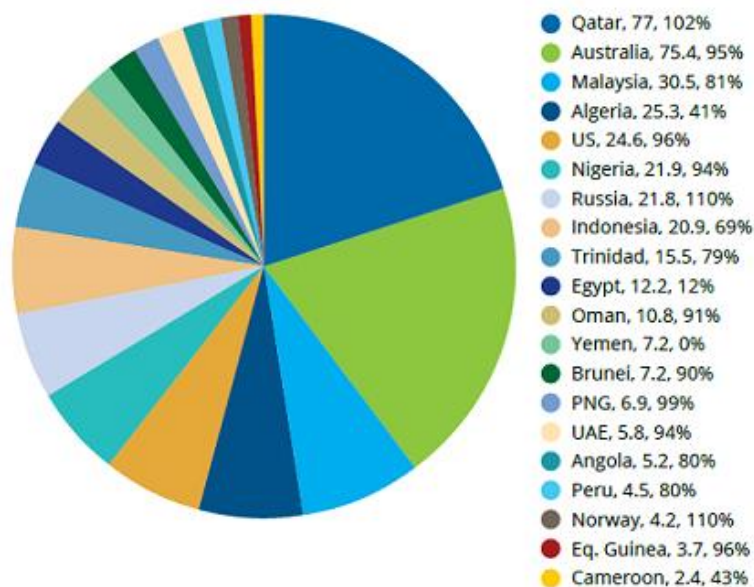
Σύμφωνα με έρευνα του IGU (2019), η χρήση των χερσαίων εγκαταστάσεων υγροποίησης σε παγκόσμια κλίμακα είχε ανοδική πορεία το 2018 (85% σε σχέση με το 2017 που κυμαινόταν στο 83%), ποσοστό που είχε να παρατηρηθεί στην αγορά από το 2013. Αυτό συνδέεται με την αύξηση της ζήτησης και της προσφοράς, καθώς

νέες χώρες έχουν εισέλθει και εισέρχονται με το χρόνο στην αγορά του φυσικού αερίου και οι εγκαταστάσεις υγροποίησης μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως μέσο τόσο εισαγωγών όσο και εξαγωγών LNG. Αυτό δημιουργεί νέες προοπτικές και ανακατατάξεις στο χώρο. Πιο συγκεκριμένα, για τις περισσότερες από τις ήδη υπάρχουσες εγκαταστάσεις υγροποίησης παρατηρήθηκε ποσοστό χρήσης της τάξης του 90% και αυτό αφορά χώρες όπως η Αυστραλία, η Νιγηρία, το Κατάρ, η Παπούα Νέα Γουινέα, η Ρωσία, το Ομάν, η Νορβηγία, το Σουλτανάτο του Μπρουνέι και η Ισημερινή Γουινέα.

Η αύξηση προσφοράς που παρατηρήθηκε το 2018 συσχετιζόταν κατά βάση με νέα έργα, τα οποία συνέβαλαν στην αύξηση παραγωγής LNG. Ορισμένα παραδείγματα αποτελούν το Yamal LNG στη Ρωσία με μια αύξηση + 7,5 MT, τα Wheatstone LNG και Gorgon LNG στην Αυστραλία με αύξηση +6,1 MT και +4,3 MT αντίστοιχα, καθώς επίσης και το Sabine Pass LNG στις ΗΠΑ με αύξηση + 5,6 MT (IGU, 2019). Επίσης, άλλα νέα έργα, τα οποία τέθηκαν σε λειτουργία το 2017 αυξάνοντας την δυναμικότητα ήδη υπαρχόντων, αποτελούν έργα στο Τρινιντάντ οδηγώντας σε αύξηση των εξαγωγών LNG στον Ατλαντικό κατά 14%, το 2018. Επιπλέον, με την έναρξη εκμετάλλευσης του κοιτάσματος Khazzan αυξήθηκαν οι εξαγωγές LNG στο Ομάν κατά 18%. Παράλληλα διπλάσια φαίνεται να είναι η δραστηριότητα από το 2017 έως τις αρχές του 2018 των εγκαταστάσεων υγροποίησης Idku στην Αίγυπτο αγγίζοντας το 40%, λόγω της μελλοντικής αύξησης της παραγωγής από την εκμετάλλευση νέων κοιτασμάτων, η οποία συνεχίστηκε και το 2019.

Ο αντίκτυπος δεν ήταν για όλες τις χώρες θετικός, παρόλη την αύξηση των εξαγωγών στις περισσότερες χώρες όπως περιγράφηκε παραπάνω. Αυτό οφείλεται στην αύξηση του ανταγωνισμού στην Ευρώπη με το φυσικό αέριο που τροφοδοτείται με δίκτυο αγωγών. Παράδειγμα αποτελεί η Μαλαισία όπου παρατηρήθηκε μια πτώση της τάξης 9% στις εξαγωγές LNG και, ακολούθως, η Ινδονησία όπου η δραστηριότητα των εγκαταστάσεων υγροποίησης φυσικού αερίου μειώθηκε λόγω της μειωμένης διαθεσιμότητας τροφοδοσίας. Αντίστοιχη μείωση εξαγωγών παρατηρήθηκε και στην Αλγερία, καθώς επίσης ένας σεισμός 7,5 της κλίμακας ρίχτερ στην Παπούα Νέα Γουινέα το Φεβρουάριο του 2018 προκάλεσε ζημιές στις εγκαταστάσεις και διακοπή της λειτουργίας των. Στο παρακάτω διάγραμμα 4.1 παρουσιάζονται τα ποσοστά δραστηριότητας των εγκαταστάσεων υγροποίησης και η ονομαστική χωρητικότητά τους σε MTPA σε διάφορες χώρες, σύμφωνα με μελέτη του IGU (2019). Όπως φαίνεται στο διάγραμμα, είκοσι χώρες κατέχουν στη διεθνή αγορά υγροποιημένου φυσικού αερίου πρωταγωνιστικό ρόλο. Στις πιο σημαντικές συγκαταλέγονται το Κατάρ, που κατείχε την πρώτη θέση με χωρητικότητα των εγκαταστάσεών του στους 77 MTPA μέχρι τον Ιανουάριο του 2019 οπότε και ξεπεράστηκε από την Αυστραλία με δυνατότητα υγροποίησης 79,9 MTPA. Συνολικά το Κατάρ, η Αυστραλία, η Μαλαισία, η Αλγερία, οι ΗΠΑ, η Νιγηρία,

η Ρωσία και η Ινδονησία αποτελούν περίπου το 77% της παγκόσμιας δυνατότητας υγροποίησης φυσικού αερίου.



**Διάγραμμα 4-1** Ονομαστική χωρητικότητα (σε MTPA) και ποσοστό δραστηριότητας των χερσαίων μονάδων υγροποίησης ανά αγορά (2018), (Πηγή: IGU, 2019)

### 4.3 Μεταφορά LNG

Η μεταφορά του LNG μπορεί να πραγματοποιηθεί με τρία διαφορετικά μέσα: με συμβατικά δεξαμενόπλοια, με πιο εξελιγμένα πλωτά μέσα και με ειδικά φορτηγά. Στην πρώτη περίπτωση γίνεται λόγος για δεξαμενόπλοια που φέρουν κατάλληλο εξοπλισμό με διάρκεια ζωής 30-35 έτη, για να μεταφέρουν υγροποιημένο φυσικό αέριο σε μακρινές αποστάσεις και χρησιμοποιούνται για μακροχρόνιες συμβάσεις (Καρώνης, 2014). Διακρίνονται σε δυο βασικές κατηγορίες ανάλογα με το σχήμα των δεξαμενών που φέρουν, σε εκείνα με πρισματικές και με σφαιρικές δεξαμενές. Οι δεξαμενές αυτές είναι ειδικά κατασκευασμένες έτσι ώστε να προσφέρουν ειδική μόνωση στο εσωτερικό τους, προκειμένου να αποφεύγονται απώλειες από την εξάτμιση του LNG (BOG-boil of gas). Πολλά πλοία LNG χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο που εξατμίζεται (boil of gas) ως συμπληρωματικό καύσιμο κατά τη διάρκεια ενός δρομολογίου. Η χωρητικότητά τους κυμαίνεται από 120.000 έως 267.000 κυβικά μέτρα LNG. Το πρώτο δεξαμενόπλοιο που εκτέλεσε ένα τέτοιο δρομολόγιο ήταν το MV Methane Pioneer το 1959, το οποίο μετέφερε LNG από την Λίμνη Charles στη Louisiana προς το νησί Canvey στο Ηνωμένο Βασίλειο. Μετέπειτα τα εμπορικά δρομολόγια ξεκίνησαν από το 1964 με τα MV Methane Progress και MV Princess από την Αλγερία προς το Canvey (GIIGNL, 2009). Στην παρακάτω εικόνα 4.1

φαίνονται δυο χαρακτηριστικά δεξαμενόπλοια LNG με πρισματικής δομής και σφαιρικής δομής δεξαμενές αντίστοιχα.



**Εικόνα 4-1** Δεξαμενόπλοιο LNG πρισματικού τύπου (αριστερά) και σφαιρικού τύπου (δεξιά)  
(Πηγή: BV 2009 , GIIGNL 2009)

Σε περιπτώσεις όπου τα κοιτάσματα φυσικού αερίου βρίσκονται εκατοντάδες χιλιόμετρα μακριά από την ακτή, αντί να εγκατασταθεί υποθαλάσσιο δίκτυο αγωγών, πράγμα που αυξάνει το κόστος της δραστηριότητας σημαντικά, η εγκατάσταση Υγροποίησης Φυσικού Αερίου τοποθετείται επάνω σε ένα πλωτό μέσο. Τα πλωτά αυτά μέσα καλούνται LNG FPSO και έχουν την δυνατότητα να παράγουν φυσικό αέριο, να το υγροποιούν, να το αποθηκεύουν και να το μεταφέρουν, με δυναμικότητα παραγωγής από 0,5 έως 3,6 ΜΤΡΑ (IGU, 2019). Τα FLNG, όπως πιο απλά καλούνται, έχουν πολλά πλεονεκτήματα έναντι της μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου με συμβατικά δεξαμενόπλοια, καθώς πολλές φορές οι απαιτούμενες υποδομές στα λιμάνια (αποβάθρες, θέσεις αγκυροβόλησης) μπορεί να είναι ανεπαρκείς (IGU 2015-2018). Στην παρακάτω εικόνα 4.2 φαίνεται ένα από τα μεγαλύτερα FLNG, το Prelude FLNG υπό την ιδιοκτησία της Shell.



**Εικόνα 4-2** LNG FPSO Prelude \_Shell Global (Πηγή: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng.html>)

Ένα από τα βασικά πλεονεκτήματα των LNG FPSO είναι η δυνατότητά τους να μετακινούνται σε διαφορετικές τοποθεσίες ανάλογα με το στάδιο της παραγωγής. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι με το τέλος εκμετάλλευσης ενός κοιτάσματος μπορεί το πλοίο να μεταφερθεί και να χρησιμοποιηθεί στην εκμετάλλευση ενός άλλου, χωρίς απαραίτητα την αύξηση του στόλου. Συνεπώς με τη χρήση των FLNG αποφεύγονται μη ανακτήσιμες δαπάνες (sunk costs), όπως συμβαίνει στην περίπτωση μείωσης της παραγωγής σε εκμετάλλευση κοιτάσματος σε ξηρό περιβάλλον (IGU 2015-2018). Πολλές φορές τα έργα LNG παγκόσμιας κλίμακας ενέχουν προϋπολογισμό πολλών δισ. δολαρίων που στην περίπτωση μιας καθυστέρησης του χρονοδιαγράμματος κατά την κατασκευή ενός LNG FPSO επιβαρύνονται οι εταιρίες με επιπλέον έξοδα. Για τον λόγο αυτό υπάρχουν διάφορες εμπορικές ρυθμίσεις (εκμίσθωσης-leasing) δίνοντας την δυνατότητα έτσι στις εταιρίες να αποφύγουν την αρχική δαπάνη κεφαλαίου.

Η πρώτη προσπάθεια τοποθέτησης εγκατάστασης υγροποίησης φυσικού αερίου πάνω σε δεξαμενόπλοιο έγινε τη δεκαετία του 1950 και σύμφωνα με στοιχεία IGU (2015-2018) μέχρι τον Μάιο του 2018 ήταν σε λειτουργία μόνο δυο LNG FPSO. Στον παρακάτω πίνακα 4.1 παρατίθενται ορισμένα παραδείγματα εταιρειών που χρησιμοποιούν LNG FPSO διαφόρων χωρών με βάση την παραγωγή (σε MTPA), το έτος έναρξης και την εξέλιξη του κάθε έργου. Επίσης αναγράφονται και έργα τα οποία είναι στο στάδιο προγραμματισμού-σχεδίασης (Planning-Pre-engineering phase)

**Πίνακας 4-1** LNG FPSO διαφόρων χωρών με βάση την παραγωγή σε MTPA και το έτος έναρξης

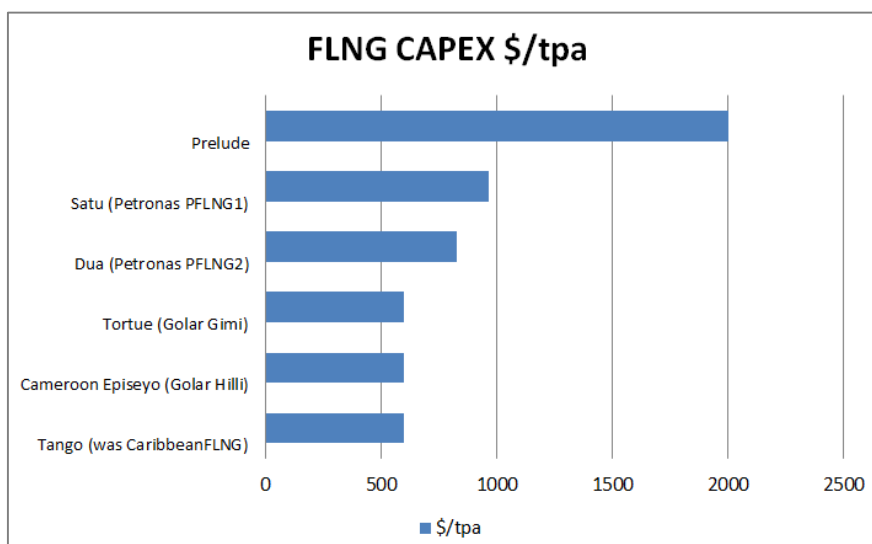
Country	Developer	Project	MTPA	Start-Up	Update
<b>Construction</b>					
Malaysia	Petronas	PFLNG Satu, Kanowit Field	1.2	2016	<i>Operational 2016 – moved to second field</i>
Australia	Shell	Prelude	3.6	2017	<i>In commissioning - first cargo of condensate exported</i>
Cameroon	SNH/Perenco/Golar LNG	Kribi (Golar Hilli Episeyo)	1.2	2017	<i>Operational 2017</i>
Malaysia	Petronas	PFLNG2, Rotan Field	1.5	2020	<i>In construction</i>
Equatorial Guinea	Ophir	Fortuna (Golar Gandria)	2.2	2019	<i>Cancelled – was well advanced but Ophir licence expired</i>
TBA	Exmar	Caribbean FLNG	0.5	TBA	<i>Relocated to Argentina – in commissioning</i>
TBA	Exmar	Speculative	0.6	TBA	<i>Cancelled</i>
<b>Planning/Pre-engineering Phase</b>					
Australia	ExxonMobil	Scarborough/Thebe	6.5	TBA	<i>Cancelled – now planned as onshore using an existing plant</i>
Australia	Woodside	Browse FLNG1	3.6	TBA	<i>Cancelled – now planned as onshore using an existing plant</i>
Australia	Woodside	Browse FLNG2	3.6	TBA	<i>Cancelled – now planned as onshore using an existing plant</i>
Australia	Woodside	Sunrise	4.0	TBA	<i>On hold</i>
Cameroon	NewAge/Euroil/Lukoil	Etinde	1.0	TBA	<i>On hold</i>
Canada	Altagas/EDFT/Idemitsu	Exmar Kitimat	0.6	2018	<i>Cancelled</i>
Canada	Orca LNG	Orca LNG	4.0	2020	<i>On hold</i>
Canada	Altagas	Triton	2.0	2020	<i>On hold</i>
Congo	NewAge/SNPC	BLNG	1.0	2019	<i>On hold</i>
Indonesia	Inpex/Shell	Abadi	7.5	On hold	<i>Cancelled – now planned as onshore plant</i>
Israel	Noble Energy	Tamar	3.4	TBA	<i>Shelved</i>
Mozambique	ENI	Coral South	2.5	2020	<i>In construction – now referred to as Coral FLNG</i>
Tanzania	Ophir/BG/Stat oil	Mzia/Chaza/Jodari	2.5	TBA	<i>Cancelled – now planned as onshore using an existing plant</i>
USA	Excelerate Energy	Lavaca Bay	4.4	On hold	<i>Cancelled</i>
USA	Delfin	Delfin LNG	5.0	TBA	<i>Planning – Golar LNG selected</i>
USA	McMoran Exploration	Main Pass Energy	4.0	TBA	<i>Feasibility stage</i>
USA	Cambridge Energy	CE FLNG	2.5	TBA	<i>Feasibility stage</i>
Canada	Steelhead LNG	Kwispaa LNG - Four 3.5 mtpa FLNG units	14	TBA	<i>Cancelled/on hold</i>
Mauritania/Senegal	Kosmos/BP	Tortue	2.5	2022	<i>Added – not identified in 2016 report.</i>

**Σημείωση:** όπου αναγράφεται TBA σημαίνει ότι δεν είναι ακόμα διαθέσιμο τότε θα τεθεί σε λειτουργία, ενώ On hold σημαίνει ότι είναι σε αναμονή.

Πηγή: Songhurst, 2019



Στο διάγραμμα 4.2 φαίνονται ενδεικτικά τα κόστη ορισμένων έργων FLNG σε δολάρια/τόνο σε ετήσια βάση. Τα κόστη κεφαλαίου των παραπάνω έργων FLNG κυμαίνονται από \$600/τρα έως \$2.000/τρα. Συγκεκριμένα το κόστος των Tortue, Cameroon Episeyo και του Tango FLNG ανέρχεται στα \$600/τρα, αντίστοιχα, για το Dua FLNG στα \$800/τρα και για το Satu FLNG στα \$900/τρα. Τέλος το κόστος για το Prelude FLNG ανέρχεται στα \$2.000/τρα.



**Διάγραμμα 4-2** Κόστη FLNG σε \$/τρα (Πηγή: Songhurst, 2019)

Με βάση στοιχεία του IGU (2019), η συνολική (onshore & offshore) δυνατότητα υγροποίησης φυσικού αερίου παγκοσμίως κυμαινόταν στα 392,9 ΜΤΡΑ το Φεβρουάριο 2019, ενώ έχουν προταθεί δυνητικά έργα χωρητικότητας 843 ΜΤΡΑ κυρίως από τον Καναδά και τις ΗΠΑ. Με την εξέλιξη της τεχνολογίας των πλωτών μέσω υγροποίησης πολλές χώρες-εξαγωγείς εισήλθαν στην αγορά, όπως ο Καναδάς, η Μοζαμβίκη, η Σενεγάλη και η Μαυριτανία με έργα που ακόμα είναι υπό ανάπτυξη. Επίσης, εντός του 2019 προβλεπόταν να ξεκινήσει εξαγωγές η Αργεντινή με το Tango FLNG δυναμικότητας 0,5 ΜΤΡΑ προκειμένου να ενισχυθεί η εποχιακή ζήτηση φυσικού αερίου. Το Tango FLNG αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα της ευελιξίας που προσφέρει η τεχνολογία των κινητών μονάδων υγροποίησης σε μια εποχή που οι ραγδαίες αλλαγές το απαιτούν. Αρχικά το Tango FLNG προοριζόταν για χρήση στην Κολομβία, γνωστό τότε ως Caribbean FLNG, όμως λόγω της διακοπής λειτουργίας των εγκαταστάσεων υγροποίησης της χώρας το 2016 η εταιρία Exmar, της οποίας άνηκε το FLNG, αναζήτησε νέα ναυλωτή. Έτσι το Tango FLNG, ύστερα από ακύρωση συμφωνίας με το Ιράν, μισθώθηκε για συμφέροντα της Αργεντινής. Τέλος άλλο παράδειγμα αποτελεί το Greater Tortue FLNG το οποίο πρόκειται να τεθεί σε λειτουργία το 2022 για την αξιοποίηση κοιτάσματος συνολικού

αποθέματος 40 Tcf ανάμεσα στη Μαυριτανία και τη Σενεγάλη, με σκοπό την εμπορευματοποίηση 15 Tcf στο υπεράκτιο πεδίο Ahmeyim/Guemboul.

Σε ειδικές περιπτώσεις όπου μια μονάδα υγροποίησης βρίσκονται σε κοντινή απόσταση από εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης τότε ο πιο οικονομικός τρόπος μεταφοράς του LNG είναι με χρήση φορτηγών που φέρουν ειδικές δεξαμενές. Οι δεξαμενές αυτές είναι διπλές (double-skinned tanks), δηλαδή εντός της κύριας δεξαμενής βρίσκεται μια δεύτερη, στην οποία αποθηκεύεται το φυσικό αέριο για τη μεταφορά. Ο ενδιάμεσος χώρος που περιλαμβάνεται ανάμεσα στις δυο δεξαμενές επιτρέπει στην εξωτερική δεξαμενή να παρέχει μεγαλύτερη ασφάλεια έναντι κρούσης, ενώ σε περίπτωση διαρροής της εσωτερικής δεξαμενής, αποτρέπονται οι διαφυγές (<https://mainline.net.nz/fuel-tanks/double-skin-tanks/>). Τέτοιου είδους φορτηγά χρησιμοποιούνται για την μεταφορά LNG από το 1968 καλύπτοντας τις ανάγκες της εκάστοτε αγοράς και έχουν δυνατότητα μεταφοράς 6 έως 20 τόνους. Ενδεικτικά παραδείγματα χωρών που χρησιμοποιούν φορτηγά για την μεταφορά του LNG είναι οι ΗΠΑ, Ιαπωνία, Κορέα, Νορβηγία, Γερμανία, Βέλγιο, Ηνωμένο Βασίλειο, Ισπανία, Πορτογαλία, Κίνα, Βραζιλία, Τουρκία και Αυστραλία (GIIGNL, 2009).

#### 4.4 Μεταφορά Φυσικού Αερίου με Αγωγούς

Η μεταφορά του φυσικού αερίου από την θέση εξόρυξης στην τελική αγορά πραγματοποιείται με δίκτυο αγωγών είτε χερσαίων είτε υποθαλάσσιων. Γενικά η μεταφορά με αγωγούς αναπτύχθηκε τη δεκαετία του 1920 δίνοντας ώθηση στη χρήση του φυσικού αερίου ειδικά μετά τον Β΄ Παγκόσμιο πόλεμο όπου η κατανάλωσή του αυξήθηκε κατά πολύ μέχρι και σήμερα (ΔΕΠΑ). Παραδείγματα αγωγών παγκοσμίως αποτελούν αγωγοί της Βόρειας Αμερικής, με έκταση από το Τέξας και τη Λουϊζιάνα μέχρι τη βορειοανατολική ακτή και από την Αλμπέρτα ως τον Ατλαντικό. Επίσης υπάρχουν οι αγωγοί που εκτείνονται από την Σιβηρία μέχρι την Δυτική και Κεντρική Ευρώπη.

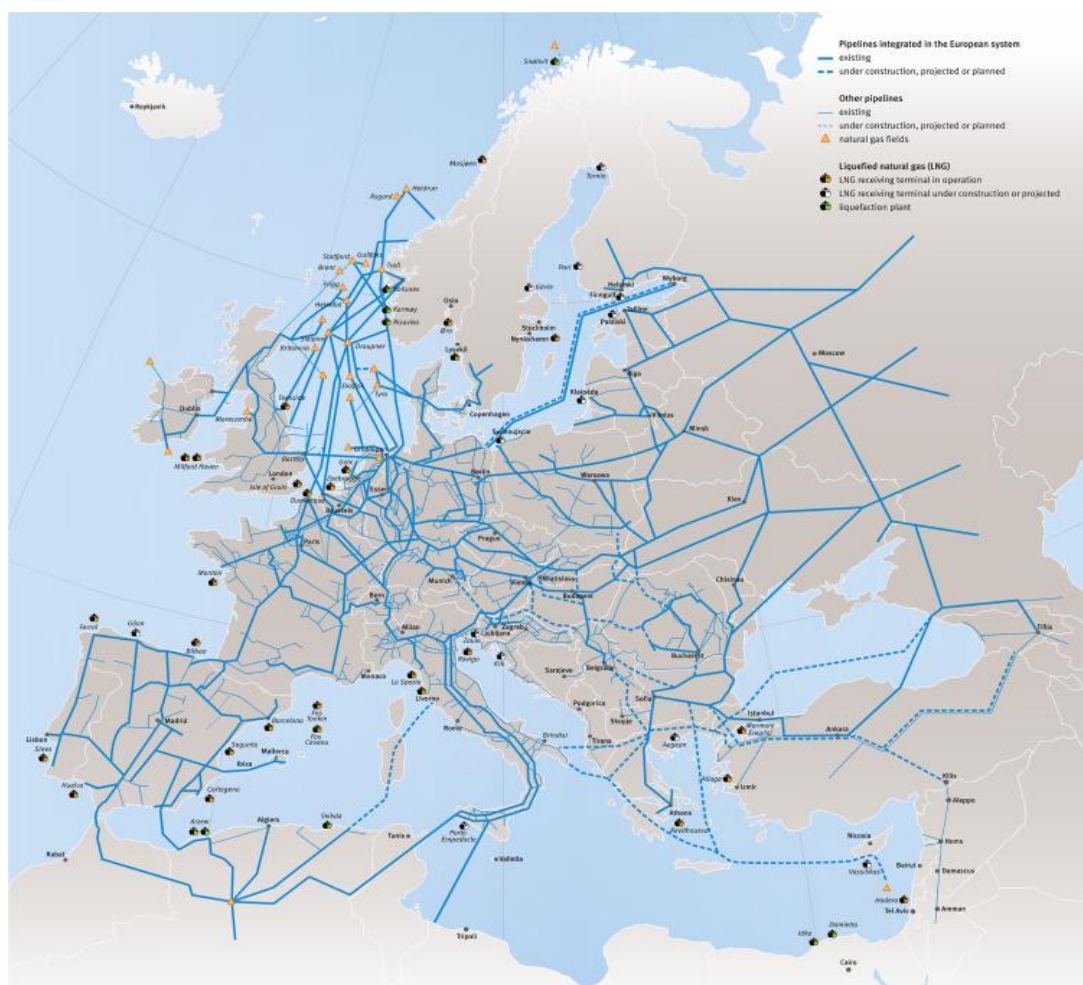
Οι αγωγοί μεταφοράς φυσικού αερίου διακρίνονται ανάλογα με την πίεση λειτουργίας τους σε:

- Αγωγούς υψηλής πίεσης 40-100 bar
- Αγωγούς μέσης πίεσης ~20 bar

Οι αγωγοί υψηλής και μέσης πίεσης χρησιμοποιούνται για την οικονομική μεταφορά μεγάλων όγκων αερίων, καθώς προσφέρουν ισορροπία του συστήματος μεταφοράς και ευελιξία, αφού μπορούν να αποτελέσουν και χώρους προσωρινής αποθήκης φυσικού αερίου. Το δίκτυο αγωγών υψηλής και μέσης πίεσης

αποτελείται από χαλύβδινους σωλήνες, μετρητικούς σταθμούς στα σημεία εισαγωγής και σε σημεία ελέγχου, σταθμούς ρύθμισης πίεσης του αερίου σε διακλαδώσεις ή σε σημεία σύνδεσης με το δίκτυο μέσης πίεσης. Επίσης υπάρχουν σταθμοί ρύθμισης ροής του αερίου, βαννοστάσια, διατάξεις καθαρισμού του αερίου και όπου απαιτείται υπάρχουν μονάδες αφύγρανσής του. Ακόμη αποτελούνται από συλλέκτες συμπυκνωμάτων, διατάξεις όσμησης του αερίου (για ανίχνευση τυχόν διαρροών) και σταθμούς αποστολής και υποδοχής ξέστρων (scraper stations). Στο σύστημα του δικτύου υπάρχουν κέντρα ελέγχου του φορτίου και της διανομής του, στα οποία παρακολουθούνται οι διακυμάνσεις των φορτίων, της παροχής στους τελικούς καταναλωτές και πραγματοποιείται ο προγραμματισμός της λειτουργίας του συστήματος και η συντήρηση αυτού. Επίσης περιλαμβάνονται συστήματα τηλεμετρίας, τηλεχειρισμού και μεταφοράς δεδομένων (SCADA) μέσω σταθμών κινητής τηλεφωνίας και καλωδίωση κατά μήκος του αγωγού. Η αποθήκευση του φυσικού αερίου μπορεί επίσης να γίνει σε υπόγειες αποθήκες (εκτός από τις δεξαμενές LNG). (Καρώνης, 2014)

Ενδεικτικά, στην εικόνα 4.3 παρουσιάζεται το Ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου. Όπως φαίνεται αποτελείται από ένα δίκτυο αγωγών που συνδέει Βόρεια Θάλασσα, Ρωσία και Βόρεια Αφρική. Συγκεκριμένα, η Ευρώπη προμηθεύεται φυσικό αέριο κυρίως από τη Ρωσία, από τρεις διαφορετικούς αγωγούς: το Βόρειο Αγωγό (North Stream) που προμηθεύει μέσω Βαλτικής προς Γερμανία, τον Κεντρικό Αγωγό μέσω Σλοβακίας και Αυστρίας και το Νότιο Αγωγό με κατεύθυνση τα Βαλκάνια και την Τουρκία. Άλλος σημαντικός προμηθευτής φυσικού αερίου είναι η Νορβηγία με τελικούς προορισμούς τη Γαλλία, τη Γερμανία και την Ιταλία. Στη συνέχεια ακολουθεί η Αλγερία που προμηθεύει την Ισπανία, την Πορτογαλία και τη Γαλλία μέσω υποθαλάσσιου αγωγού (Mangreb), ενώ ο υποθαλάσσιος αγωγός (Transmed) προμηθεύει την Ιταλία. Η Ολλανδία παρέχει φυσικό αέριο τη Γερμανία, τη Γαλλία και το Βέλγιο (και άλλες γειτονικές χώρες) και, τέλος, την Αγγλία μέσω υποθαλάσσιου αγωγού Interconnector (Καρώνης, 2014).



**Εικόνα 4-3** Δίκτυο Αγωγών Ευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Πηγή: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517301507>)

Οι αγωγοί χαμηλής πίεσης (4-7 bar) χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο στην τροφοδότηση πόλεων με φυσικό αέριο, περισσότερο για λόγους ασφάλειας (χαμηλότερη πίεση). Επίσης αποτελεί την οικονομικότερη λύση μειώνοντας το συνολικό κόστος και προσφέροντας πιο ανταγωνιστικές τιμές στους τελικούς καταναλωτές. Το σύστημα του δικτύου διανομής φυσικού αερίου χαμηλής πίεσης είναι πιο απλό και συγκεκριμένα οι αγωγοί είναι κατασκευασμένοι από πολυαιθυλένιο (PE). Επιπλέον αναπτύσσοντας κατάλληλο δίκτυο καλωδίων τηλεφωνίας δίνεται η δυνατότητα παρακολούθησης του συστήματος, τηλεχειρισμού και τηλεμετρίας. Σημαντικό μειονέκτημα ωστόσο έναντι των αγωγών υψηλής και μέσης πίεσης είναι το γεγονός ότι η ακριβής θέση τους πολλές φορές είναι δύσκολο να εντοπιστεί και γι' αυτό απαιτούνται αναλυτικά σχέδια των δικτύων και να αναβαθμίζονται ανά τακτά χρονικά διαστήματα.

Γενικά όσον αφορά στο κόστος μεταφοράς του φυσικού αερίου με αγωγούς, αυτό εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Κατά κύριο λόγο το κόστος διαμορφώνεται

από τον ίδιο τον αγωγό, τα κόστη των συμπιεστών, καθώς το πλήθος των συμπιεστών που θα χρησιμοποιηθούν κατά μήκος του σωλήνα είναι συνάρτηση της απόστασης, της πίεσης λειτουργίας του αγωγού και της ανάγκης διανομής ανάλογα με την ζήτηση της κάθε αγοράς. Σε αυτά τα κόστη επίσης συμπεριλαμβάνονται και τα λειτουργικά κόστη (όπως καύσιμα και συντήρηση των μηχανολογικών εξοπλισμών και γενικότερα των εγκαταστάσεων). Εκτός αυτού καθοριστικός παράγοντας στη συνάρτηση κόστους ενός δικτύου μεταφοράς αποτελεί η αγορά των δικαιωμάτων της γης απ' όπου θα διέλθουν οι αγωγοί και επομένως πολλές φορές λόγω γεωπολιτικών συμφερόντων μπορεί να υπάρχουν εναλλακτικές πορείες οι οποίες να επηρεάζουν σημαντικά το τελικό κόστος (Pustišek & Karasz, 2017). Ενδεικτικά η μεταφορά του φυσικού αερίου μέσω υποθαλάσσιου δικτύου αγωγών διαμέτρου 24-30'' κοστίζει περίπου \$3-4 εκατ./χιλιόμετρο, ενώ με χερσαίο δίκτυο το κόστος κυμαίνεται χαμηλότερα στα \$2-3 εκατ./χιλιόμετρο (Songhurst, 2017).

#### 4.5 Σταθμοί παραλαβής LNG

Αφού υγροποιηθεί και αποθηκευτεί το φυσικό αέριο σκοπός είναι να μεταφερθεί στα τελικά συστήματα απ' όπου θα διανεμηθεί στους τελικούς καταναλωτές. Οι εγκαταστάσεις στις οποίες φθάνουν τα πλοία ή τα φορτηγά αποτελούν τους τερματικούς σταθμούς, όπου το LNG παραλαμβάνεται, επαναεριοποιείται και διανέμεται στην αγορά και στους τελικούς καταναλωτές. Οι σταθμοί αυτοί είναι σημαντικός κρίκος στην αλυσίδα αγοράς του φυσικού αερίου καθώς μπορούν να αποτελέσουν εκτός από σταθμό εισαγωγών LNG (με τον κατάλληλο εξοπλισμό) και σταθμό επανεξαγωγών, συμβάλλοντας στην ανάπτυξη της οικονομίας μιας χώρας. Κατά αυτόν τον τρόπο χώρες που εισάγουν LNG έχουν τη δυνατότητα επανεξαγωγής των εισαγόμενων όγκων σε άλλες αγορές. Αυτό το είδος συναλλαγών μπορούν να εκμεταλλευτούν αγορές που έχουν πρόσβαση και σε εναλλακτικές μεθόδους εφοδιασμού της εγχώριας αγοράς (μέσω αγωγών), προκειμένου να διασφαλίζεται πρωτίστως η ασφάλεια εφοδιασμού (IGU, 2019). Οι σταθμοί αυτοί μπορεί να είναι χερσαίοι αλλά και ως κινητές μονάδες σε πλωτά μέσα, αναλόγως τις περιστάσεις.

##### 4.5.1 Χερσαίοι τερματικοί σταθμοί

Ως τερματικοί σταθμοί ορίζονται οι εγκαταστάσεις όπου παραλαμβάνεται το LNG, αποθηκεύεται, επαναεριοποιείται και αποστέλλεται στο δίκτυο μεταφοράς. Στις εγκαταστάσεις αυτές περιλαμβάνονται δεξαμενές αποθήκευσης του LNG, προβλήτα κατάλληλη με βραχίονες για να μπορεί να γίνεται η εκφόρτωση του LNG και βραχίονες επιστροφής ατμών (Boil – off).

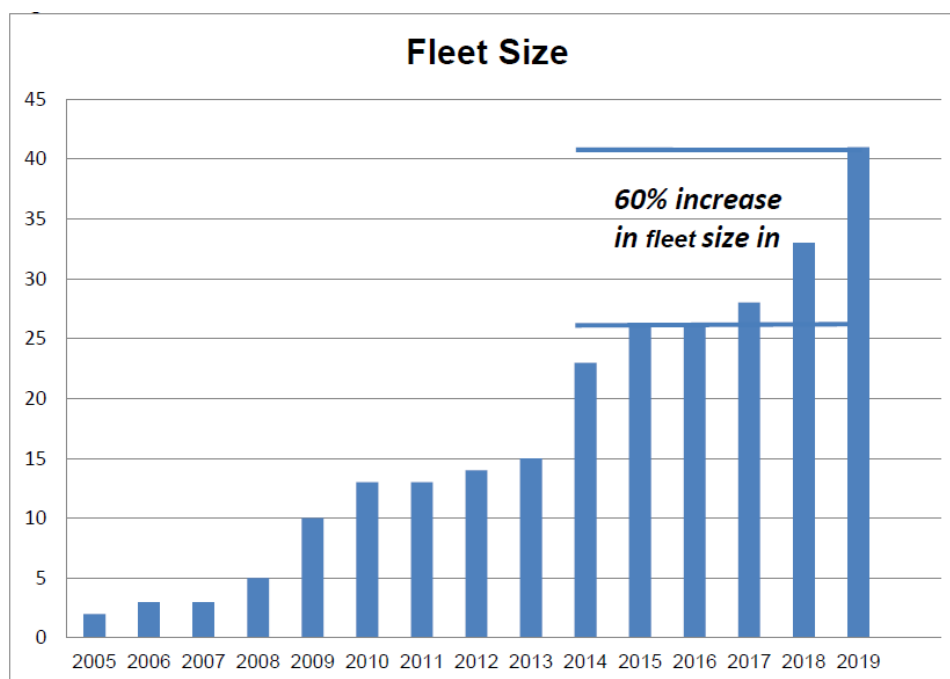
Οι εγκαταστάσεις αποτελούνται από αντλίες LNG χαμηλής πίεσης που είναι βυθισμένες μέσα στις δεξαμενές και τροφοδοτούν αντλίες LNG υψηλής πίεσης, συμπιέζοντας το LNG στην απαιτούμενη πίεση λειτουργίας του δικτύου μεταφοράς. Στο πλαίσιο εξοικονόμησης ενέργειας και μείωσης του κόστους, βασικό πλεονέκτημα της συμπίεσης υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι ότι απαιτείται 30 φορές λιγότερη ενέργεια για την συμπίεσή του από ότι για το φυσικό αέριο. Ακόμη περιλαμβάνονται συμπιεστές boil-off gas (μέρος του φυσικού αερίου που έχει εξατμιστεί) προς επανυγροποίηση και ακολούθως επανυγροποιητής boil-off, καθώς και εξατμιστήρες θαλασσινού νερού και καύσης. Τέλος στον σταθμό υπάρχει ένας πυρσός καύσης περίσσειας boil-off gas και βοηθητικές εγκαταστάσεις (Καρώνης,2014). Στις αγορές με τις μεγαλύτερες δυναμικότητες επαναεριοποίησης ανήκουν οι ΗΠΑ, η Βραζιλία, η Αργεντινή, η Χιλή, το Βέλγιο, η Γαλλία, η Πορτογαλία, η Ισπανία, η Ιταλία και η Αίγυπτος. Παράλληλα δυνητικές νέες αγορές και επεκτάσεις αυτών αποτελούν το Μπαχρέιν, η Κροατία, το Ελ Σαλβαδόρ, οι Φιλιππίνες, η Ινδία, η Ταϊλάνδη, η Ταϊβάν, η Τζαμάικα, το Μπαγκλαντές και η Ρωσία (IGU, 2019).

#### **4.5.2 Κινητή Μονάδα Επαναεριοποίησης Αποθήκευσης (FSRU)**

Πέραν των χερσαίων τερματικών σταθμών, έχει αναπτυχθεί η τεχνολογία των κινητών μονάδων επαναεριοποίησης και αποθήκευσης του LNG, ειδικά για τις χώρες που είναι προσβάσιμες από τη θάλασσα. Πρόκειται δηλαδή για ειδικούς τύπους πλοίων (νέων ή τροποποιημένων LNG πλοίων), τα οποία επαναεριοποιούν και αποθηκεύουν υγροποιημένο φυσικό αέριο. Το πρώτο πλωτό μέσο FSRU τέθηκε σε λειτουργία το 2005 έως το 2012, μετά από ανάθεση της El Paso στην Excelerate Energy, στο έργο Gulf Gateway Deepwater Port στον κόλπο του Μεξικού. Το έργο αυτό αποτέλεσε την αρχή εισαγωγής LNG χωρίς την χρήση τερματικού σταθμού στην στεριά. Το 2017 ήταν σε λειτουργία 26 πλωτά μέσα εκ των οποίων τα 23 λειτουργούσαν ως τερματικοί σταθμοί, ενώ τα άλλα 3 ως τάνκερ μεταφοράς LNG.

Σύμφωνα με έρευνα (Songhurst,2017) εκτιμάται ότι μέχρι το 2025 θα είναι σε λειτουργία περίπου 50 πλωτά μέσα με το ποσοστό των εισαγωγών να ανέρχεται στο 60% περίπου της παγκόσμιας παραγωγής LNG του έτους 2016, που πρακτικά σημαίνει περίπου 200 MTPA. Στο διάγραμμα 4.3 που ακολουθεί παρουσιάζεται η σταδιακή αύξηση χρήσης των FSRUs. Συγκεκριμένα το διάστημα 2005-2008 παρατηρείται μικρή αύξηση καθώς ακόμα ο τομέας ήταν σε εξέλιξη. Ωστόσο στο διάστημα 2009-2013 παρατηρείται απότομη αύξηση και μετά μια ανοδική πορεία, με εξαίρεση τα έτη 2015-2016. Από το 2016 ως το 2019 καταγράφηκε 60% αύξηση του στόλου FSRU. Πιο συγκεκριμένα η ανάπτυξη που φαίνεται στο διάστημα 2014-2015, οφείλεται στην αύξηση των επενδύσεων εταιριών μίσθωσης FSRUs σε νέα πλωτά μέσα με την προοπτική επέκτασης του στόλου. Ωστόσο οι περισσότερες από

αυτές τις επενδυτικές κινήσεις δεν υλοποιήθηκαν ολοκληρωτικά, οπότε η πλειοψηφία αυτών των πλοίων λειτουργούν ως εμπορικά δεξαμενόπλοια. Ως εκ τούτου οι απώλειες για τις εταιρίες ήταν μεγάλες, καθώς η μίσθωση ενός εμπορικού δεξαμενόπλοιου κυμαίνεται στα \$80.000/ ημέρα, ενώ για ένα FSRU ανέρχεται στα \$120.000/ημέρα.



**Διάγραμμα 4-3** Ποσοστιαία Αύξηση στόλου FSRU, (Πηγή: Songhurst ,2019)

Συγκριτικά με τις εγκαταστάσεις ενός τερματικού σταθμού στη στεριά ο βασικός εξοπλισμός ενός FSRU είναι περίπου ο ίδιος, με τη βασική διαφορά ότι ο εξοπλισμός είναι προσαρμοσμένος για την εγκατάστασή του και τη λειτουργία του σε πλοίο. Δηλαδή το LNG λαμβάνεται από το FLNG ή το απλό πλοίο LNG μέσω βραχιόνων ή κρουονικών εύκαμπτων σωλήνων εκφόρτωσης που είναι τοποθετημένες στις δεξαμενές. Οι αντλίες χαμηλής πίεσης που είναι στις δεξαμενές αποθήκευσης αποστέλλουν το LNG στον επανασυμπυκνωτή, όπου έρχεται σε επαφή με το συμπιεσμένο boil-off gas των δεξαμενών αποθήκευσης και το boil-off gas, και συμπυκνώνεται πάλι σε LNG προτού εισέλθει στο σύστημα αντλιών υψηλής πίεσης. Επίσης το boil-off gas στα περισσότερα FSRUs μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο, ενώ στα πρώτα πλωτά μέσα που είχαν τεθεί σε λειτουργία απουσίαζαν οι επανασυμπυκνωτές και η περίσσεια του boil-off gas καιγόταν σε ειδικούς λέβητες και ο ατμός από την καύση απορριπτόταν ως συμπύκνωμα στην θάλασσα. Μέσω των αντλιών υψηλής πίεσης το LNG συμπιέζεται στην απαιτούμενη πίεση (παραδείγματος χάριν για τροφοδοσία σε ηλεκτροπαραγωγικό σταθμό απαιτούνται συνήθως 50 bar ενώ για τροφοδοσία σε δίκτυο συνήθως 100 bar). Από εκεί το

εξατμισμένο πλέον LNG εξάγεται στη ζητούμενη πίεση μέσω βραχίονα ή εύκαμπτου σωλήνα στον αγωγό εξαγωγής και εν τέλει στον τελικό πελάτη.

Η καθιέρωση των FSRUs στην αγορά του φυσικού αερίου έγκειται στα πλεονεκτήματά τους από άποψη χρόνου, κόστους, ευελιξίας και ρυθμίσεων αδειοδότησης, όπως αναλύεται ακολούθως (IGU,2015-2018):

➤ Κόστος

Το κόστος ενός νέου FSRU κυμαίνεται περίπου \$240-300 εκατ. περίπου το 50-60% του κόστους των εγκαταστάσεων ενός τερματικού σταθμού στη στεριά. Ενώ το κόστος μετατροπής ενός LNG πλοίου σε FSRU κοστίζει πολύ λιγότερο, \$80-100 εκατ.

➤ Χρόνος

Για την κατασκευή ενός νέου FSRU απαιτούνται περίπου 27-36 μήνες, ενώ η ολοκλήρωση μετατροπής ενός LNG πλοίου απαιτεί συνήθως 18 μήνες (συνήθως λόγω καθυστέρησης των μεταφορών του εξοπλισμού, δεν αφορά στο χρόνο εργασιών μετατροπής). Από την άλλη μεριά η κατασκευή ενός τερματικού σταθμού στη στεριά απαιτεί περισσότερο χρόνο 3-5 έτη.

➤ Θέματα αδειοδότησης και ρυθμιστικά θέματα

Η παραγωγή προωθείται με πιο γρήγορους ρυθμούς καθώς δεν υπάρχουν καθυστερήσεις που αφορούν στην έκδοση αδειών, όπως στην κατασκευή των εγκαταστάσεων στην στεριά.

➤ Ευελιξία

Ένα από τα βασικά πλεονεκτήματα των FSRUs είναι ότι έχουν την δυνατότητα να μετακινούνται και να χρησιμοποιούνται άμεσα σε επόμενα έργα ξεκινώντας την επαναεριοποίηση επιτόπου, ανάλογα με τις ανάγκες της παραγωγής. Καθώς η αγορά του φυσικού αερίου έχει διευρυνθεί σε μεγάλο βαθμό, με τα πλωτά αυτά μέσα οι εταιρίες είναι σε θέση να ανταποκρίνονται όσο πιο γρήγορα στην παγκόσμια ζήτηση, καλύπτοντας ειδικά την εποχιακή ζήτηση σε διαφορετικές αγορές. Επίσης, επειδή σε κάθε έργο οι συνθήκες και οι απαιτήσεις διαφέρουν, υπάρχει ευελιξία στη διαχείριση σε κάθε περίπτωση. Για παράδειγμα σε ένα έργο μπορεί να είναι απαραίτητη η χρήση μόνο κινητών μονάδων που αποθηκεύουν LNG και η αεριοποίηση να πραγματοποιείται σε μονάδες στην στεριά ή να απαιτούνται κινητές μονάδες που φέρουν τον κατάλληλο εξοπλισμό αεριοποίησης αλλά να απαιτούνται περισσότερες μονάδες αποθήκευσης FSUs. Με αυτόν τρόπο μπορεί η χρήση των FSRUs να προσαρμόζεται στις ανάγκες του κάθε έργου για την αποδοτικότερη αξιοποίηση. Για ακόμη μεγαλύτερη απόδοση της επένδυσης πραγματοποιείται στις περισσότερες περιπτώσεις ναύλωση των πλωτών μέσων στους ιδιοκτήτες των τερματικών σταθμών. Τέλος στο πλαίσιο της βιωσιμότητας



είτε μικρότερων-ανερχόμενων αγορών είτε αγορών που είναι πιο δύσκολα προσβάσιμες, η χρήση μικρότερων μονάδων FSRU έχει δώσει λύσεις ειδικά σε αγορές όπως της Νοτιοανατολικής Ασίας.

Στον πίνακα 4.2 παρουσιάζονται τα FSRUs σε παγκόσμια κλίμακα και η ανάλογη κατάσταση λειτουργίας τους, η ικανότητα αποθήκευσης σε κυβικά μέτρα και το φορτίο που μπορούν να φορτώσουν την ημέρα σε εκατ. κυβικά πόδια (σε κανονικές συνθήκες και η δυναμικότητά τους σε εκατ. τόνους ετησίως).

**Πίνακας 4-2 Παγκόσμιος στόλος FSRU**

Vessel Name	Status	Storage m3	MMscf/d Baseload	mtpa	Delivered	Open/ or Closed Loop	Update May 2019
<b>Excelsior Energy</b>							
Excelsior	Operating	138,000	500	4.1	2005	Open & Closed	Israel
Express	Operating	150,900	500	4.1	2009	Open & Closed	Trading Tanker
Excellence	Operating	138,000	500	4.1	2005	Open & Closed	Bay of Bengal 1
Explorer	Operating	150,900	500	4.1	2008	Open & Closed	Dubai
Experience	Operating	173,000	800	6.6	2014	Open & Closed	Brazil - Salvador
Exquisite	Operating	150,900	500	4.1	2015	Open & Closed	Pakistan – Port Qasim
Excelsior	Operating	138,000	500	4.1	2006	Open & Closed	Bay of Bengal 2
Expedient	Operating	150,900	500	4.1	2009	Open & Closed	Trading Tanker
Exemplar	Operating	150,900	500	4.1	2010	Open & Closed	Trading Tanker
<b>Golar LNG</b>							
Golar Spirit	Retire June 2017	129,000	242	2.0	2008	Closed	Laid up
Golar Winter	Operating	138,000	500	4.1	2006	Open & Closed	Brazil
Golar Freeze	Operating	125,000	475	3.9	2010	Open (IFV)	Jamaica
Nusantara Regas Satu	Operating	125,000	485	4.0	2012	Open (IFV)	Indonesia
Golar Igloo	Operating	170,000	728	6.0	2014	Open (IFV)	Kuwait
Golar Eskimo	Operating	160,000	728	6.0	2015	Open (IFV)	Jordan
Golar Tundra	Pending	170,000	728	6.0	2015	Open (IFV)	Trading Tanker
Golar Viking	Conversion	140,000	250	2.5	2005	TBA	Nominated for Krk, Croatia
Golar Nanook	Trading	170,000	728	6.0	2018	Open	Trading
<b>Höegh LNG</b>							
Grace	Operating	170,000	500	4.1	2016	Open (IFV)	Cartagena, Columbia
Gallant	Operating	170,000	500	4.1	2015	Open (IFV)	Trading Tanker

Vessel Name	Status	Storage m3	MMscf/d Baseload	mtpa	Delivered	Open/ or Closed Loop	Update May 2019	
Independence	Operating	170,000	384	3.2	2014	Open (IFV)	Lithuania - Lithuanian government has approved purchase from Höegh	
PGN Lampung	Operating	170,000	360	3.0	2014	Open (IFV)	Sumatra	
GdF Suez Cape Anne	Operating	145,000	750	6.2	2013	Closed	Trading – nominated for HEnergy, India	
GdF Suez Neptune	Onsite	145,000	750	6.2	2017	Closed	Aliaga, Turkey	
Giant	Pending assignment	170,000	750	6.2	2017	Open (IFV)	Trading Tanker – may go to Crib Point, Australia	
Gannet	New	170,000	1000	8.2	2018	TBA	Trading	
Galleon	New	170,000	750	6.2	2019	TBA	Nominated Port Kembla, Australia	
<b>OLT</b>								
FSRU Toscana	Operating	137,500	530	4.4	2014	Open/Trim Heaters	Permanent terminal	
<b>MOL</b>								
GNL Del Plata	Delivered	263,000	350	3.0	2018	Open/Trim Heaters	Renamed Challenger – Turkey then Hong Kong	
Jawa 1	Planning	170,000	300				TBA	
Uniper	Planning						Willemshaven	
<b>BW Offshore</b>								
BW Singapore	Operating	170,000	750	6.2	2015	n/a		
BW Integrity	Operating	170,000	750	6.2	2018	TBA	Pakistan – Port Qasim	
BW Courage/Magna	Construction						Brazil – Port Acu	
GDF Suez	Conversion						TBA	
<b>Other Operators – all new since 2017 Report</b>								
Dynagas	New 2019	Hudong-Zhonghua Shipbuilding						Order placed in China
Dynagas	New 2020	Hudong-Zhonghua Shipbuilding						China - Option
Maran Gas Maritime	New 2020	DSME						Hull 2477 - TBA
Pertamina	New 2019	Samsung						Central Java
Gazprom	New 2019	HHI						Kaliningrad – Marshall Vasilevskiy
Triumph Swan	New 2019	HHI						India – Jafrabad
Botash Kolin Kaylon	New 2020	HHI						Turkey – Izmir
Botash Kolin Kaylon	New 2020	HHI						Turkey - Adana
Pelindo Energi								Indonesia - Bali

Πηγή: Songhurst, 2019

## 4.6 Διακινούμενο Ισοζύγιο Φυσικού Αερίου

Το εμπόριο φυσικού αερίου σε παγκόσμια κλίμακα σημείωσε αύξηση σε διάφορες περιοχές πλησιάζοντας τα 1,2 τρις. κυβικά μέτρα (Tcm) το 2017 σύμφωνα με έρευνα του IEA (2018). Ο αυξανόμενος διακινούμενος όγκος οφείλεται στη ραγδαία εξέλιξη που καταγράφει το LNG κερδίζοντας μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά, αποτελώντας πλέον το 32,9% του συνολικού όγκου, το 2017, συγκριτικά με την προηγούμενη χρονιά που ανήλθε στο 31,7%. Η ανάπτυξη αυτή του LNG οφείλεται πρωτίστως στην αύξηση εξαγωγών LNG από τις ΗΠΑ και την Αυστραλία, καθώς πρόκειται για αγορές που ανέπτυξαν σε μεγάλο βαθμό τις εξαγωγικές τους ικανότητες ήδη από τα τέλη του 2016. Ως αποτέλεσμα ανοίχτηκαν νέοι εμπορικοί δρόμοι παγκοσμίως, με τις προαναφερθείσες χώρες να αυξάνουν το μερίδιο τους στις εισαγωγές LNG άλλων χωρών, κατακτώντας νέους προορισμούς.

Εν συνεχεία, το 2018, παρατηρείται ότι ο διακινούμενος όγκος φυσικού αερίου παγκοσμίως ξεπέρασε το όριο των 1,2 Tcm, με επιπλέον όγκο 34,5 Bcm (IEA 2019). Το LNG συνέχισε την ανοδική πορεία του με αύξηση +7,3%, αποκτώντας όλο και μεγαλύτερο ποσοστό στο εμπόριο του φυσικού αερίου σε διεθνές επίπεδο, με το μερίδιο να ανέρχεται στα 34,3%. Σαφώς για το 2018 στην κορυφή των εισαγωγών φυσικού αερίου, τόσο μέσω αγωγών όσο και με LNG, βρίσκεται η Κίνα, σημειώνοντας αύξηση κατά 10,4 Bcm και 19,8 Bcm αντίστοιχα. Μέχρι το 2019, η Κίνα καταφέρνει να εδραιώσει τη θέση της ως η νούμερο ένα χώρα εισαγωγών φυσικού αερίου με ποσοστό της τάξης του 46%, με τις εισαγωγές LNG να αναμένονται να αυξηθούν κατά 80% από 51 Bcm σε πάνω από 90 Bcm μέχρι το 2023 (IEA, 2018). Επίσης, παρατηρείται μεγάλη ανάπτυξη των εισαγωγών μέσω αγωγών από τις χώρες-παραγωγούς της Ευρασίας, όπως ο αγωγός TANAP (Trans Anatolian Pipeline) και ο TAP (Trans Adriatic Pipeline) προς την Ευρώπη με σύνδεση με το Αζερμπαϊτζάν. Ακόμη μεγάλη προβλέπεται η συμβολή του αγωγού Power of Siberia με σύνδεση Ρωσίας και Κίνας και, τέλος, σε πιο διεθνή σύνδεση της Ρωσίας με άλλες χώρες, το έργο Yamal με σκοπό το άνοιγμα των εξαγωγών της σε LNG. Παράλληλα στην Ευρώπη η εξάρτηση των εισαγωγών της αυξάνεται περισσότερο τόσο από την σταδιακή κατάργηση του πεδίου Groningen όσο και με την συνεχόμενη μείωση της εγχώριας παραγωγής. Μέχρι το 2023 οι ανάγκες εφοδιασμού αναμένεται να αυξηθούν στα 310 Bcm (IEA, 2018), πράγμα που όμως προβλέπεται να εξισορροπηθεί στη συνέχεια με τον εφοδιασμό της Ευρώπης με εναλλακτικές μορφές όπως το LNG και την ανάπτυξη νέων έργων αγωγών στην Ανατολική Μεσόγειο και τα Βαλκάνια.

#### 4.6.1 Εισαγωγές

Οι εισαγωγές φυσικού αερίου μέσω αγωγών προς τις χώρες της Ευρώπης που ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α αυξήθηκαν, το 2017, εδραιώνοντας την ευρύτερη περιοχή ως το μεγαλύτερο εισαγωγέα στον κόσμο, αντιπροσωπεύοντας το 58,1% του συνολικού διακινούμενου όγκου με αγωγούς (IEA, 2018). Βασικοί λόγοι για τους οποίους υπήρξε αυτή η αύξηση, είναι η αύξηση εισαγωγών προς τη Γερμανία (+22,7%), όντας η χώρα με την μεγαλύτερη κατανάλωση στην Ευρώπη, την Ολλανδία (+18,1%), λόγω της μειωμένης παραγωγής και, τέλος, την Τουρκία (+14,5%), καλύπτοντας την αυξημένη ζήτηση. Γεγονός είναι ότι με την αυξημένη κατανάλωση και με την ταυτόχρονη μείωση ή σταθεροποίηση της εγχώριας παραγωγής στο σύνολο, η εξάρτηση των Ευρωπαϊκών χωρών από χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. είναι πλέον αδιαμφισβήτητη και συνεχώς αυξανόμενη, με παράδειγμα τις εισαγωγές από την Ρωσία να υπερβαίνουν το 1/3 του συνόλου. Στις χώρες τις Αμερικής (μέλη του Ο.Ο.Σ.Α.) οι εισαγωγές με αγωγούς αυξήθηκαν για τρία συνεχόμενα χρόνια μέχρι το 2017 με χαμηλότερο ρυθμό βέβαια, γεγονός όπως που οφείλεται στον αυξημένο διακινούμενο όγκο μεταξύ των ΗΠΑ (+1,25Bcm) και του Καναδά (+4,0 Bcm) (IEA, 2018).

Στις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. τα ισοζύγια των διακινούμενων όγκων με αγωγούς ακολουθούν διαφορετικές τάσεις το 2017. Αξιοσημείωτη ήταν η αύξηση εισαγωγών σε χώρες της Ευρώπης και της Ευρασίας με +6,3 Bcm, με την Ουκρανία να αποτελεί τουλάχιστον το 1/3 αυτών. Επίσης σημαντική ήταν η μείωση που κατέγραψε η Μέση Ανατολή (-3,8 Bcm) και συγκεκριμένα το Ιράν (-75%) στις εισαγωγές του, πράγμα που είναι λογικό καθώς έχει αρκετά αυξημένη εγχώρια παραγωγή. Οι εισαγωγές της Κίνας μέσω αγωγών παρέμειναν σταθερές, με πολύ μικρή αύξηση (+0,6 Bcm), δίνοντας μεγαλύτερη έμφαση στις εισαγωγές της με LNG. Τέλος, η μείωση που κατέγραψε η Βραζιλία με (-12%) αποτέλεσε την αρχή της πτωτικής πορείας των εισαγωγών σε χώρες της Αμερικής (IEA, 2018).

Εξετάζοντας τα στατιστικά ερευνών του IEA (2019), παρατηρείται μικρή πτώση (-5,5 Bcm) των εισαγωγών μέσω αγωγών το 2018 συνολικά στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α., η οποία όπως φαίνεται οφείλεται στην εξέλιξη του LNG ως εναλλακτική λύση εφοδιασμού των αγορών αλλά και της αύξησης της παραγωγής σε συγκεκριμένες περιπτώσεις. Παρόλα αυτά η εξάρτηση των εισαγωγών από τις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. παραμένει στο προσκήνιο, π.χ. από τη Ρωσία που κατέχει ποσοστό 31,5% των συνολικών εισαγωγών με αγωγούς. Αύξηση των εισαγωγών σημειώνεται συγκεκριμένα στις ΗΠΑ με (+1,8 Bcm), με τη συμβολή του Μεξικού κατά 8,7 Bcm. Όμως οι μεγαλύτεροι εισαγωγείς φυσικού αερίου με αγωγούς παραμένουν οι χώρες της Ευρώπης, κατέχοντας το 75,6% των συνολικών εισαγωγών με αγωγούς εντός του Ο.Ο.Σ.Α. για το 2018. Κυρίαρχες χώρες είναι η Γερμανία (+121,4 Bcm), η Ιταλία (+59,2 Bcm) και η Ολλανδία (+54,6 Bcm). Τέλος, στην

ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας η μείωση των εισαγωγών ήταν αναμενόμενο, λόγω της αύξησης παραγωγής (κυρίως από την εκμετάλλευση του κοιτάσματος Itchy) στην Αυστραλία και επομένως των αυξημένων εξαγωγών LNG.

Όσον αφορά στις χώρες που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α και συγκεκριμένα την Ευρώπη και την Ευρασία, το 2018 βίωσαν μείωση των εισαγωγών τους μέσω αγωγών (-1,3 Bcm). Στην Ευρασία η μείωση οφειλόταν σε πτώση των ουκρανικών εισαγωγών (-3,4 Bcm). Επίσης, παρόμοια εξέλιξη είχαν η Λατινική Αμερική (-0,8 Bcm) και η Αφρική (- 0,7 Bcm). Στην Αφρική η εξέλιξη αυτή οφείλεται στην Αίγυπτο κατά βάση (-0,7 Bcm), αφού από το 2018 κατ' αποκλειστικότητα εξάγει φυσικό αέριο και έχει αυτάρκεια ως προς τις εγχώριες ανάγκες της.

#### 4.6.2 Εξαγωγές

Στον πίνακα 4.3 που ακολουθεί καταγράφονται οι διακινούμενοι όγκοι φυσικού αερίου (σε Bcm) μέσω αγωγών, για κάθε χώρα ξεχωριστά ως προς τις εισαγωγές και τις εξαγωγές. Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά για το 2018 στους μεγαλύτερους εξαγωγείς φυσικού αερίου μέσω αγωγών ανήκουν κατά φθίνουσα σειρά η Ρωσία με όγκο εξαγωγών 223 Bcm, η Νορβηγία με όγκο εξαγωγών 114,3 Bcm, ο Καναδάς με 77,2 Bcm και, τέλος, οι ΗΠΑ με 67,6 Bcm. Ο μεγαλύτερος προμηθευτής της Ευρώπης σε φυσικό αέριο είναι η Ρωσία και αυτό φαίνεται στους διακινούμενους όγκους προς την Γερμανία (55,3 Bcm), την Ιταλία (25,4 Bcm), τη Λευκορωσία (19,0 Bcm), την Τουρκία (22,8 Bcm) αλλά και άλλες χώρες της Ευρώπης, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας (67,1 Bcm). Επίσης παρά τη μειωμένη παραγωγή της, η Ολλανδία φαίνεται να κρατάει τις εξαγωγές τις στα 32,5 Bcm απευθυνόμενη κυρίως σε ευρωπαϊκές αγορές, όπως η Γερμανία (15,8 Bcm), το Βέλγιο (7,0 Bcm), η Γαλλία (5,3 Bcm), το Ηνωμένο Βασίλειο (2,7 Bcm) και άλλες χώρες. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η Τουρκία όπως και η Λευκορωσία φαίνεται να έχουν μια εξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο, καθώς όσον αφορά την Τουρκία οι όγκοι που εισάγει από Αζερμπαϊτζάν και Ιράν είναι πολύ μικρότεροι και οι εισαγωγές της σε LNG ανέρχονται μόνο σε 11,5 Bcm. Από την άλλη πλευρά η Λευκορωσία φαίνεται να στηρίζεται στις εισαγωγές της από την Ρωσία κατ' αποκλειστικότητα.

Πίνακας 4-3 Εισαγωγές & Εξαγωγές μέσω αγωγών για το 2018 (σε Bcm)

To	From																Total imports							
	Canada	Mexico	US	Bolivia	Other S. & Cent. America	Netherlands	Norway	Other Europe	Azerbaijan	Kazakhstan	Russian Federation	Turkmenistan	Uzbekistan	Iran	Qatar	Other Middle East		Algeria	Libya	Other Africa	Indonesia	Myanmar	Other Asia Pacific	
Canada	-	-	21.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.9
Mexico	-	-	45.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.8
US	77.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.3
<b>North America</b>	<b>77.2</b>	<b>0.1</b>	<b>67.6</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>145.0</b>
Argentina	-	-	-	5.7	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9
Brazil	-	-	-	7.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6
Other S. & Cent. America	-	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4
<b>S. &amp; Cent. America</b>	-	-	-	<b>13.4</b>	<b>0.6</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>14.0</b>
Belgium	-	-	-	-	-	7.0	5.0	7.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.9
France	-	-	-	-	-	5.3	19.6	3.0	-	-	8.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.8
Germany	-	-	-	-	-	15.8	24.7	4.9	-	-	55.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.8
Italy	-	-	-	-	-	1.1	2.3	6.8	-	-	25.4	-	-	-	-	16.3	4.3	-	-	-	-	-	-	56.2
Netherlands	-	-	-	-	-	-	20.7	7.5	-	-	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.6
Spain	-	-	-	-	-	-	2.6	1.0	-	-	-	-	-	-	-	16.6	-	-	-	-	-	-	-	20.2
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	7.2	-	22.8	-	-	7.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.6
Ukraine	-	-	-	-	-	0.2	-	9.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.8
United Kingdom	-	-	-	-	-	2.7	32.6	3.2	-	-	4.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.8
Other EU	-	-	-	-	-	-	6.8	32.6	-	-	67.1	-	-	-	-	1.4	-	-	-	-	-	-	-	107.9
Rest of Europe	-	-	-	-	-	0.3	†	6.6	2.0	-	2.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.5
<b>Europe</b>	-	-	-	-	-	<b>32.5</b>	<b>114.3</b>	<b>83.1</b>	<b>9.2</b>	-	<b>193.8</b>	-	-	<b>7.6</b>	-	-	<b>34.2</b>	<b>4.3</b>	-	-	-	-	-	<b>478.9</b>
Belarus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.0
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.2	-	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.6
Russian Federation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.9	-	-	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.2
Other CIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	5.9	-	0.1	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7
<b>CIS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>20.1</b>	<b>29.2</b>	-	<b>7.7</b>	<b>0.5</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>57.5</b>
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	†	-	-	-	-	18.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.2
Other Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	-	4.1	2.0	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	8.3
<b>Middle East</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>†</b>	-	-	<b>1.9</b>	-	<b>4.1</b>	<b>20.2</b>	<b>0.1</b>	-	-	<b>0.1</b>	-	-	-	-	<b>26.6</b>
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.9	-	-	-	-	3.9
Other Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.7	-	0.8	-	-	-	-	5.5
<b>Africa</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>4.7</b>	-	<b>4.7</b>	-	-	-	-	<b>9.4</b>
Australia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9	-	5.9
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	-	33.3	6.3	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	47.9
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	-	0.6
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.0	-	1.8	-	8.8
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.8	-	-	7.8
<b>Asia Pacific</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>5.4</b>	-	<b>33.3</b>	<b>6.3</b>	-	-	-	-	-	-	<b>7.6</b>	<b>10.6</b>	<b>10.7</b>	-	<b>74.0</b>
<b>Total exports</b>	<b>77.2</b>	<b>0.1</b>	<b>67.6</b>	<b>13.4</b>	<b>0.6</b>	<b>32.5</b>	<b>114.3</b>	<b>83.1</b>	<b>9.2</b>	<b>25.6</b>	<b>223.0</b>	<b>35.2</b>	<b>14.0</b>	<b>12.1</b>	<b>20.2</b>	<b>0.1</b>	<b>38.9</b>	<b>4.3</b>	<b>4.8</b>	<b>7.6</b>	<b>10.6</b>	<b>10.7</b>	-	<b>805.4</b>

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2019

Αμέσως μετά ακολουθεί η Αλγερία με όγκο εξαγωγών 38,9 Bcm προς την Ιταλία (16,3 Bcm) και την Ισπανία (16,6 Bcm). Στην περίπτωση της Μέσης Ανατολής το Κατάρ, το Τουρκμενιστάν και το Καζακστάν είναι οι χώρες που εξάγουν τους μεγαλύτερους όγκους και συγκεκριμένα το Τουρκμενιστάν που εξάγει 35,2 Bcm φυσικού αερίου, προς την Κίνα (33,3 Bcm) και λιγότερο προς άλλες χώρες της Μέσης Ανατολής (1,9 Bcm). Οι εξαγωγές του Καζακστάν ανέρχονται στα 25,6 Bcm, κυρίως προς την Ρωσία (19,9 Bcm) και προς την Κίνα (5,4 Bcm). Αντίστοιχα, οι εξαγωγές του Κατάρ ανέρχονται στα 20,2 Bcm σχεδόν κατ' αποκλειστικότητα προς τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα (18,2 Bcm). Σε αρκετά χαμηλά επίπεδα φαίνεται να παρέμειναν το 2018 οι εξαγωγές της Ινδονησίας προς την Σιγκαπούρη (7,0 Bcm) και στη Μαλαισία (0,6 Bcm).

Αντίστοιχα με βάση έρευνα του Enerdata- Global Energy Statistical Yearbook 2019 στον παρακάτω πίνακα 4.4 καταγράφεται ο συνολικός διακινούμενος όγκος φυσικού αερίου σε εκατ. κυβικά μέτρα (Bcm) παγκοσμίως από το χρονικό διάστημα 1998 μέχρι και το 2018. Οι αρνητικές τιμές αναφέρονται στις εξαγωγές ενώ τα θετικά στις εισαγωγές.

**Πίνακας 4-4 Διακινούμενος όγκος φυσικού αερίου (σε Bcm) ανά χώρα 1998-2018**

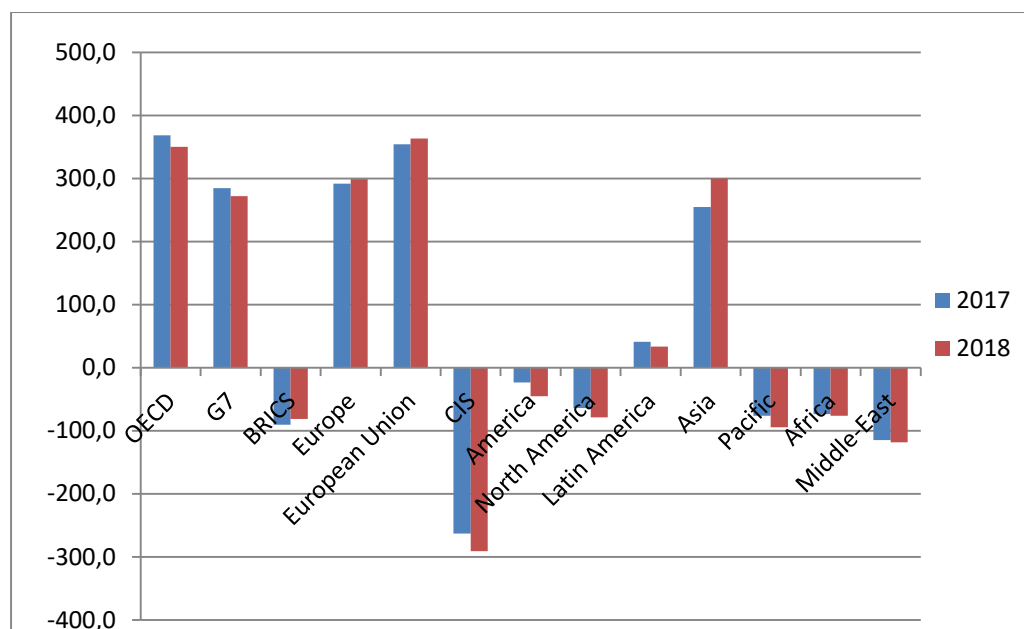
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>OECD</b>	231,1	263,0	278,1	277,6	290,5	312,4	327,4	348,9	373,5	383,0	382,6	367,0	399,8	410,0	388,6	388,6	365,8	359,0	365,4	368,3	349,9
<b>G7</b>	209,4	228,2	232,0	228,8	239,9	248,9	271,0	286,1	303,0	312,9	314,7	311,2	332,4	332,8	325,2	323,0	294,5	284,1	294,1	284,6	272,1
<b>BRICS</b>	-199,4	-200,1	-178,0	-171,6	-173,2	-174,1	-180,1	-182,5	-174,4	-156,5	-158,1	-135,3	-143,8	-135,4	-114,0	-118,8	-87,0	-95,7	-97,3	-90,4	-81,4
<b>Europe</b>	174,8	190,4	200,5	197,6	204,4	215,9	225,8	250,1	264,3	261,5	269,5	250,8	268,8	266,9	241,8	239,4	218,6	230,1	254,9	291,5	298,9
<b>European Union</b>	202,6	219,6	230,3	227,5	246,7	261,0	274,1	300,0	312,7	305,6	322,8	311,2	329,1	318,7	304,2	296,0	271,7	291,4	318,0	354,0	363,3
Belgium	15,0	16,3	16,0	16,1	16,6	17,3	17,8	18,0	18,2	18,2	18,2	18,2	20,5	17,9	17,7	18,2	16,1	17,1	17,6	17,4	16,5
Czech Republic	9,3	9,2	9,2	9,5	9,7	9,5	8,7	9,3	9,7	8,3	8,7	8,6	8,4	9,2	7,5	8,5	7,2	7,5	8,1	8,9	8,0
France	34,4	39,9	40,3	39,3	41,2	42,4	43,9	47,0	44,7	42,9	45,2	44,9	45,8	43,3	42,1	43,2	38,4	39,1	42,8	42,7	44,1
Germany	70,0	71,3	70,4	72,1	74,0	71,2	76,1	73,9	77,5	70,9	75,7	74,4	73,6	72,0	71,4	75,8	67,6	70,0	74,3	84,9	85,4
Italy	42,6	49,4	57,4	54,7	59,2	62,4	67,5	73,1	77,0	73,9	76,7	69,1	75,2	70,2	67,6	61,7	55,5	61,0	65,1	69,4	67,5
Netherlands	-31,7	-27,3	-24,0	-28,1	-25,7	-22,6	-34,7	-29,2	-29,5	-29,6	-35,3	-29,9	-33,8	-33,3	-35,5	-40,5	-30,4	-14,6	-13,7	-2,2	4,1
Poland	7,9	7,6	8,1	8,7	8,2	9,2	9,9	10,4	10,9	10,1	11,2	9,9	10,8	11,8	12,2	12,4	11,7	12,1	13,8	14,5	14,6
Portugal	0,8	2,3	2,3	2,6	3,1	3,0	3,8	4,5	4,2	4,3	4,8	4,9	5,2	5,2	4,5	4,4	4,1	4,7	4,9	6,5	6,0
Romania	4,7	3,2	3,4	2,9	3,8	5,3	5,1	5,3	6,0	4,9	4,4	2,0	2,3	3,1	2,9	1,5	0,6	0,2	1,5	1,2	1,6
Spain	13,9	16,1	17,9	18,3	21,9	24,5	28,4	34,9	36,6	36,4	40,7	35,5	35,6	33,8	32,3	29,7	28,2	27,3	28,4	31,7	31,6
Sweden	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,2	1,6	1,3	1,1	1,1	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8
United Kingdom	-2,0	-6,6	-11,0	-9,7	-8,2	-8,3	1,7	7,0	11,3	19,5	26,0	30,3	40,1	38,7	38,8	40,3	33,3	31,2	38,2	36,6	39,5
Norway	-42,6	-45,5	-48,5	-50,5	-64,4	-71,1	-76,3	-82,5	-84,6	-85,9	-96,2	-100,7	-103,7	-100,3	-113,4	-107,2	-106,7	-114,7	-114,6	-123,3	-121,8
Turkey	9,9	12,0	14,4	15,8	17,1	20,6	21,7	26,6	30,2	35,8	36,7	35,1	37,4	43,2	45,3	44,6	48,6	47,8	45,7	54,5	49,3
<b>CIS</b>	-126,9	-130,9	-137,5	-135,2	-138,8	-142,9	-157,7	-168,0	-170,0	-169,3	-173,3	-146,5	-166,7	-185,0	-192,7	-228,5	-218,2	-243,7	-252,4	-263,1	-290,8
Kazakhstan	0,7	-1,3	-1,0	-1,3	-2,3	-2,3	-5,6	-4,2	-2,6	-1,4	0,0	-4,5	-2,7	-1,6	-6,4	-5,1	-6,3	-8,2	-7,9	-7,7	-10,8
Russia	-197,0	-197,8	-177,7	-173,7	-175,3	-177,6	-190,2	-196,2	-192,3	-181,3	-184,3	-162,6	-183,4	-193,2	-185,2	-203,7	-181,0	-191,9	-204,2	-216,7	-237,9
Ukraine	53,0	58,8	56,4	55,9	54,6	58,4	58,1	57,5	50,2	49,2	51,7	37,3	36,0	44,0	32,4	27,5	19,1	16,2	10,7	13,0	9,8
Uzbekistan	-4,2	-3,6	-5,2	-5,5	-3,7	-6,0	-8,7	-11,3	-12,7	-14,7	-15,0	-15,2	-14,4	-12,0	-10,2	-13,5	-14,7	-20,6	-16,1	-16,1	-17,1
<b>America</b>	-2,1	2,0	-1,1	-2,4	0,9	-1,4	1,1	1,3	-0,6	3,0	-8,2	-4,7	1,0	-3,5	-3,9	-2,0	-1,5	-1,6	-9,7	-23,3	-45,3
<b>North America</b>	-3,6	2,6	0,6	-2,2	-2,0	0,6	2,0	5,5	5,4	11,9	-2,5	1,3	0,8	-5,8	-14,0	-18,6	-22,7	-32,2	-42,7	-64,1	-78,5
Canada	-88,4	-94,3	-99,6	-104,3	-101,1	-91,8	-94,4	-96,7	-92,7	-95,3	-88,0	-74,6	-73,0	-61,4	-57,0	-55,8	-56,1	-58,6	-61,7	-60,5	-58,8
United States	84,8	96,9	100,2	102,0	99,1	92,4	96,4	102,3	98,0	107,2	85,5	75,9	73,7	55,6	43,0	37,1	33,4	26,5	19,0	-3,6	-19,8



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Latin America</b>	<b>1,6</b>	<b>-0,6</b>	<b>-1,7</b>	<b>-0,1</b>	<b>2,9</b>	<b>-2,1</b>	<b>-0,9</b>	<b>-4,3</b>	<b>-5,9</b>	<b>-8,9</b>	<b>-5,7</b>	<b>-5,9</b>	<b>0,3</b>	<b>2,3</b>	<b>10,1</b>	<b>16,6</b>	<b>21,2</b>	<b>30,5</b>	<b>33,0</b>	<b>40,9</b>	<b>33,2</b>
Argentina	-0,2	-3,0	-4,6	-6,2	-5,7	-6,7	-5,6	-4,9	-4,5	-1,0	0,3	1,5	3,1	6,6	9,0	11,4	11,6	11,2	10,4	10,4	8,6
Brazil	0,0	0,4	2,2	4,5	5,3	5,0	7,9	8,8	9,6	10,2	11,2	8,4	12,4	10,3	13,0	16,7	19,0	18,1	11,5	10,5	10,4
Chile	2,0	3,8	4,4	5,2	5,2	6,1	6,8	6,3	5,7	2,8	0,8	1,5	3,6	4,0	3,9	3,9	3,5	3,7	4,0	4,2	4,6
Colombia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-1,9	-1,6	-2,1	-1,9	-2,2	-1,0	-0,4	0,0	0,0	0,0
Mexico	1,2	0,3	2,7	3,7	7,5	10,3	11,6	9,1	10,2	9,9	12,3	12,7	14,4	17,6	23,1	26,8	28,8	36,4	43,0	50,3	54,3
Venezuela	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,2	1,5	1,9	1,9	1,6	1,9	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0
<b>Asia</b>	<b>19,4</b>	<b>22,3</b>	<b>28,8</b>	<b>39,9</b>	<b>38,5</b>	<b>45,9</b>	<b>47,9</b>	<b>50,5</b>	<b>70,8</b>	<b>87,7</b>	<b>95,0</b>	<b>94,6</b>	<b>118,2</b>	<b>159,7</b>	<b>182,2</b>	<b>201,3</b>	<b>206,5</b>	<b>200,4</b>	<b>221,0</b>	<b>254,6</b>	<b>299,7</b>
China	-2,4	-2,7	-2,4	-2,4	-3,2	-1,9	-2,4	-3,0	-1,9	1,4	1,4	4,4	11,0	26,1	37,0	47,1	53,6	55,0	67,3	86,3	115,5
India	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,3	6,6	8,9	10,8	10,9	12,0	12,9	18,0	17,5	17,4	17,7	19,1	23,7	25,0	26,2
Indonesia	-39,3	-42,5	-39,6	-36,0	-40,9	-42,4	-42,1	-41,6	-40,6	-39,5	-39,6	-37,5	-41,2	-40,6	-37,0	-34,6	-33,3	-31,7	-29,2	-27,7	-28,0
Japan	68,0	71,6	74,4	74,8	75,6	80,4	79,7	79,6	87,0	93,9	93,6	91,2	97,0	114,3	119,4	120,6	122,4	114,8	116,5	115,3	114,2
Malaysia	-21,2	-19,3	-21,1	-21,1	-22,4	-22,4	-27,4	-27,9	-24,7	-23,3	-22,8	-23,4	-23,5	-24,9	-22,6	-23,7	-24,3	-24,1	-25,4	-27,8	-24,3
South Korea	13,8	16,9	19,0	21,1	23,3	25,4	28,9	29,1	33,0	33,4	37,2	33,7	43,8	46,7	47,8	53,2	49,1	43,4	44,2	48,7	57,1
Taiwan	5,1	5,2	5,8	6,2	7,0	7,3	9,1	9,4	10,2	10,8	11,9	11,6	14,5	16,0	15,2	15,3	16,1	17,2	17,9	20,0	20,4
Thailand	0,0	0,0	2,2	6,5	7,5	8,1	8,8	9,5	9,8	10,2	10,1	9,6	10,5	11,2	11,5	12,1	11,3	15,3	14,9	16,4	16,5
<b>Pacific</b>	<b>-9,9</b>	<b>-10,1</b>	<b>-10,3</b>	<b>-9,7</b>	<b>-9,8</b>	<b>-10,6</b>	<b>-10,7</b>	<b>-14,4</b>	<b>-15,1</b>	<b>-13,7</b>	<b>-13,1</b>	<b>-14,5</b>	<b>-18,7</b>	<b>-20,6</b>	<b>-19,8</b>	<b>-25,4</b>	<b>-29,3</b>	<b>-37,4</b>	<b>-54,1</b>	<b>-76,1</b>	<b>-94,3</b>
Australia	-9,9	-10,1	-10,3	-9,7	-9,8	-10,6	-10,7	-14,4	-15,1	-13,7	-13,1	-14,5	-18,7	-20,6	-19,8	-25,4	-24,7	-27,7	-43,8	-65,1	-80,8
New Zealand	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Africa</b>	<b>-53,4</b>	<b>-61,5</b>	<b>-67,6</b>	<b>-65,6</b>	<b>-65,9</b>	<b>-71,7</b>	<b>-76,9</b>	<b>-98,1</b>	<b>-102,8</b>	<b>-109,3</b>	<b>-113,3</b>	<b>-100,4</b>	<b>-103,0</b>	<b>-88,1</b>	<b>-90,8</b>	<b>-78,0</b>	<b>-76,5</b>	<b>-70,0</b>	<b>-63,9</b>	<b>-73,5</b>	<b>-76,0</b>
Algeria	-53,3	-60,9	-62,3	-57,2	-58,5	-61,0	-60,4	-64,8	-62,1	-60,3	-60,3	-55,2	-57,2	-52,7	-52,3	-47,4	-44,6	-43,5	-54,0	-54,0	-51,3
Egypt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,7	-15,5	-16,6	-16,6	-17,7	-18,3	-13,0	-8,6	-6,2	-2,1	-0,3	6,7	18,5	15,4	10,9
Nigeria	0,0	-0,7	-5,4	-8,7	-7,8	-11,3	-13,1	-13,2	-16,7	-23,5	-23,5	-14,8	-21,7	-23,4	-25,8	-21,9	-24,9	-26,3	-23,3	-26,1	-25,7
South Africa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,2	1,4	2,4	2,8	2,5	3,2	3,3	3,8	3,8	3,8	4,1	4,3	4,4	4,5
<b>Middle-East</b>	<b>-9,6</b>	<b>-15,5</b>	<b>-21,6</b>	<b>-26,4</b>	<b>-29,8</b>	<b>-33,0</b>	<b>-37,6</b>	<b>-44,7</b>	<b>-48,2</b>	<b>-49,8</b>	<b>-52,9</b>	<b>-61,3</b>	<b>-91,0</b>	<b>-101,2</b>	<b>-109,5</b>	<b>-125,1</b>	<b>-115,8</b>	<b>-107,8</b>	<b>-110,2</b>	<b>-114,7</b>	<b>-118,3</b>
Iran	1,9	2,1	3,3	4,2	4,0	2,3	2,3	0,4	0,5	0,5	2,4	-1,0	0,5	2,3	-4,6	-3,9	-2,2	-0,5	-3,2	-9,3	-13,3
Kuwait	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	2,8	3,5	2,7	2,2	3,3	4,0	5,0	5,1	4,6
Saudi Arabia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UAE	-6,6	-6,6	-7,0	-7,1	-7,0	-6,9	-5,4	-5,7	-5,7	-0,8	9,5	10,5	9,5	10,6	11,8	12,7	11,9	13,9	13,4	12,8	10,7

Πηγή: <https://www.enerdata.net>

Με βάση τα στατιστικά στοιχεία του παραπάνω πίνακα προκύπτει το διάγραμμα 4.4, στο οποίο απεικονίζονται οι εισαγωγές και εξαγωγές (σε Bcm) των ευρύτερων περιοχών της Ευρώπης, Ωκεανίας, Αφρικής, CIS, BRICS, G7, Μέσης Ανατολής, Ασίας και της Αμερικής για τα έτη 2017 και 2018.



**Διάγραμμα 4-4** Ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών σε Bcm ανά περιοχή για τα έτη 2017 και 2018 (Πηγή: Ίδια Επεξεργασία με στοιχεία από: <https://www.enerdata.net>)

Όπως παρατηρείται, θετικά ισοζύγια παρουσιάζουν οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (363,3 Bcm, +2,6% 2018), οι χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. (349,9 Bcm, -4,9% 2018), οι χώρες της Ασίας (299,7 Bcm, +17,7% 2018), οι G7 (272,1 Bcm, -4,4% 2018) καθώς επίσης και οι χώρες της Λατινικής Αμερικής (33,2 Bcm, -18,8% 2018), αφού πρόκειται για χώρες που κατά βάση εισάγουν φυσικό αέριο είτε λόγω περιορισμένης ή μειωμένης εγχώριας παραγωγής είτε λόγω ανεπάρκειας εφοδιασμού της εγχώριας αγοράς. Αντιθέτως οι: CIS (-290,8 Bcm, +10,5% 2018), Ωκεανία (-94,3 Bcm, +23,9% 2018), Αφρική (-76,0 Bcm, +3,4% 2018), Μέση Ανατολή (-118,3 Bcm, +3,1% 2018), Βόρεια Αμερική (-78,5 Bcm, +22,5% 2018), Αμερική (-45,3 Bcm, +94% 2018), και BRICS (-81,4 Bcm, -9,9% 2018), παρουσιάζουν αρνητικά ισοζύγια καθώς αποτελούν χώρες που εξάγουν φυσικό αέριο.

#### 4.7 Διακινούμενο Ισοζύγιο LNG

Τα τελευταία χρόνια το εμπόριο φυσικού αερίου ανθίζει στις περισσότερες περιοχές τους κόσμου, καθώς το LNG προσφέρει εναλλακτικές προοπτικές ανάπτυξης των εμπορικών συναλλαγών μεταξύ των χωρών αλλά και ασφάλεια εφοδιασμού. Όπως

καταγράφεται σε έρευνα του IEA (2018) η ανάπτυξη του LNG σημείωσε ποσοστό 11% φθάνοντας τα 391 Bcm, το 2017, με ποσοστό 80% να οφείλεται στην αυξημένη ζήτηση φυσικού αερίου στις ασιατικές αγορές. Συγκεκριμένα η Κίνα ανοίγοντας την αγορά της σε εισαγωγές LNG κατέκτησε το 40% του συνολικού διακινούμενου όγκου. Επίσης άλλες «ώριμες» αγορές της Ασίας, όπως η Ιαπωνία και η Κορέα συνέβαλαν σε ικανοποιητικό βαθμό στο διεθνές εμπόριο LNG και ιδιαίτερα η Κορέα της οποίας οι εισαγωγές LNG αυξήθηκαν χρόνο με το χρόνο κατά 12%, το 2017, λόγω μακροχρόνιων συμβάσεων με άλλες εξαγωγικές χώρες. Στην ευρωπαϊκή αγορά σημειώθηκε έντονη ανάκαμψη των εισαγωγών LNG το 2017, σε 64 Bcm, αύξηση κατά 16% συγκριτικά με τα επίπεδα του 2016. Η ιδιαίτερα αυξημένη ζήτηση προήλθε από τις νότιες χώρες της Ευρώπης, όπως η Τουρκία, η Ισπανία, η Ιταλία, η Γαλλία και η Πορτογαλία, που σχετίζεται κατά κύριο λόγο με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στη Λατινική Αμερική και την Αφρική παρατηρήθηκε μείωση των εισαγωγών, λόγω της αυξημένης παραγωγής και της ανάπτυξη της αγοράς σε αυτές τις περιοχές, με αποτέλεσμα να εξελιχθούν σε εξαγωγικές χώρες, όπως χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η Αίγυπτος.

Από άποψη εφοδιασμού οι μεγαλύτεροι προμηθευτές LNG παγκοσμίως, το 2017, ήταν οι ΗΠΑ και η Αυστραλία, οι οποίες συνέβαλαν σε ποσοστό 42% και 35% της συνολικής ανάπτυξης των εξαγωγών παγκοσμίως. Και οι δυο χώρες φαίνεται να βρίσκονται στο προσκήνιο της επέκτασης υδροποίησης φυσικού αερίου, βλέποντας τις εξαγωγές τους να αυξάνονται σε ετήσια βάση κατά 13 Bcm και 16 Bcm, αντίστοιχα. Επίσης το 24% των συνολικών διακινούμενων όγκων ανήκουν στην Αφρική, με μεγάλη συμβολή της Νιγηρίας και της Αγκόλας.

Σε γενικό πλαίσιο, το 2017 αποτελεί οδηγό της ανάπτυξης του εμπορίου LNG, καθώς νέες προοπτικές ανοίγονται στην αγορά φυσικού αερίου, με την Κίνα να παραμένει στην κορυφή των εισαγωγών LNG και την Αυστραλία και τις ΗΠΑ ως τους κύριους προμηθευτές LNG παγκοσμίως. Τα επόμενα χρόνια αναμένεται όλο και μεγαλύτερη ανάπτυξη, αλλάζοντας τα δεδομένα της μεσοπρόθεσμης αγοράς, με την Κίνα να αυξάνει τις εισαγωγές LNG και την Αυστραλία, τις ΗΠΑ και το Κατάρ να εδραιώνονται στην αγορά ως οι μεγαλύτεροι διεθνείς εξαγωγείς LNG (IEA, 2018).

Το εμπόριο LNG αναπτύχθηκε έντονα και πάλι το 2018 σύμφωνα με στατιστικά του IGU (2019), μετά από την αύξηση που σημείωσε το 2017, προσθέτοντας ακόμα 28,2 MT φθάνοντας τους 316,5 MT. Η ανάπτυξη αυτή οφείλεται στην αύξηση της παραγωγής των μονάδων υδροποίησης και στην προσθήκη νέων μονάδων στις ΗΠΑ (+8,2MT), την Αυστραλία (+12,2 MT) και τη Ρωσία (+7,8 MT). Επίσης, στην αγορά εισήλθε δυναμικά και το Καμερούν έχοντας θέση σε λειτουργία την δεύτερη παγκοσμίως μεγαλύτερη πλωτή μονάδα υδροποίησης φυσικού αερίου Kribi FLNG δυναμικότητας 2,4 ΜΤΡΑ ξεκινώντας τις εξαγωγές ήδη από το πρώτο εξάμηνο του 2018. Οι πολιτικές αστάθειες στη Υεμένη δεν επέτρεψαν την επανεκκίνηση των

εξαγωγών, οι οποίες σταμάτησαν στα μέσα του 2015. Από την άλλη πλευρά, όπως συνέβη και το 2017, οι εισαγωγές LNG αυξήθηκαν τόσο στην Κίνα όσο και την Νότια Κορέα, κατακτώντας την 2<sup>η</sup> και 3<sup>η</sup> θέση αντίστοιχα στην παγκόσμια κατάταξη των εισαγωγών LNG. Επίσης στην αγορά προστέθηκαν ακόμη το Μπαγκλαντές και ο Παναμάς που ξεκίνησαν το 2018 να εισάγουν LNG. Συγκεκριμένα στο Μπαγκλαντές ξεκίνησε η λειτουργία ενός θαλάσσιου τερματικού σταθμού, ο οποίος προμηθεύει με φυσικό αέριο το περιφερειακό δίκτυο, ενώ στον Παναμά διατίθεται χερσαίος τερματικός σταθμός όπου παραλαμβάνεται το LNG και αφού επαναεριοποιηθεί τροφοδοτεί τον πρώτο ηλεκτροπαραγωγικό σταθμό με φυσικό αέριο.

Σε αντίθεση με την αύξηση που σημειώθηκε, πτωτική πορεία (-4,4 MT) κατέγραψαν οι δραστηριότητες στις ήδη υπάρχουσες εγκαταστάσεις στη Μαλαισία, την Ινδονησία, το Μπρουνέι και την Παπούα Νέα Γουινέα, με την τελευταία να έχει υποστεί σημαντικές καταστροφές των υποδομών της μετά από μεγάλο σεισμό στις αρχές του 2018. Παρά την αξιοσημείωτη ανάπτυξη των εμπορικών συναλλαγών LNG στην ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας, το Κατάρ παραμένει στην κορυφή των εξαγωγών αποτελώντας το 25% των συνολικών εξαγωγών παγκοσμίως, με την Αυστραλία να ακολουθεί με 22%. Αντίστοιχα μεγάλη ανάπτυξη έχουν σημειώσει και οι ΗΠΑ με την έναρξη λειτουργίας του Cove Point LNG σταθμού και με την άνοδο της παραγωγής στο Sabine Pass LNG. Επίσης, τα πρώτα δεξαμενόπλοια που είχαν τεθεί σε λειτουργία αποσύρθηκαν προς το τέλος του 2018, πράγμα που επέφερε διάφορες επιπτώσεις στην ευρύτερη περιοχή του Ατλαντικού. Οι εισαγωγές μειώθηκαν στη Νιγηρία (-0,6 MT) και την Αλγερία (-1,9 MT), με την τελευταία να έχει επηρεαστεί από τις υψηλότερες πωλήσεις φυσικού αερίου μέσω αγωγών στην Ευρώπη. Όσον αφορά στην υπόλοιπη Βόρεια και Λατινική Αμερική δεν υπήρχε ιδιαίτερα μεγάλη αύξηση για το 2018, με εξαίρεση τη Βραζιλία (+0,4 MT αύξηση σε ετήσια βάση), προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες της αγοράς που δεν μπορούσαν με την εγχώρια παραγωγή. Ακόμα κέρδη παρουσιάζει το Πουέρτο Ρίκο (ΗΠΑ), του οποίου η ζήτηση ανέκαμψε μετά την πτώση το 2017 από ζημιές που προκλήθηκαν από τον τυφώνα Μαρία (IGU, 2019). Στην Ευρώπη, οι εισαγωγές LNG το 2019 είναι πιθανό να καθοριστούν από παράγοντες της αγοράς που άρχισαν ήδη να επιδρούν από τα τέλη του 2018. Παράδειγμα αποτελεί η μειωμένη εγχώρια παραγωγή με την αντιθέτως αυξανόμενη ζήτηση φυσικού αερίου, συμπεριλαμβανομένης της ανάπτυξης του βιομηχανικού τομέα και του αυξανόμενου ανταγωνισμού μεταξύ φυσικού αερίου και άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι παραπάνω συνθήκες πρόκειται να επιφέρουν στο μέλλον ακόμη υψηλότερες εισαγωγές LNG στην Ευρώπη. Καθοριστικός παράγοντας για την πορεία των εισαγωγών LNG στην Ευρώπη είναι η αντίδραση και η συμπεριφορά των προμηθευτών φυσικού αερίου μέσω αγωγών, όπως η Ρωσία. Ο ιδιαίτερα αυξανόμενος ανταγωνισμός με το LNG μπορεί δυνητικά να προκαλέσει αύξηση της

ζήτησης του LNG, επιφέροντας το ίδιο στις τιμές του, καθιστώντας έτσι το φυσικό αέριο μέσω αγωγών ανταγωνιστικότερο.

#### 4.7.1 Εισαγωγές

Παρόλο που στην αγορά του LNG έχουν εισέλθει νέες μικρότερες αγορές, σύμφωνα με στατιστικά του IGU (2019), θεωρείται ακόμη μικρή η συμβολή τους στην συνολική αύξηση της ζήτησης παγκοσμίως, καθώς οι συνολικές εισαγωγές από αυτές τις αγορές ανέρχονται μόλις στο 1,8 MT. Την μεγαλύτερη συμβολή στις εισαγωγές LNG έχει ακόμα η ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας. Η ζήτηση στην περιοχή εξακολουθεί να παραμένει σε υψηλά επίπεδα λόγω της Ιαπωνίας (83,2 MT) και της Νότιας Κορέας (44,5 MT), καταγράφοντας ρεκόρ εισαγωγών το 2018. Συγκεκριμένα στην Ιαπωνία μειώθηκαν σε πολύ μικρό βαθμό οι εισαγωγές LNG (-0,6 MT σε ετήσια βάση), δεδομένων των χαμηλότερων απαιτήσεων στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής, παραμένοντας όμως σε γενικότερο πλαίσιο στην κορυφή με 26% των συνολικών εισαγωγών LNG. Η Νότια Κορέα αύξησε το 2018 τις εισαγωγές LNG, λόγω του βαρύ χειμώνα 2017-2018 και της περιορισμένης διαθεσιμότητας σε άνθρακα και πυρηνικής ενέργειας. Συνολικά οι εισαγωγές της Ιαπωνίας και της Νότιας Κορέας υποστηρίχθηκαν αρκετά από διάφορα έργα στην Αυστραλία αλλά και από βασικούς προμηθευτές της αγοράς όπως το Κατάρ και η Μαλαισία. Τη σημαντικότερη συμβολή στην ανάπτυξη της αγοράς στην Ασία την είχε η Κίνα ως η πρώτη χώρα με τις υψηλότερες εισαγωγές LNG στην περιοχή, αυξάνοντας τις κατά 15,8 MT, το 2018. Η ωθούσα δύναμη για την τόσο μεγάλη ανάπτυξη της αγοράς της Κίνας ήταν περιβαλλοντικές πολιτικές που πίεσαν τον ενεργειακό κλάδο να στραφεί στο φυσικό αέριο ως πράσινη ενέργεια και στη σταδιακή απαλλαγή από τον άνθρακα, στη προσπάθεια μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα (IGU 2019). Στην Ινδία από την άλλη μεριά παρατηρήθηκε η τρίτη μεγαλύτερη ανάπτυξη των εισαγωγών LNG φθάνοντας στην τέταρτη θέση της παγκόσμιας κατάταξης. Η αυξημένη ζήτηση LNG στην χώρα προέρχεται από τις αυξανόμενες ανάγκες στο βιομηχανικό και ενεργειακό τομέα καθώς και στον κλάδο των λιπασμάτων, σε βαθμό τέτοιο που δεν μπορούσαν να καλυφθούν από την εγχώρια παραγωγή. Στο Πακιστάν, η αυξημένη εγχώρια ζήτηση αποτέλεσε στήριγμα των εισαγωγών LNG, όμως θέματα των υποδομών και οικονομικά ζητήματα εμπόδισαν την περαιτέρω ανάπτυξη της αγοράς. Μαζί με το Μπαγκλαντές, που άρχισε να εισάγει LNG αντισταθμίζοντας την μειωμένη παραγωγή, την Ινδία και το Πακιστάν οι αγορές αυτές πρόκειται έως και το τέλος του 2019 να σημειώσουν μεγάλη ανάπτυξη στις εισαγωγές τους.

Στην Ευρώπη, οι εισαγωγές σημείωσαν αύξηση για τέταρτη συνεχόμενη χρονιά φτάνοντας τους 50 MT το 2018. Βασικοί παράγοντες που επηρέασαν την εξέλιξη των εισαγωγών ήταν η μειωμένη εγχώρια παραγωγή κυρίως στην Ολλανδία και το

Ηνωμένο Βασίλειο, αλλά και τα υψηλά επίπεδα κατανάλωσης φυσικού αερίου στον βιομηχανικό κλάδο. Για τα πρώτα τρία τέταρτα του έτους οι ανάγκες της αγοράς καλύφθηκαν με προτεραιότητα από τις εισαγωγές φυσικού αερίου μέσω αγωγών από την Ρωσία και την Αλγερία, ενώ στο τέλος του έτους οι εισαγωγές LNG εκτοξεύτηκαν. Λόγω των υψηλών ποσοστών ναύλωσης των πλοίων μεταφοράς LNG και των χαμηλών τιμών LNG στην Ασία, οι ροές LNG προς την Βορειοδυτική Ευρώπη αυξήθηκαν, ενώ το ποσοστό των επανεξαγωγών μειώθηκε. Αυτό ισχύει κυρίως για εισαγωγές από την Ρωσία και τις Ηνωμένες Πολιτείες όχι όμως για το Κατάρ. Οι μεγαλύτερες αυξήσεις των εισαγωγών σημειώθηκαν στο Βέλγιο με (+1,4 MT), την Ολλανδία με (+1,3 MT) και τη Γαλλία με (+0,9 MT), παρουσιάζοντας την μεγαλύτερη ανάπτυξη της ευρύτερης περιοχής κατά τη διάρκεια του 2018.

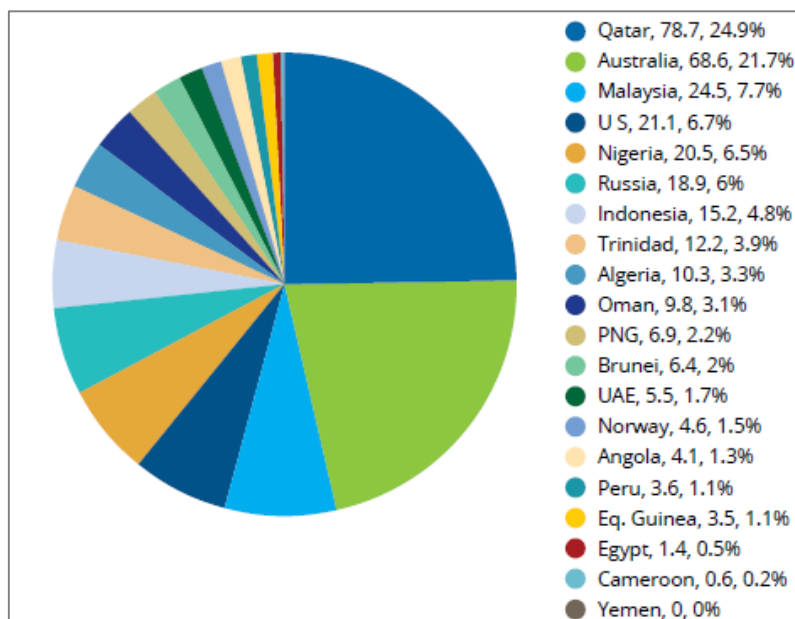
Στην Λατινική Αμερική οι εισαγωγές LNG υποστηρίχθηκαν στη Βραζιλία από την ζήτηση φυσικού αερίου στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα κατά τη διάρκεια του δεύτερου εξαμήνου του έτους. Γενικά τα επίπεδα εισαγωγών στην Λατινική Αμερική παρέμειναν σχετικά σταθερά, με την Αργεντινή να μειώνει τις εισαγωγές της στους 2,6 MT.

Σε αντίθεση με τα υψηλά επίπεδα εισαγωγών που καταγράφονται σε όλες τις προαναφερθείσες περιοχές του κόσμου, υπάρχουν περιοχές που βιώνουν μείωση αυτών, όπως η Αφρική και η Μέση Ανατολή. Συγκεκριμένα στην Αίγυπτο η μείωση των εισαγωγών (-3,7 MT) ήταν η μεγαλύτερη σε όλη την Αφρική, έχοντας αυξήσει σημαντικά την εγχώρια παραγωγή της σε φυσικό αέριο, ώστε να ικανοποιεί τις ανάγκες της αγοράς της. Επίσης, στη Μέση Ανατολή αξιοσημείωτη ήταν η μείωση που κατέγραψαν τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα (-1,4 MT) και η Ιορδανία (-0,8 MT). Στην πρώτη περίπτωση η αύξηση της εγχώριας παραγωγής συνέβαλε στο να μειωθεί η εξάρτηση της αγοράς από τις εισαγωγές LNG, ενώ στην δεύτερη περίπτωση η μειωμένη ανάγκη εισαγωγής LNG οφείλεται στην λειτουργία του σταθμού της Aqaba με σκοπό την εξαγωγή φυσικού αερίου μέσω αγωγών στην Αίγυπτο. Τέλος, παρόλο που η Μέση Ανατολή και ειδικά το Κατάρ αποτελεί σημείο αναφοράς για τις εξαγωγές LNG παγκοσμίως, οι εισαγωγές που σημείωσε το 2018 ανέρχονται στους 2,2 MT (IGU 2019).

#### 4.7.2 Εξαγωγές

Σύμφωνα με το IGU (2019), το μεγαλύτερο μέρος της προστιθέμενης παραγωγικής ικανότητας υδροποίησης φυσικού αερίου καταγράφεται σε χώρες που ήδη εξαγουν LNG. Η έναρξη λειτουργίας του Kribi FLNG, δυναμικότητας 2,4 MT, κατά τη διάρκεια του 2018 είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση του αριθμού των χωρών-εξαγωγέων σε δεκαεννέα, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 4.5. Εξάριση αποτελεί η Υεμένη που

από το 2015 όπως έχει ήδη αναφερθεί έχει σταματήσει τις δραστηριότητες της στο τομέα αυτό.

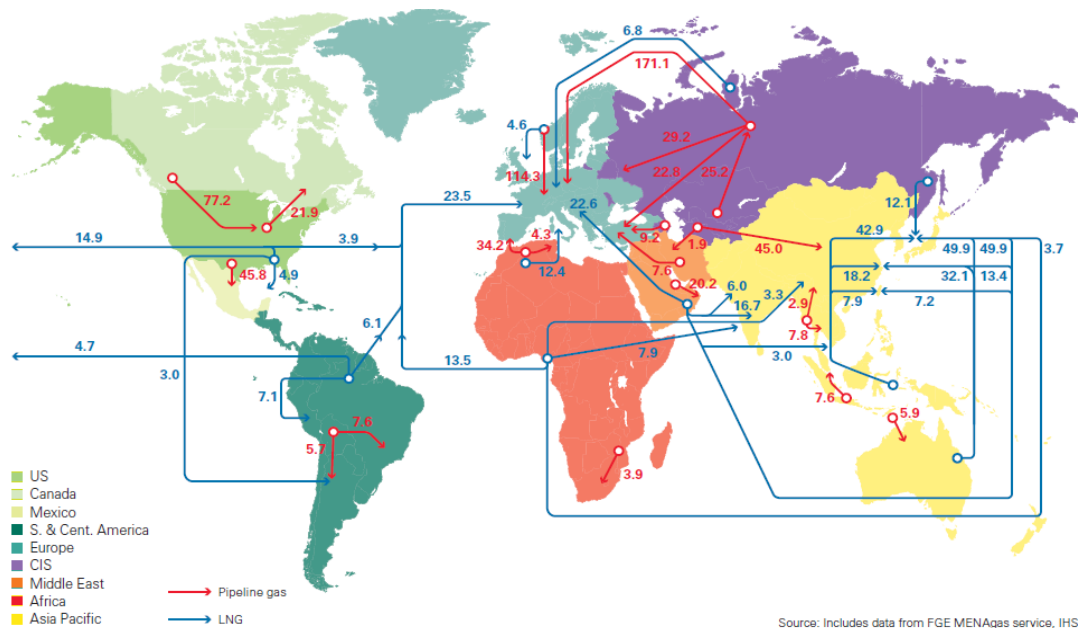


**Διάγραμμα 4-5** Εξαγωγές LNG ανά χώρα και ποσοστό της κάθε αγοράς (Πηγή: IGU, 2019)

Έτσι όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 4.5 οι κύριοι προμηθευτές LNG είναι το Κατάρ με 78,7 MT, η Αυστραλία με 68,6 MT, η Μαλαισία με 24,5 MT και οι ΗΠΑ με 21,1 MT, παρέχοντας το 61% συνολικά των εξαγωγών LNG παγκοσμίως. Ακόμη μεγάλη είναι η συνεισφορά της Νιγηρίας με 20,5 MT και της Ρωσίας με 18,9 MT με την λειτουργία του σταθμού Yamal στις αρχές του 2018 και με την επέκταση του έως και το 2019. Οι διάφορες αλλαγές στις διεθνείς αγορές, έχουν επιφέρει την ανακατάταξη των χωρών-εξαγωγέων σε παγκόσμιο επίπεδο, καθώς η παραγωγή και η ζήτηση του φυσικού αερίου και οι διάφοροι τομείς χρήσης του είναι παράγοντες που καθορίζουν τους διακινούμενους όγκους. Η διαφορά ανάμεσα σε Κατάρ και Αυστραλία μπορεί δυνητικά να εξισορροπηθεί, αφού η παραγωγή της Αυστραλίας και μέσα στο 2019 είναι αρκετά αυξημένη, υποστηριζόμενη από το πλωτή μονάδα παραγωγής και υδροποίησης Prelude FLNG και από το έργο Ichthy LNG. Παρόλο που η Νιγηρία ανήλθε στην πέμπτη θέση στην κατάταξη, με 20,5 MT, η Ρωσία προβλέπεται να ανεβεί ξεπερνώντας ακόμα και τη Μαλαισία στη διάρκεια του 2019, καθώς η παραγωγή LNG στο Yamal αυξάνεται και θα επιδράσει στις εξαγωγές ακόμα περισσότερο. Ωστόσο, υπήρχαν χώρες που δεν κατάφεραν να κρατήσουν τις εξαγωγές τους σταθερές, όπως η Ινδονησία η οποία λόγω αυξημένης ζήτησης στην εγχώρια αγορά ξεκίνησε να εισάγει μειώνοντας τις εξαγωγές της. Στην Αλγερία εξίσου μέρος του αποθέματος LNG χρησιμοποιήθηκε για την ώθηση των εξαγωγών με αγωγούς προς την Ευρώπη. Εκτός αυτού, τεχνικά προβλήματα των υποδομών ή άλλες φυσικές καταστροφές επέφεραν πτώση των εξαγωγών στο Περού και την

Παπούα Νέα Γουινέα, δίνοντας την θέση τους στο Τρινιντάντ και το Ομάν με σαφώς αυξημένη παραγωγή +1,5 MT σε ετήσια βάση παρομοίως. Αντίστοιχα καλύτερη απόδοση των σταθμών LNG παρουσίασαν η Νορβηγία με 4,6 MT και η Αγκόλα με 4,1 MT. Το Καμερούν επίσης εισήλθε δυναμικά στις εξαγωγές LNG υποστηριζόμενο από το Kribi FLNG παραγωγής 0,6 MT. Προς κάλυψη της εποχιακής ζήτησης φυσικού αερίου στην Αργεντινή, στο λιμάνι Bahia Blanca αναμένεται να ξεκινήσει εντός του 2019 η λειτουργία της πλωτής μονάδας υγροποίησης Tango FLNG τουλάχιστον για την επόμενη δεκαετία, με δυναμικότητα εξαγωγής έως και 0,5 MT (IGU 2019).

Οι επανεξαγωγές LNG αυξήθηκαν το 2018 κατά 46% σε 3,9 MT, χωρίς όμως αυτό να συνεπάγεται την αύξηση των αγορών που επανεξάγουν LNG, αφού ο αριθμός τους παρέμεινε σταθερός στις 11 (ίδιος με το 2017). Η αύξηση των επανεξαγωγών οφείλεται στις αυξημένες ευκαιρίες αρμπιτράζ μεταξύ των χωρών (επενδυτική στρατηγική κατά την οποία οι χώρες προσπαθούν να επωφεληθούν από την αγορά ενός προϊόντος και τη μεταπώλησή του σε υψηλότερη τιμή). Μεγάλη υποστήριξη των επανεξαγωγών LNG προήλθε από τον τερματικό σταθμό Yamal, όπου μεγάλο μέρος της παραγωγής επανεξάγεται με ειδικά παγοθραυστικά LNG πλοία για μεταφορά και επαναπώληση προς τους τερματικούς σταθμούς στην Ευρώπη και την Ασία. Στην Ευρώπη αντίστοιχα οι επανεξαγωγές άνθισαν κυρίως στο Βέλγιο, την Γαλλία, την Ολλανδία, την Ισπανία και το Ηνωμένο Βασίλειο με επαναδιακινούμενο όγκο 2,9 MT έναντι του συνολικού. Εκτός Ευρώπης οι επανεξαγωγές αυξήθηκαν το 2018 στη Σιγκαπούρη για τρίτη συνεχόμενη χρονιά στους 0,7 MT, εξελισσόμενη σε ένα LNG Hub του Ειρηνικού. Η περιγραφή της εμπορίας φυσικού αερίου και LNG συνοψίζεται στην εικόνα 4.4, όπου παρουσιάζονται οι ροές φυσικού αερίου τόσο μέσω αγωγών όσο και ως LNG για το έτος 2018 (BP, 2019).



Εικόνα 4-4 Εμπορικές κινήσεις 2018 (σε Bcm) (Πηγή: BP, 2019)



#### 4.8 Εξέλιξη διεθνούς εμπορίου

Το εμπόριο φυσικού αερίου έχει ανθίσει τα τελευταία 15 χρόνια κατά 40%, όπως υποστηρίζουν έρευνες του IEA (2018), με το LNG να συμβάλει σε μεγάλο βαθμό, αφού κατέγραψε αύξηση την περίοδο αυτή από 22% σε 34%. Μέχρι το 2023, οι έρευνες προβλέπουν ότι το 40% των διεθνών εμπορικών συναλλαγών φυσικού αερίου θα αποτελείται από LNG (περίπου 505 Bcm). Η εικόνα της αγοράς πρόκειται να εξελιχθεί έναντι της ανάπτυξης του διαπεριφερειακού εμπορίου και της αλληλεξάρτησης που θα αναπτυχθεί έντονα ανάμεσα στις χώρες-εξαγωγείς και στις χώρες-εισαγωγείς, κυρίως λόγω της έντονης παρουσίας του LNG στην αγορά. Αρκετές αλλαγές αναμένονται να συμβούν στην αγορά, ειδικά στον τομέα του εφοδιασμού, όπου η θέση της Μέσης Ανατολής ως ο μοναδικός παραδοσιακός προμηθευτής φυσικού αερίου βρίσκεται σε κρίση. Αυτό συμβαίνει καθώς δοκιμάζεται έντονα από αναπτυσσόμενες εμπορικά περιοχές όπως η Βόρεια Αμερική, η Αυστραλία και η Ρωσία. Από άποψη ζήτησης στη αγορά, οι μεγαλύτεροι όγκοι εισαγωγών παραμένουν εντός Ασίας, με τη διαφορά ότι καινούριες χώρες διεκδικούν μερίδιο της αγοράς, πέραν της Κίνας, η Ινδία, το Μπαγκλαντές και το Πακιστάν.

Αναλυτικότερα, η ευρύτερη περιοχή της Ασίας θα κατέχει μέχρι το 2023 την μεγαλύτερη συμβολή στην συνολική ανάπτυξη του εμπορίου φυσικού αερίου τόσο μέσω διακινούμενων όγκων με αγωγούς (90 Bcm) όσο και με LNG (35 Bcm) (IEA, 2018). Ο μεγαλύτερος εισαγωγέας της περιοχής φαίνεται να παραμένει η Κίνα, της οποίας οι εισαγωγές αναμένονται να συνεχίσουν να αυξάνονται σε 93 Bcm ως LNG και 78 Bcm μέσω αγωγών εντός της περιόδου πρόβλεψης, φθάνοντας συνολικά να εισάγει συνολικά 171 Bcm φυσικού αερίου. Σε γενικότερο πλαίσιο, οι εισαγωγές LNG προβλέπεται να αυξηθούν κατά μέσο όρο κατά 9% σε ετήσια βάση, ενώ μετά το 2021 η προσφορά από την δυναμικότητα νέου αγωγού θα αποφέρει αύξηση στο συνολικό όγκο εισαγωγών. Λόγος γίνεται λοιπόν για τον νέο αγωγό Power of Siberia Pipeline, ο οποίος θα συνδέει την Κίνα με περιοχές παραγωγής της Ανατολικής Σιβηρίας, όπως το πεδίο Chayandinskoye και το Κογκτίνσκoye, προσθέτοντας 25 Bcm φυσικού αερίου από τη Ρωσία προς την Κίνα μέχρι το 2023 (IEA, 2018). Γενικά το LNG πρόκειται να συνεχίσει να αποτελεί την κύρια δυναμική εξέλιξης της ενεργειακής αγοράς στην Κίνα. Στους βασικούς παράγοντες που θα στρέψουν την Κίνα στο φυσικό αέριο ανήκει πρώτον η ραγδαία ανάπτυξη της οικονομίας της και κατ' επέκταση και του βιοτικού επιπέδου των καταναλωτών. Επίσης, οι κυβερνητικές πολιτικές που αποσκοπούν στην αντικατάσταση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα με αντίστοιχες από φυσικό αέριο θα αποτελέσουν την ωθούσα δύναμη αύξησης της ζήτησης LNG (IGU, 2019).

Αντιθέτως στην Ιαπωνία και την Κορέα οι εισαγόμενοι όγκοι αναμένονται να μειωθούν στο διάστημα αυτό, κυρίως λόγω της σταδιακής λήξης των υπαρχουσών συμβάσεων, έναντι των ευέλικτων συμβάσεων, των οποίων ο αριθμός θα αυξηθεί προοδευτικά. Ένας τρόπος αποφυγής δυνητικής υπερπροσφοράς θα αποτελέσει η επαναδιαπραγμάτευση των υφιστάμενων συμβολαίων ή ακόμη και η δημιουργία νέων σύμφωνα με την Επιτροπή Εμπορικού Δικαίου της Ιαπωνίας. Από την άλλη μεριά, ελλείψει διασυνοριακών δικτύων αγωγών στην Ασία, η ανάπτυξη του εμπορίου θα βασίζεται κατά βάση στο LNG, έτσι οι εισαγωγές LNG στις αναπτυσσόμενες αγορές της Ασίας, όπως η Ινδία, το Πακιστάν και το Μπαγκλαντές πρόκειται να διπλασιαστούν τα επόμενα χρόνια φθάνοντας τα 140 Bcm το 2023. Η Ινδία συγκεκριμένα θα αποτελέσει μελλοντικά σημαντική δύναμη στις εισαγωγές LNG της Ασίας, καθώς η εγχώρια παραγωγή δεν προβλέπεται να αυξηθεί ιδιαίτερα τα επόμενα χρόνια. Τέλος η Μαλαισία φαίνεται να εκτίθεται σημαντικά στους Ιάπωνες αγοραστές, των οποίων οι συμβάσεις πρόκειται να λήξουν μέχρι το 2023, και αναμένεται μόνο μερική ανανέωση αυτών (IEA, 2018).

Αντίστοιχη εξάρτηση φαίνεται να συνεχίζει να παρουσιάζει και η Ευρώπη, με τις εισαγωγές της σε φυσικό αέριο να ανέρχονται με βάση τα προγνωστικά στα 310 Bcm το 2023, λόγω της μειωμένης εγχώριας παραγωγής και του Groningen στην Ολλανδία. Το κενό προσφοράς που υπήρχε στην ευρύτερη περιοχή πρόκειται να καλυφθεί από εισαγόμενες ποσότητες από νέα δίκτυα αγωγών μέσω του Southern Gas Corridor (SGC) και από επιπλέον εισαγωγές LNG και φυσικό αέριο από παραδοσιακούς προμηθευτές όπως η Ρωσία. Πιο αναλυτικά, το μερίδιο των εισαγωγών ρωσικού φυσικού αερίου στην Ευρώπη αναμένεται να μειωθεί στο 30-32%, λόγω εισαγωγής νέων πηγών εφοδιασμού στην ευρωπαϊκή αγορά. Αυτό περιλαμβάνει την ανάπτυξη του SGC που φέρνει φυσικό αέριο από το Αζερμπαϊτζάν προς την Ιταλία, την Αλβανία, την Ελλάδα και την Τουρκία, καθώς επίσης εισαγωγές LNG προβλέπεται μέχρι το 2023 να αντικαταστήσουν την παραγωγή στην Βορειοδυτική Ευρώπη (IEA, 2018). Μελετώντας την εμπορική σχέση της Ρωσίας και της Ευρώπης στον τομέα αυτό, τα αποτελέσματα σύμφωνα με την μελέτη των (Aune et al., 2017) είναι τα ακόλουθα. Η Ρωσία ως μία από τις μεγαλύτερες χώρες-εξαγωγείς φυσικού αερίου, δίνει ιδιαίτερη έμφαση στην εξασφάλιση «ασφάλειας ζήτησης της αγοράς», πράγμα που φαίνεται από τα υψηλά κόστη εξόρυξης και μεταφοράς του φυσικού αερίου. Από την άλλη πλευρά, η Ευρώπη βασίζεται σε μεγάλο βαθμό από τις εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου, δίνοντας από την πλευρά της μεγάλη έμφαση στην εξασφάλιση της «ασφάλειας εφοδιασμού». Ωστόσο, η ανάπτυξη μιας πιο ανταγωνιστικής Ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου, πρόκειται να αυξήσει ακόμα περισσότερο το μερίδιο των συναλλαγών, επηρεάζοντας και τις δύο πλευρές. Επίσης, σημαντικές αλλαγές έχει ήδη προκαλέσει η ρήξη Ρωσίας-Ουκρανίας με τα γεγονότα στην Κριμαία το 2014. Εξετάζοντας τα τρία έργα ανάπτυξης αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου «Nord

Stream 2», «Turkish Stream» και «Power of China» και υποθέτοντας ότι και τα τρία έργα θα είναι έτοιμα προς λειτουργία έως το 2030, συμπεραίνεται ότι οι καθαρές ρωσικές εξαγωγές θα αυξηθούν σε μέτριο βαθμό, με αυτές να μην ξεπερνούν ουσιαστικά τις μέγιστες δυνατότητες μεταφοράς των νέων αγωγών. Με την κατασκευή και των τριών αγωγών, οι καθαρές ρωσικές εξαγωγές φυσικού αερίου θα αυξηθούν κατά 1/3, ενώ αντίστοιχα αυτές προς την Ευρώπη θα παραμείνουν στα ίδια περίπου επίπεδα. Επιπλέον, σύμφωνα με το παραπάνω σενάριο, εάν οι επιδοτήσεις προς τους μεγάλους Ρώσους καταναλωτές φυσικού αερίου μειωθούν κατά 50% ή αν δεν υπάρχουν πωλήσεις ή μεταφορές μέσω της Ουκρανίας, οι επιπτώσεις της αυξημένης εξαγωγικής ικανότητας θα είναι πολύ πιο ισχυρές.

Από άποψη πολιτικών που ακολουθούνται από την πλευρά της Ευρώπης στην προσπάθεια της να μειώσει την εξάρτησή της από ρωσικές εισαγωγές, μπορεί να υποστηριχθεί ότι η Ρωσία θα μπορούσε μελλοντικά να επωφεληθεί από αυτές. Αυτό μπορεί να συμβεί κρατώντας κάποια διέλευση μέσω της Ουκρανίας, επιδεικνύοντας καλή θέληση και αποκτώντας ακόμα μεγαλύτερη εμπορική ευελιξία. Οι όροι ωστόσο για την πραγματοποίηση αυτού του σεναρίου θα επηρεαστούν αρκετά από τις διάφορες εναλλακτικές διαδρομές μεταφοράς φυσικού αερίου. Οι εναλλακτικές διαδρομές αναφέρονται κυρίως στο άνοιγμα της Αρκτικής ως μια νέας εμπορικής ζώνης μεταφοράς LNG μέσω της Βόρειας Θάλασσας προς Ασία και Ευρώπη. Η προοπτική αυτή θα δώσει το πλεονέκτημα στη Ρωσία να προσεγγίσει νέες αγορές με όσο το δυνατό πιο ανταγωνιστικό τρόπο. Με τη λήψη της τελικής επενδυτικής απόφασης που πάρθηκε το Σεπτέμβριο του 2019 για την πραγματοποίηση του έργου Arctic LNG 2 (<https://www.mitsui.com/>), αυξάνονται οι πιθανότητες να ξεπεράσει η Ρωσία τα επόμενα χρόνια το Κατάρ σε εξαγωγές LNG (IGU, 2019). Αρκετά είναι τα έργα νέων δικτύων αγωγών φυσικού αερίου που είναι ακόμα υπό κατασκευή προς την διάνοιξη νέων προμηθευτικών οδών προς την Ευρώπη, όπως στην περίπτωση του SGC και του TurkStream που αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία εντός του επόμενου διαστήματος, ενώ παράλληλα πολλά έργα στον Βορρά είναι ακόμα υπό ανάπτυξη. Η ανάπτυξη του SGC μέσω της Τουρκίας πρόκειται να έχει θετικό αντίκτυπο επιφέροντας σημαντική αύξηση της ικανότητας εισαγωγής φυσικού αερίου στην Τούρκικη αγορά εντός του 2020. Παράλληλα η Τουρκία έχει ήδη επενδύσει μισθώνοντας δύο FSRU (Nerptune στο Etki, Challenger στο Dortyol) αυξάνοντας την ικανότητα επαναεριοποίησής της. Επιπλέον το έργο South Caucasus Pipeline Expansion (SCPX) μέσω της Γεωργίας πρόκειται να τριπλασιάσει την ικανότητα εξαγωγών προς την Τουρκία πάνω από 20 Bcm/ χρόνο (BP, 2018). Το έργο αυτό είναι άμεσα συνδεδεμένο με την ανάπτυξη της δεύτερης φάσης του Shah Deniz πεδίου στο Αζερμπαϊτζάν και με την ανάπτυξη του Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) μέσω Τουρκίας και του Trans-Adriatic Pipeline (TAP) μέσω Ελλάδας-Αλβανίας-Ιταλίας.

Ο αγωγός TurkStream περιλαμβάνει δυο υπεράκτιες γραμμές, η πρώτη αφορά την σύνδεση Ρωσίας με την Τουρκία και την υπόλοιπη Νοτιοανατολική Ευρώπη μέσω της Μαύρης Θάλασσας, ενώ η δεύτερη υποψήφια αφορά τη σύνδεση με άλλες αγορές της Ευρώπης. Ακόμη λόγος γίνεται και για ένα νέο έργο που προωθείται στην Βαλτική Θάλασσα, το Baltic Pipe, συνδέοντας τον Europipe II της Νορβηγίας με τη Δανία και την Πολωνία, που αναμένεται να ανατεθεί εντός του 2020. Όσον αφορά στις εισαγωγές LNG στην Ευρώπη, αυτές προβλέπεται να αυξηθούν σημαντικά μέχρι το 2023 φθάνοντας τα 79 Bcm (15% της συνολικής κατανάλωσης) και δεν αναμένεται να φτάσουν τα νούμερα που είχαν καταγραφεί το 2011 (πάνω από 90 Bcm). Η αύξηση του 2011 οφειλόταν στις πολύ χαμηλές τιμές του LNG καθιστώντας το ανταγωνιστικότερο σε σχέση με το εισαγόμενο πετρέλαιο, δίνοντας επίσης ώθηση στο φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή. Η προοπτική μιας αύξησης σε τέτοιο βαθμό όπως το 2011 είναι αμφίβολο να πραγματοποιηθεί ξανά για δυο λόγους. Πρώτον από πλευράς προσφοράς οι περισσότερες μακροπρόθεσμες συμβάσεις έχουν προσαρμόσει τους μαθηματικούς τύπους τους ώστε να είναι συνδεδεμένες με τις τιμές των εμπορικών hubs. Επομένως, μια δυνητική πτώση των τιμών, λόγω υπερπροσφοράς στην αγορά, θα διαφοροποιήσει την τιμολόγηση των εν λόγω συμβάσεων παρεμποδίζοντας την εμφάνιση προβλημάτων που είχαν παρατηρηθεί στα τέλη της δεκαετίας του 2000. Δεύτερον, από πλευράς ζήτησης η δυνατότητα χρήσης του φυσικού αερίου στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας ως εναλλακτικού καυσίμου έχει μειωθεί με την πτώση της καύσης άνθρακα και την εκτεταμένη προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (IEA, 2018).

Για τις ΗΠΑ μεγάλη θα είναι η συμβολή της Βόρειας Αμερικής στο εμπόριο φυσικού αερίου με τις εξαγωγές μέσω δικτύου αγωγών προς το Μεξικό και μέσω LNG. Παρά την μικρή μείωση που αναμένεται να παρατηρηθεί στις εξαγωγές του Καναδά προς τις ΗΠΑ μέσω αγωγών, η συμβολή του στις αγορές των Μεσοδυτικών και Δυτικών Ακτών θα είναι σημαντική. Επίσης το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης της ικανότητας υγροποίησης φυσικού αερίου οφείλεται στις ΗΠΑ (πάνω από 80 Bcm), αντιπροσωπεύοντας πάνω από το 50% της συνολικής αναμενόμενης ανάπτυξης υγροποίησης έως το 2023 (IEA, 2018). Αυτό σημαίνει ότι οι εξαγωγές LNG από τις ΗΠΑ προβλέπονται στα 100 Bcm μέχρι το 2023, λίγο πιο πάνω από την Αυστραλία (98 Bcm) αλλά πίσω από το Κατάρ που αναμένεται στην πρώτη θέση εξαγωγών με σύνολο 105 Bcm. Οι εξαγωγές LNG της Αυστραλίας, παρόλη την κρίση των μεγάλων πυρκαγιών που μέχρι πρόσφατα βίωσε, όπως υποστηρίζεται και σε ένα άρθρο (Zaremba, 2020), εκτοξεύθηκαν στην πρώτη θέση ξεπερνώντας τις ΗΠΑ (34.3 MT) και το Κατάρ (75 MT) φτάνοντας στα 77.5 MT, το 2019 (Energy Quest, 2019). Σύμφωνα με το άρθρο, οι εξαγωγές της Αυστραλίας σε LNG δεν πρόκειται άμεσα να επηρεαστούν, ωστόσο τίθενται πολλά ερωτήματα για την στάση της χώρας έναντι της κλιματικής αλλαγής που θεωρείται αιτία των καταστροφικών πυρκαγιών και

υπό την πίεση να τεθούν όρια στην παραγωγή άνθρακα αλλά και του φυσικού αερίου. Ωστόσο στο άμεσο μέλλον οι εξαγωγές της χώρας δεν φαίνεται να επηρεαστούν αφού η ζήτηση ειδικά από την Ασία θα συνεχίσει να αυξάνεται, με χαρακτηριστικό παράδειγμα το έργο Ichthys LNG χάρις στο οποίο η Αυστραλία έχει καταφέρει να αυξήσει σημαντικά τις εξαγωγές της σε LNG.

Γενικά στην κορυφή των εξαγωγών LNG θα παραμείνει μέχρι το 2023 η Μέση Ανατολή με 120 Bcm/ έτος, σε αντίθεση με την Αφρική, όπου οι εξαγωγές LNG δεν αναμένεται να έχουν κάποια ιδιαίτερη αύξηση μέχρι το 2023, όπως στην περίπτωση της Νιγηρίας και της Ισημερινής Γουινέας. Τέλος, η Αίγυπτος δεν προβλέπεται να εισάγει φυσικό αέριο, αφού η παραγωγή της αναμένεται να παραμείνει σε υψηλά επίπεδα καλύπτοντας τις ανάγκες της εγχώριας αγοράς (IEA 2018).

## Κεφάλαιο 5. ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΙΜΩΝ

### 5.1 Εισαγωγή

Η απελευθέρωση της παγκόσμιας αγοράς του φυσικού αερίου, κατά βάση μετά τη δεκαετία του 1980, ώθησε πολλές χώρες να εισέλθουν στην αγορά αυξάνοντας τον ανταγωνισμό στον κλάδο του χονδρικού και λιανικού εμπορίου. Καθοριστικό βήμα στην ανάπτυξη πιο ευέλικτων και ανταγωνιστικότερων αγορών ήταν η ουσιαστική αποδέσμευση της αγοράς φυσικού αερίου από την αγορά παροχής υπηρεσιών μεταφοράς φυσικού αερίου. Αυτό οδήγησε στη ρύθμιση του φυσικού μονοπωλίου της αλυσίδας εφοδιασμού και εν μέρει στην ανάπτυξη ανταγωνισμού σε δυνητικά ανταγωνιστικά τμήματα της βιομηχανίας, όπως η παραγωγή και ο εφοδιασμός φυσικού αερίου. Αυτή η ρυθμιστική αλλαγή στα συστήματα αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου επέφερε την ανοιχτή πρόσβαση των καταναλωτών και παραγωγών στην αγορά, δίνοντάς τους την δυνατότητα να διαπραγματεύονται ανοιχτά για την πώληση του φυσικού αερίου, με τις προκύπτουσες τιμές να είναι μη ρυθμιζόμενες (Abbott, 2016). Σύμφωνα με το μοντέλο αυτό της αγοράς, η ρυθμιστική αλλαγή απαιτεί την καθιέρωση ενός κώδικα πρόσβασης (είτε οικειοθελώς είτε μέσω κυβερνητικής ρύθμισης) για την εναλλαγή πελατών από έναν προμηθευτή σε άλλο. Τέτοια ρυθμιστική αλλαγή συνέβη για πρώτη φορά στον Καναδά και στις ΗΠΑ και ακολούθως σε Αγγλία, Αυστραλία, Νέα Ζηλανδία και στην συνέχεια στη Δυτική Ευρώπη και Σιγκαπούρη (ABARE 2002; IEA, 1998; Jamasb et al., 2008). Συγκεκριμένα, το 1989 αλλαγές στην πολιτική των ΗΠΑ και του Καναδά οδήγησαν στο να τεθεί το σύστημα των αγωγών μεταφοράς σε κατάσταση ανοικτής πρόσβασης. Δηλαδή δόθηκε η δυνατότητα στους παραγωγούς να μπορούν να πωλούν φυσικό αέριο απευθείας σε μια εταιρεία διανομής φυσικού αερίου (ή απευθείας σε έναν τελικό πελάτη) και μετά είτε οι παραγωγοί είτε ο τελικός πελάτης να μπορούν να εκμισθώνουν το δίκτυο διανομής για τη μεταφορά του. Στη συνέχεια, οι αμερικάνικες διακρατικές εταιρίες αγωγών επικεντρώθηκαν κατά βάση στην παροχή υπηρεσιών υποδομής φυσικού αερίου εγκαταλείποντας την ανάμιξή τους με την άμεση αγορά και πώληση του φυσικού αερίου. Το κενό που δημιουργήθηκε καλύφθηκε από ανεξάρτητους εμπόρους που λειτούργησαν ως μεσάζοντες αναλαμβάνοντας να ρυθμίσουν εκτός από το κομμάτι της προμήθειας και την δέσμευση των πωλήσεων και τις υπηρεσίες μεταφοράς. Το παραπάνω μοντέλο αγοράς προωθήθηκε αρκετά γρήγορα και μέσω περαιτέρω νομοθετικών αλλαγών (Abbott, 2016).

Συνέπεια των μεταρρυθμίσεων και της δημιουργίας νέων αγορών ήταν η αύξηση του διακινούμενου όγκου φυσικού αερίου σε διεθνές επίπεδο, καθώς εκτός από το διακινούμενο φυσικό αέριο με δίκτυο αγωγών στην αγορά εισήλθε και η έννοια του

LNG. Συγκεκριμένα τη δεκαετία του 1970 είχε καταγραφεί διακίνηση 2,7 Bcm LNG, προσδίδοντας περισσότερη ευελιξία στη αγορά (BP, 2015).

Γενικά οι εταιρίες που είχαν αφομοιωθεί στην προ-απελευθερωμένη αγορά, διέθεταν μια ασφαλή αγορά φυσικού αερίου, χωρίς να υπάρχει δηλαδή η απειλή του ανταγωνισμού από άλλες εταιρίες. Αυτό επέτρεψε στα φυσικά μονοπώλια να προδιαγράψουν τα επενδυτικά σχέδιά τους, προσπαθώντας κάθε φορά να ικανοποιήσουν όλες τις δυνητικές διακυμάνσεις της ζήτησης του φυσικού αερίου και επενδύοντας στις απαραίτητες μόνο υποδομές. Στις περιπτώσεις όπου οι εταιρίες-παραγωγοί φυσικού αερίου ήταν ξεχωριστά από τις εταιρίες μεταφοράς με αγωγούς, τότε οι τελευταίοι αναγκάζονταν να προβούν σε επισύναψη μακροπρόθεσμου συμβολαίου προκειμένου να διαχειριστούν το ρίσκο της επένδυσης. Αυτά τα συμβόλαια είχαν συχνά την μορφή συμφωνιών «take-or-pay», κατά τις οποίες οι εταιρίες μεταφοράς αγωγών διαπραγματεύονταν με τις εταιρίες-παραγωγούς, και είτε έπρεπε να αγοράσουν κάθε χρόνο μια ελάχιστη ποσότητα σε προκαθορισμένη τιμή από τον παραγωγό είτε να πληρώσουν κυρώσεις στην εταιρία. Σκοπός αυτών των συμβάσεων ήταν η διαχείριση των κινδύνων της ευκαιριακής συμπεριφοράς, όπου απαιτήθηκαν μεγάλες ειδικές επενδύσεις σε αγωγούς για την σύνδεση με συγκεκριμένους πελάτες ή ομάδα πελατών. Σε τέτοιου είδους μεγάλα επενδυτικά σχέδια, οι επενδυτές απαιτούν συνήθως μακροπρόθεσμες συμβάσεις και έναν μακροπρόθεσμο σχεδιασμό ανάπτυξης του έργου. Συνεπώς αυτή η λειτουργία της βιομηχανίας, αποτελεί έναν μηχανισμό διαχείρισης των κινδύνων που ενέχουν σε τέτοιας κλίμακας επενδύσεις. Παρόλα αυτά υπάρχουν ενδείξεις ότι οι εταιρίες που ενσωμάτωσαν αυτόν τον τρόπο λειτουργίας της βιομηχανίας, συχνά λειτουργούσαν σε πολύ χαμηλότερα επίπεδα αποτελεσματικότητας από το αναμενόμενο, καθώς τις περισσότερες φορές έπαιρναν εσφαλμένες επενδυτικές αποφάσεις, τις οποίες στη συνέχεια επωμίζονταν οι τελικοί καταναλωτές. Όπως σε ορισμένες περιπτώσεις η κατασκευή των υποδομών ήταν πιο πολύπλοκη και δαπανηρή απ' ό,τι στην πραγματικότητα χρειαζόταν. Επιπλέον, λόγω του υψηλού ρίσκου οι περισσότεροι προμηθευτές ήταν διστακτικοί στην ανάπτυξη είτε νέων πηγών φυσικού αερίου είτε ακόμα και αυτών που ήταν ήδη υπό εκμετάλλευση. Έτσι λοιπόν αναπτύχθηκε έντονα η ανάγκη ανάπτυξης ανταγωνισμού στην παγκόσμια αγορά, ασκώντας κατά αυτόν τον τρόπο την απαραίτητη πίεση στις εταιρίες τόσο από άποψη εξόρυξης όσο και λιανικής πώλησης, για την αποτελεσματικότερη λειτουργία τους και την ανάπτυξη λιγότερο δαπανηρών πηγών φυσικού αερίου (Abbott, 2016).

## 5.2 Μηχανισμοί διαμόρφωσης τιμών

Στην αγορά τα τελευταία χρόνια οι τιμές του φυσικού αερίου είναι ένα θέμα το οποίο απασχολεί την βιομηχανία σε μεγάλο βαθμό. Πολλοί είναι οι παράγοντες που συμβάλουν στο καθορισμό των τιμών, γεγονός που καθιστά την αποδόμηση των διάφορων μηχανισμών διαμόρφωσής του και επομένως την πρόβλεψη αυτών δύσκολη υπόθεση. Σε γενικότερο πλαίσιο, η συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ευρώπη και η αυξανόμενη ζήτηση από την πλευρά αναπτυσσόμενων χωρών όπως η Κίνα και η Ινδία έχουν προκαλέσει ριζικές αλλαγές στην τιμή του φυσικού αερίου. Σε πρώτο πλάνο, η αξία του φυσικού αερίου αυξάνεται από τη φάση της εξόρυξης έως και τον τελικό καταναλωτή, δηλαδή η τιμή του αυξάνεται με τη μεταφορά του σε μακρινές αποστάσεις, στην τοπική διανομή του και στην μεταπώλησή του. Στα κόστη αυτά συμπεριλαμβάνονται τα κόστη μεταφοράς είτε με αγωγούς είτε με πλοία LNG, που στην περίπτωση αυτή περιλαμβάνονται και επιπλέον έξοδα που αφορούν στην υγροποίηση, μεταφορά, επαναεριοποίηση, καθώς και την αμοιβή που πληρώνεται στις χώρες που φιλοξενούν τις αντίστοιχες υποδομές. Τα κόστη εξόρυξης διαφέρουν ανάλογα με την τοποθεσία της εκμετάλλευσης, τον απαιτούμενο εξοπλισμό κ.ά. Τα κόστη μεταφοράς σχετίζονται με τα κόστη επένδυσης της παραγωγής και κατασκευής των απαραίτητων υποδομών μεταφοράς και αποθήκευσης, καθώς επίσης και κόστη που αφορούν τα δικαιώματα όσων εμπλέκονται στην αλυσίδα. Για παράδειγμα κόμιστρα που πρέπει να πληρωθούν σε χώρες για την διέλευση αγωγών προς άλλες χώρες. Επίσης, στο καθορισμό των τιμών ρόλο σημαντικό παίζει η εποχικότητα, καθώς η χρήση του φυσικού αερίου παρουσιάζει διακυμάνσεις ανά εποχές. Συνήθως η κατανάλωση τους χειμερινούς μήνες είναι σε υψηλότερα επίπεδα από ότι τους καλοκαιρινούς, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι συναντάται απόλυτα σε κάθε έτος. Οι εποχικές διακυμάνσεις των τιμών σχετίζονται με την ευελιξία στον τομέα παραγωγής και με τις υποδομές, δηλαδή κατά πόσο είναι σε θέση η παραγωγή να ανταποκρίνεται άμεσα σε αλλαγές της αγοράς. Επιπλέον, οι τιμές του φυσικού αερίου διαφέρουν ανά χώρα, πράγμα το οποίο οφείλεται στις διαφορές των νομοθεσιών και των αρχών που αφορούν ενεργειακά θέματα. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι οι ομοσπονδιακές χώρες όπως οι ΗΠΑ, όπου σε κάθε πολιτεία η τιμή μπορεί να διαφέρει. Εξίσου σημαντικές κρίνονται οι διπλωματικές σχέσεις που υπάρχουν ανάμεσα στα έθνη, ασκώντας μεγάλη επιρροή στον καθορισμό των τιμών, αφού το θέμα της ενέργειας είχε ανέκαθεν μεγάλες κοινωνικοπολιτικές και οικονομικές επιπτώσεις. Εκτός αυτού οι τιμές του φυσικού αερίου καθορίζονται ανάλογα με τον τελικό καταναλωτή, δηλαδή αν πρόκειται για οικιακό χρήστη ή για βιομηχανικό.

Οι τιμές του φυσικού αερίου επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό και από τα διάφορα μορφών συμβόλαια, τα οποία μπορεί να είναι μακροπρόθεσμες συμβάσεις (αγωγών, έργων LNG). Σε τέτοιου είδους συμβάσεις καθορίζεται μια συγκεκριμένη



τιμή στην οποία ο αγοραστής υποχρεούται να πληρώσει και συνήθως η τιμή αυτή είναι συνδεδεμένη με την τιμή του πετρελαίου με διάρκεια 3-6 μηνών. Αντίστοιχα σημαντικό ρόλο στην διαμόρφωση της τιμής έχουν και οι εμπορικοί κόμβοι (hubs) ή spot αγορές όπου αποφασίζεται από τα μέλη μια σταθερή τιμή ή ενσωματώνεται μια αναφορά στην επικρατούσα τιμή της αγοράς σε συγκεκριμένο στάδιο της αλυσίδας αγοράς και τοποθεσίας. Ακόμη, οι τιμές καθορίζονται σε οικονομικές αγορές (χρηματιστήρια) όπως το NYMEX, ο τρόπος λειτουργίας των οποίων περιγράφεται σε επόμενη παράγραφο. Επιπλέον στον τρόπο που θα καθοριστούν οι τιμές είναι σημαντικό αν υπάρχει κρατική επέμβαση επ' αυτών, καθώς η κρατική ρύθμιση των τιμών συνήθως αφορά κάποια κομμάτια της αλυσίδας μέχρι τον τελικό καταναλωτή, δηλαδή να αφορά στα κόστη στον τομέα μεταφοράς ή στις τιμές των οικιακών καταναλωτών. Ακόμα στην τελική τιμή συμπεριλαμβάνεται συνήθως και ένα κόστος που αφορά στη φορολογία του φυσικού αερίου, που διαφέρει ανά χώρα και σε αρκετές περιπτώσεις μπορεί να αποτελεί το 50% της τελικής τιμής. Όπως έχει ήδη περιγραφεί αδιαμφισβήτητη είναι επίσης η σύνδεση της τιμής του φυσικού αερίου με την προσφορά και την ζήτηση, που αφορούν στη διαθεσιμότητα αυτού στην αγορά. Για παράδειγμα, ακραία καιρικά φαινόμενα μπορούν να λειτουργήσουν ως αστάθμητος παράγοντας, προκαλώντας καταστροφές σε υποδομές και εγκαταστάσεις διακόπτοντας προσωρινά την παραγωγική διαδικασία. Μια έστω και προσωρινή διακοπή μπορεί να προκαλέσει κενό εφοδιασμού στην αγορά και επομένως εκτόξευση των τιμών (Gilardoni, 2008).

Στη συνέχεια παρουσιάζονται ορισμένοι μηχανισμοί που συναντώνται στην αγορά διαμόρφωσης των τιμών του φυσικού αερίου.

#### *Gas-On-Gas Competition (GOG)*

Το μοντέλο Gas-On-Gas Competition (GOG) αποτελεί έναν από τους μηχανισμούς διαμόρφωσης της τιμής του φυσικού αερίου σύμφωνα με τον οποίο η τιμή ουσιαστικά καθορίζεται σε φυσικά ή εικονικά hubs από την αλληλεπίδραση προσφοράς και ζήτησης, σε διαφορετικές περιόδους (ημερήσια, μηνιαία, ετήσια ή άλλες περιόδους). Το εμπόριο του φυσικού αερίου δεν πραγματοποιείται μόνο με βάση βραχυπρόθεσμων σταθερών τιμών, αλλά και με βάση μακροπρόθεσμων συμβολαίων, τα οποία λαμβάνοντας υπόψη δείκτες του φυσικού αερίου, έναντι των δεικτών ανταγωνιστικών καυσίμων, καθορίζουν την τιμή σε μηνιαία βάση. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν και φορτία LNG, των οποίων η τιμολόγηση είναι συνδεδεμένη με τιμές των hubs ή «άμεσες» τιμές (spot prices) ακόμα και με διμερής συμφωνίες, σε αγορές που υπάρχουν πολλαπλοί αγοραστές και πωλητές.

#### *Oil Price Escalation (OPE)*

Ένας άλλος μηχανισμός διαμόρφωσης τιμής αποτελεί ο Oil Price Escalation (OPE), σύμφωνα με τον οποίο η τιμή συνδέεται, συνήθως μέσω μιας βασικής τιμής και

μιας ρήτρας κλιμάκωσης, με ανταγωνιστικά καύσιμα, με τυπικό παράδειγμα το αργό πετρέλαιο, το πετρέλαιο εσωτερικής καύσης και το μαζούτ. Επίσης σε ορισμένες περιπτώσεις χρησιμοποιούνται οι τιμές του άνθρακα ή τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

#### *Bilateral Monopoly (BIM)*

Ο μηχανισμός Bilateral Monopoly (BIM), είναι ένας μηχανισμός κατά τον οποίο η τιμή καθορίζεται από διμερείς συζητήσεις και συμφωνίες μεταξύ ενός μεγάλου πωλητή και ενός μεγάλου αγοραστή, με την τιμή να παραμένει σταθερή για ένα χρονικό διάστημα (συνήθως για ένα χρόνο). Μπορεί να υπάρχει μια γραπτή σύμβαση, αλλά συχνά η διευθέτηση αυτών είναι στην ευχέρεια της Κυβέρνησης ή κρατικών εταιριών. Για να γίνει όμως η διάκριση της κατηγορίας αυτής με την κατηγορία GOG, που θα υπήρχαν πολλαπλοί αγοραστές και πωλητές, συνήθως υπάρχει τουλάχιστον στην μια πλευρά της συναλλαγής ένας δεσπόζοντας αγοραστής ή πωλητής.

#### *Netback From Final Product (NET)*

Κατά τον μηχανισμό αυτό η τιμή που λαμβάνει ο προμηθευτής φυσικού αερίου είναι συνάρτηση της τιμής που λαμβάνει ο αγοραστής για την παραγωγή του τελικού προϊόντος. Αυτό μπορεί να συμβεί στις περιπτώσεις που το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη σε εγκαταστάσεις παραγωγής χημικών, όπως η αμμωνία ή μεθανόλη, αποτελώντας το κύριο μεταβλητό κόστος παραγωγής του προϊόντος.

#### *Regulation: Cost of Service (RCS)*

Η τιμή καθορίζεται ή εγκρίνεται από ρυθμιστική αρχή ή ενδεχομένως από ένα Υπουργείο, σε επίπεδο τέτοιο ώστε να καλύπτεται το «κόστος της υπηρεσίας», συμπεριλαμβανομένης της ανάκτησης της επένδυσης και ενός εύλογου ποσοστού απόδοσης.

#### *Regulation Below Cost (RBC)*

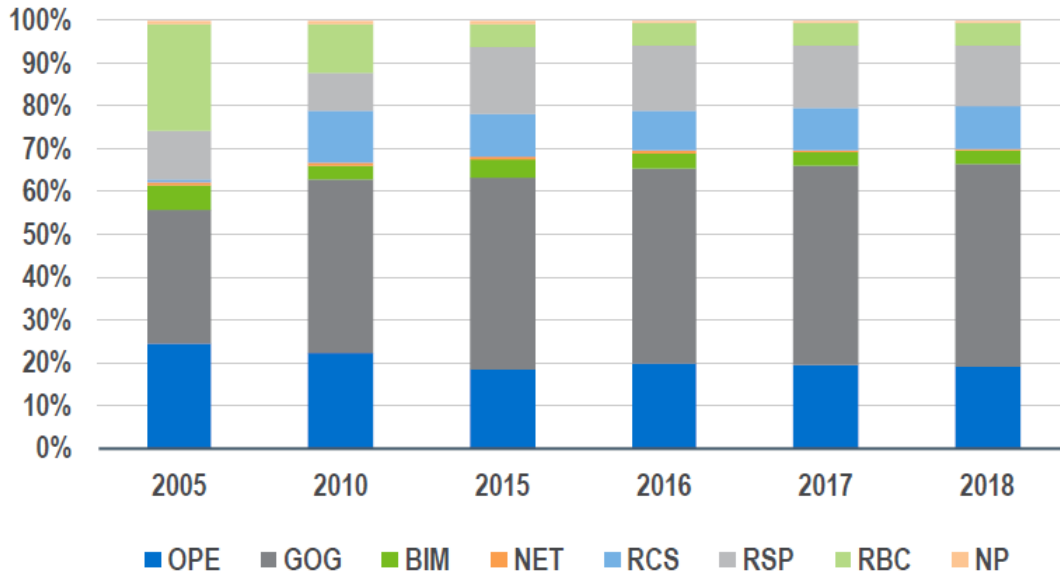
Η τιμή καθορίζεται συνειδητά κάτω από το μέσο κόστος παραγωγής, μετατρέποντας το φυσικό αέριο ως μέσο κρατικής επιδότησης προς τον πληθυσμό.

#### *Regulation: Social and Political (RSP)*

Ο μηχανισμός αυτό αποτελεί μια ενδιάμεση κατάσταση μεταξύ RCS και RBC, καθώς η τιμή καθορίζεται από ένα Υπουργείο σε πολιτική/κοινωνική βάση, ανταποκρινόμενη στην ανάγκη κάλυψης του αυξανόμενου κόστους ή ενδεχομένως ως μια άσκηση αύξησης των εσόδων.

No Price (NP)

Σε αυτή την περίπτωση το φυσικό αέριο παρέχεται δωρεάν στον πληθυσμό και στην βιομηχανία, ενδεχομένως ως πρώτη ύλη στις εγκαταστάσεις παραγωγής χημικών και λιπασμάτων ή στις διεργασίες διύλισης ή ενισχυμένης ανάκτησης πετρελαίου. Το παραγόμενο αυτό αέριο παρέχεται κατά αυτόν τον τρόπο καθώς μπορεί να αντιμετωπίζεται ως παραπροϊόν πετρελαίου ή άλλων ρευστών (IGU, 2019).



**Διάγραμμα 5-1** Μεταβολή του ποσοστού μηχανισμών διαμόρφωσης τιμής σε παγκόσμιο επίπεδο από το 2008 έως το 2018 (Πηγή: IGU, 2019)

Στο παραπάνω διάγραμμα 5.1 παρουσιάζονται τα ποσοστά συμμετοχής του κάθε μηχανισμού διαμόρφωσης της τιμής του φυσικού αερίου στη διεθνή αγορά και η διακύμανσή τους στο χρονικό διάστημα 2005-2018. Με βάση λοιπόν τα δεδομένα αυτά παρατηρείται στο διάστημα αυτό αύξηση του μεριδίου του μηχανισμού διαμόρφωσης GOG κατά 16%, ενώ ο μηχανισμός OPE φαίνεται να έχει μειωθεί κατά 5%. Αντίστοιχα μείωση κατά 2,5% παρουσιάζει ο μηχανισμός BIM, ενώ όσον αφορά στις ρυθμιστικές κατηγορίες ο μηχανισμός RCS καταγράφει αύξηση κατά 9%, ο RSP αντίστοιχα αύξηση κατά περίπου 3% και τέλος ο RBC μείωση κατά περίπου 20%. Απομονώνοντας τα δεδομένα για το 2017 και 2018 παρατηρείται για τον GOG μηχανισμό αύξηση κατά μισή μονάδα στο 47%, αντικατοπτρίζοντας το αυξανόμενο μερίδιο των φορτίων LNG με τιμή spot και την αύξηση κατανάλωσης φυσικού αερίου στις ΗΠΑ. Επίσης το μερίδιο του OPE μειώθηκε σε 19%, με την απώλεια των εισαγωγών LNG να αντισταθμίζονται από κέρδη των εισαγωγών μέσω αγωγών και της εγχωρίας παραγωγής στην Κίνα. Αντίστοιχα, ο RCS και ο RSP μηχανισμός παρέμεναν σχετικά σταθεροί στο 10-14%, με τον τελευταίο να μειώνεται κατά 0,5%,

αντικατοπτρίζοντας την μειωμένη αύξηση κατανάλωσης σε χώρες με ρυθμιζόμενες κοινωνικοπολιτικές τιμολογήσεις και την μετάβαση στην Αργεντινή στη ρύθμιση του κόστους υπηρεσίας (RCS). Έναντι αυτού ο μηχανισμός ρύθμισης του κόστους υπηρεσίας (RCS) έχασε μεγάλο ποσοστό στην αγορά της Κίνας λόγω της κλιμάκωσης του μηχανισμού OPE.

### 5.3 Σύνδεση τιμής φυσικού αερίου με παράγοντες της αγοράς

Παρατηρώντας τα διακινούμενα ισοζύγια των χωρών σε συνδυασμό με την εκάστοτε εγχώρια παραγωγή και κατανάλωση φυσικού αερίου συμπεραίνεται ότι η διακίνηση όγκων πραγματοποιείται από χώρες μεγάλης παραγωγής προς χώρες μεγάλης κατανάλωσης. Επίσης από πλευράς κόστους, στην περίπτωση του φυσικού αερίου, λόγω της χαμηλότερης πυκνότητάς του συγκριτικά με το πετρέλαιο, αυξάνεται σαφώς το κόστος μεταφοράς, είτε πρόκειται για μεταφορές μέσω αγωγών είτε ως LNG με ειδικά δεξαμενόπλοια. Αυτό για δεκαετίες είχε ως αποτέλεσμα τον περιορισμό καθιέρωσης των διεθνών αγορών φυσικού αερίου, με τις περιφερειακές μικρότερες αγορές να επικρατούν και τις διαφορετικές τιμές του φυσικού αερίου ανά περιοχή να είναι συχνό φαινόμενο. Παρά την αύξηση της διακίνησης LNG που ευνόησε την παγκοσμιοποίηση της βιομηχανίας του φυσικού αερίου, οι τιμές μέχρι και το 2015 φαίνεται να μην είχαν ευθυγραμμιστεί παγκοσμίως (Pustišek & Karasz, 2017). Σημαντική αλλαγή των τιμών παρατηρήθηκε στις αρχές του 2016, ως συνέπεια της μεγάλης παγκόσμιας παραγωγής και διάφορων τεχνολογικών εξελίξεων κυρίως στο LNG. Επίσης άλλα σημαντικά γεγονότα σε παγκόσμιο επίπεδο επηρέασαν τις τιμές όπως οι εξελίξεις με την εκμετάλλευση σχιστολιθικών κοιτασμάτων στις ΗΠΑ και με την εξαγωγή φυσικού αερίου και πετρελαίου. Μεγάλο αντίκτυπο είχε επιπρόσθετα και η οικονομική κρίση του 2008, που είχε ως αποτέλεσμα την πτώση των τιμών του φυσικού αερίου, οι οποίες ανέκαμψαν τα επόμενα χρόνια στην Ευρώπη και την Ιαπωνία. Από την άλλη πλευρά, στις ΗΠΑ, η υπερπροσφορά στην αγορά οδήγησε στο να παραμείνουν οι τιμές σχετικά σε χαμηλό επίπεδο, ανεξάρτητα από τις τιμές σε άλλες περιοχές του κόσμου και χωρίς συσχέτισμό με άλλα πιθανά ανταγωνιστικά καύσιμα. Δηλαδή, ενώ μέχρι και το 2008 υπήρχε έντονη συσχέτιση του φυσικού αερίου και του πετρελαίου, η τιμή του μειώθηκε το 2009, για να επανέλθει ξανά το 2014. Στην Ευρώπη οι τιμές καθορίστηκαν με διαφορετικό τρόπο από ότι στις ΗΠΑ. Ο συντελεστής συσχέτισης των τιμών μεταξύ αργού πετρελαίου Brent και φυσικού αερίου NBP δεν άλλαξε σημαντικά. Συγκρίνοντας τις τιμές φυσικού αερίου στις ΗΠΑ και την Ευρώπη, παρά την παγκοσμιοποίηση της βιομηχανίας του φυσικού αερίου, σημαντική ευθυγράμμιση των τιμών παρατηρήθηκε μόνο τα τελευταία χρόνια, παρά την εκκίνηση των εμπορικών συναλλαγών του LNG το 2005. (Pustišek & Karasz, 2017)

Αναλυτικότερα παρατηρώντας την διακύμανση των κύριων δεικτών της τιμής του φυσικού αερίου στον κόσμο, το διάστημα 2017 - 2018, παρατηρήθηκε ξαφνική άνοδος αυτών, μετά από ένα διάστημα σχετικής σταθερότητας. Σύμφωνα με την αναφορά του APERC (2019), η τιμή εισαγωγής LNG Ιαπωνίας αυξήθηκε από 8 \$/MMBtu σε πάνω από 10 \$/MMBtu από το 2017 έως τα μέσα του 2018. Αυτό φαίνεται να σχετίζεται με τη μέτρια άνοδο των διεθνών τιμών αργού πετρελαίου από 60\$/bbl σε 80\$/bbl κατά την ίδια περίοδο. Το μεγαλύτερο μέρος του διακινούμενου όγκου LNG που εμπορεύεται στην ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας βασίζεται σε μακροπρόθεσμες συμβάσεις και αφού οι τιμές διαπραγματεύσεως των μακροπρόθεσμων συμβάσεων εξακολουθούν να συνδέονται με την τιμή του αργού πετρελαίου είναι επόμενο ότι οι τιμές LNG στην περιοχή αυτή θα επηρεάζονται έντονα από τις τάσεις της τιμής του αργού πετρελαίου. Επίσης αν και οι όγκοι συναλλαγών σε spot τιμές δεν είναι απαραίτητα μεγάλοι, η spot τιμή LNG έδειξε ανοδική τάση για το ίδιο διάστημα φτάνοντας τα 11 \$/MMBtu τον Ιανουάριο του 2018. Η τάση αυτή αντικατοπτρίζει την αυξημένη ζήτηση από την πλευρά της Κίνας εκείνο τον χειμώνα, ενώ αμέσως μετά την άνοιξη η τιμή έπεσε στα 8 \$/MMBtu δείχνοντας όμως αντίστοιχα τάση προς αύξηση τον επόμενο χειμώνα ανάμεσα σε 2018-2019. Εξίσου ανοδική τάση κατέγραψε το NBP (National Balancing Point), η κανονική τιμή για την Ευρώπη, επηρεαζόμενη από την αυξημένη ζήτηση στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας και την αύξηση των τιμών αργού πετρελαίου και των παραγώγων αυτού. Επίσης, το γεγονός της μειωμένης εγχώριας παραγωγής λόγω του Groningen αλλά και της ταυτόχρονης αυξημένης ζήτησης «στήριξε» ουσιαστικά τις τιμές σε αυτό το επίπεδο. Όσον αφορά στο δείκτη Henry Hub, παρέμεινε περίπου στα 3 \$/MMBtu για μεγάλο διάστημα, επηρεαζόμενο κυρίως από την «επανάσταση του σχιστόλιθου». Παρόλο που οι εξαγωγές LNG στις Νότιες Ακτές των ΗΠΑ ξεκίνησαν το 2016, δεν υπήρξαν ενδείξεις ότι οι εξαγωγές LNG επηρεάζουν τα επίπεδα των εγχώριων τιμών. Η ανάκαμψη της τιμής που πετρελαίου από το 2017 ενίσχυσε την παραγωγή πετρελαίου και του συνεπαγόμενου φυσικού αερίου αυξάνοντας την προσφορά στην αγορά, διατηρώντας έτσι την τιμή σε χαμηλά σχετικά επίπεδα.

Η αναδιάρθρωση της βιομηχανίας και η απελευθέρωση του εμπορίου φυσικού αερίου έχουν συμβάλει στη δημιουργία μιας ανταγωνιστικής αγοράς με χαμηλότερες τιμές για τους τελικούς καταναλωτές, με συνέπεια τη μεταβλητότητα των τιμών με διάφορους παράγοντες της αγοράς να καθορίζουν τις τιμές σε καθημερινή και μηνιαία βάση (NPC, 2003). Έτσι λοιπόν η μεταβλητότητα των τιμών αποτελεί φυσικό χαρακτηριστικό των αγορών φυσικού αερίου, καθώς η προσφορά στην αγορά δεν είναι πάντα εφικτό να ανταποκρίνεται άμεσα στις διάφορες απότομες διακυμάνσεις της ζήτησης, προκαλώντας περιοδική ασυμβατότητα μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Πίσω από τη μεταβλητότητα αυτή υπάρχουν βασικά στοιχεία της προσφοράς και της ζήτησης, που αφορούν τις τάσεις

ανάπτυξης, τον καιρό, τα επίπεδα αποθήκευσης και τις γενικότερες τάσεις της εκάστοτε αγοράς. Εκτός αυτού η αστάθεια των τιμών αποτελεί θεμελιώδη πτυχή της ελεύθερης αγοράς, υπογραμμίζοντας την ανελαστικότητα ορισμένων τμημάτων της. Χαρακτηριστικό παράδειγμα που περιγράφει με σαφήνεια τη σύνδεση αυτή, αποτελεί η απότομη αύξηση των τιμών που παρατηρήθηκε το 2000-2001 στις ΗΠΑ (GAO, 2002). Την περίοδο αυτή η περιορισμένη προσφορά στην αγορά, λόγω ασυνήθιστα χαμηλών επιπέδων αποθήκευσης και την αδυναμία για άμεση αύξηση της παραγωγής, σε συνδυασμό με την αυξημένη ζήτηση, λόγω πολύ χαμηλών θερμοκρασιών το χειμώνα και με την οικονομική ανάπτυξη την περίοδο αυτή, συνέδραμαν στην εμφάνιση των λεγόμενων «spikes» (απότομες αλλαγές στη διακύμανση της τιμής). Ακόμα ένας παράγοντας που συμβάλει στην αστάθεια των τιμών είναι η έλλειψη έγκαιρων και ακριβών στοιχείων της αγοράς ως προς την προσφορά και την ζήτηση, προκαλώντας ακόμα μεγαλύτερη αβεβαιότητα.

Ιδιαίτερα οι καταναλωτές, που επιλεγούν το φυσικό αέριο για τη θέρμανση των κατοικιών τους, είναι εκτεθειμένοι στις απότομες διακυμάνσεις της τιμής του στην αγορά, είτε λόγω περιορισμένης δυνατότητας εναλλαγής σε κάποιο εναλλακτικό καύσιμο είτε περιορισμένης δυνατότητας για να το προμηθευτούν από κάποιον άλλο προμηθευτή πέρα από την ίδια την εταιρία. Έτσι όταν οι επιχειρήσεις που προμηθεύονται φυσικό αέριο αγοράζουν ακριβά σε χονδρική, είναι επόμενο ότι οι τελικοί καταναλωτές θα βλέπουν αρκετά αυξημένους λογαριασμούς, καθώς οι περισσότερες επιχειρήσεις κρατικής ή τοπικής εποπτείας συνηθίζουν να περνούν στους καταναλωτές τους τα δικά τους κόστη εφοδιασμού φυσικού αερίου. Ωστόσο οι επιχειρήσεις είναι σε θέση να χρησιμοποιήσουν διάφορες τεχνικές, με τις οποίες μπορούν να φράσουν τις τιμές σταθεροποιώντας τα κόστη εφοδιασμού τους, προστατεύοντας με αυτόν τον τρόπο τους καταναλωτές από τις απρόβλεπτες συμπεριφορές της τιμής του φυσικού αερίου. Οι λεγόμενες τεχνικές «φραγής» περιλαμβάνουν τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά «εργαλεία».

Μια ευρέως διαδεδομένη τεχνική που ακολουθούν οι επιχειρήσεις φυσικού αερίου είναι η αποθήκευση αυτού για μελλοντική χρήση. Δηλαδή προαγοράζουν συγκεκριμένες ποσότητες σε χαμηλές τιμές κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, που η ζήτηση είναι μειωμένη και το αποθηκεύουν για την χειμερινή περίοδο, αποφεύγοντας έτσι τις υψηλές τιμές την περίοδο αυτή. Καθώς όμως η αποθήκευση του φυσικού αερίου γίνεται υπογείως εντός κατάλληλων σχηματισμών (π.χ. δόμους αλατιού) ή εντός εξαντλημένων ταμειυτήρων πετρελαίου και φυσικού αερίου, λίγες εταιρίες να μπορούν να το εκμεταλλευτούν. Επίσης, τα συμβόλαια σταθερής τιμής ή οι προθεσμιακές συμβάσεις είναι ένα από τα εργαλεία που χρησιμοποιούν οι επιχειρήσεις, σύμφωνα με τα οποία η επιχείρηση συμφωνεί να παραλάβει μια συγκεκριμένη ποσότητα φυσικού αερίου σε καθορισμένη χρονική στιγμή, μέρος και τιμή. Σε περίπτωση που την περίοδο οι τιμές της αγοράς είναι χαμηλότερες η εταιρία-αγοραστής θα πρέπει να πληρώσει στην τιμή του συμβολαίου.

Οι εταιρίες που δεν μπορούν ή απλά δεν επιθυμούν να βασίζονται στα φυσικά εργαλεία φραγής των τιμών, έχουν άλλα παράγωγα εργαλεία με τη βοήθεια των οποίων μπορούν να προστατευτούν από την απότομη αύξηση των τιμών. Πρόκειται ουσιαστικά για συμβάσεις των οποίων η αξία είτε συνδέεται είτε προέρχεται από την ίδια την τιμή του φυσικού αερίου. Περιλαμβάνουν δηλαδή συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης, δικαιώματα προαίρεσης και ανταλλαγές.

Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (future contracts) που διαπραγματεύονται σε ρυθμιζόμενα χρηματιστήρια, όπως η NYMEX, είναι προκαθορισμένα. Μια εταιρία που αγοράζει τέτοια σύμβαση ή μια σύμβαση δικαιωμάτων προαίρεσης μέσω της NYMEX, προστατεύεται έναντι πιστωτικού κινδύνου του αντισυμβαλλόμενου. Δηλαδή οι οικονομικές επιδόσεις τόσο του αγοραστή όσο και του πωλητή των συμβολαίων αυτών είναι εγγυημένες από το χρηματιστήριο. Αγοράζοντας ένα συμβόλαιο μελλοντικής εκπλήρωσης μπορεί να κλειδωθεί μια τιμή για τους επόμενους 72 μήνες, ενώ τα συμβόλαια δικαιωμάτων προαίρεσης εγγυώνται ουσιαστικά μια τιμή σε περίπτωση αύξησης κατά \$0,05 /MMBtu για διάφορες χρονικές περιόδους. Για παράδειγμα ένας αγοραστής ενός συμβολαίου μελλοντικής εκπλήρωσης μέσω της NYMEX δεσμεύεται να παραλάβει 10.000 MMBtu σε τιμή Henry Hub στη Louisiana των ΗΠΑ σε συγκεκριμένη ημερομηνία στο μέλλον. Σύμφωνα με στοιχεία της NYMEX όμως λιγότερο από 1% των συμβολαίων αυτών που διαπραγματεύονται στο χρηματιστήριο καταλήγουν σε φυσική παράδοση του εμπορεύματος. Συνήθως αυτοί που κατέχουν τα συμβόλαια, τα πωλούν μέσω της NYMEX πριν την ημερομηνία παράδοσης της σύμβασης στη τρέχουσα τιμή της αγοράς. Έτσι ανεξάρτητα από το κέρδος ή απώλεια της συναλλαγής αυτής, αντισταθμίζεται με την αλλαγή της τιμής του φυσικού αερίου από την στιγμή αγοράς του συμβολαίου μέχρι την στιγμή αγοράς φυσικού αερίου για παράδοση. Παραδείγματος χάριν αν μια εταιρία αγοράσει ένα συμβόλαιο τον Μάρτιο για παράδοση φυσικού αερίου τον Ιανουάριο σε τιμή \$4,60 και η τιμή τον Ιανουάριο ανεβεί στα \$5,15, η εταιρία μπορεί τότε να αγοράσει φυσικό αέριο στην «άμεση» αγορά σε τιμή \$5,15 και να πουλήσει στην NYMEX το συμβόλαιο για \$5,15 έχοντας όφελος \$0,55 και καθαρό κόστος φυσικού αερίου \$4,60. Ακόμα και αν η τιμή πέσει στα \$4,25 η εταιρία μπορεί να αγοράσει και να πουλήσει το συμβόλαιο σε αυτή την τιμή και να έχει απώλεια \$0,35, αλλά το κόστος θα παραμένει στα \$4,60 (GAO, 2002).

Τα συμβόλαια δικαιωμάτων προαίρεσης (options), τα οποία μπορούν να αγοραστούν για ασφάλιστρο στη NYMEX, δίνουν στην εταιρία το δικαίωμα (όχι την υποχρέωση) να πουλάει και να αγοράζει φυσικό αέριο σε συγκεκριμένη τιμή στο μέλλον. Σύμφωνα με αναλυτές αυτή η μέθοδος είναι η καλύτερη επιλογή που έχουν οι εταιρίες για να προστατευτούν από τις αυξήσεις των τιμών αλλά ταυτόχρονα μπορούν να συμμετέχουν ενεργά σε οποιαδήποτε πτωτική αλλαγή της τιμής.

Οι συμφωνίες ανταλλαγής (swaps) προσφέρουν γενικά στους χρήστες περισσότερη ευελιξία από ότι στις παραπάνω περιπτώσεις, καθώς οι όροι τους μπορούν να διαπραγματευτούν μεμονωμένα, δηλαδή για διαφορετικές ποσότητες αερίου και για διαφορετικά σημεία παράδοσης. Ωστόσο οι συμφωνίες ανταλλαγής διαπραγματεύονται σε αγορές εξωχρηματιστηριακές, όπου συχνά δεν παρέχεται το ίδιο ποσοστό προστασίας έναντι έκθεσης της πίστωσης όπως στη NYMEX. Ως συμπέρασμα ωστόσο προκύπτει ότι αν μια εταιρία ακολουθεί μια στρατηγική περιορισμού της μεταβλητότητας των τιμών, δεν συνεπάγεται άμεσα ότι θα πληρώσει στην χαμηλότερη τιμή το φυσικό αέριο που θα προμηθευτεί. Αυτό σημαίνει επομένως ότι η μείωση της μεταβλητότητας των τιμών είναι τελείως διαφορετική υπόθεση από την ελαχιστοποίηση του κόστους φυσικού αερίου. Μια περιοριστική στρατηγική για έναν αγοραστή αποβλέπει στην εξασφάλιση μεγαλύτερης βεβαιότητας όσον αφορά τα μελλοντικά έξοδα ή αποφεύγοντας την έκθεση σε μεγάλη διακύμανση της τιμής στο μέλλον.

## 5.4 Εμπορικοί Κόμβοι

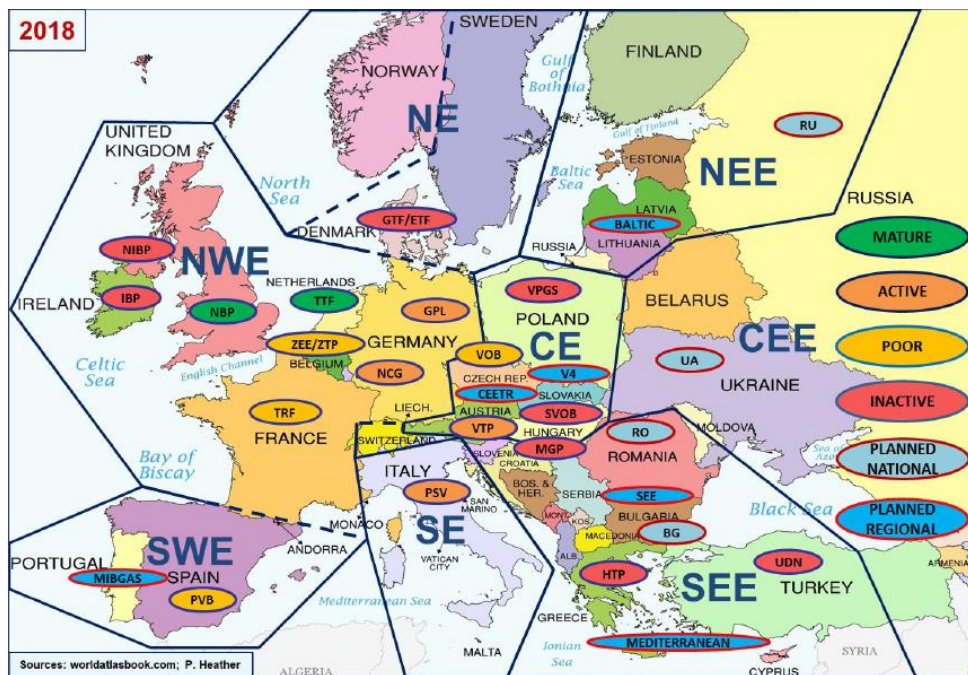
Στο πλαίσιο της δημιουργίας νέων μοντέρνων και πιο ευέλικτων αγορών φυσικού αερίου, οι πρώτες αλλαγές έκαναν την εμφάνισή τους στις ΗΠΑ και τον Καναδά. Πλέον είναι εφικτό στη Βόρεια Αμερική να πραγματοποιούνται διαπραγματεύσεις και τιμολογήσεις του φυσικού αερίου σε σχεδόν οποιαδήποτε τοποθεσία. Με τα χρόνια, αρκετά σημεία ανά τον κόσμο εξελίχθηκαν σε εμπορικούς κόμβους, λόγω του ότι η πλειοψηφία πωλητών και αγοραστών εξέφρασαν την επιθυμία τους να πραγματοποιούν τις συναλλαγές τους σε μια τοποθεσία, όπου θα υπάρχει ο ιδιοκτήτης των εκάστοτε υποδομών, παρέχοντας τις υπηρεσίες συναλλαγής. Σε αυτά τα σημεία τιμολόγησης γίνονται φυσικές ανταλλαγές, όπου πωλείται και αγοράζεται φυσικό αέριο.

Τέτοιοι κόμβοι διαπραγμάτευσης έχουν αναπτυχθεί κυρίως σε διασταύρωση πολλαπλών διασυνδέσεων αγωγών και συνήθως υπάρχει πρόσβαση σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Σύμφωνα με πηγές (Abbott, 2016; IEA, 2008) υπάρχουν 38 διαφορετικοί εμπορικοί κόμβοι (hubs) στη Βόρεια Αμερική, 29 στις ΗΠΑ και 9 στον Καναδά, με τα δυο σημαντικότερα hubs να είναι το Henry Hub στην Λουϊζιάνα των ΗΠΑ και το NOVA Inventory Transfer στην Αλμπέρτα του Καναδά. Πρόκειται για τα πιο ανεπτυγμένα hubs με τον μεγαλύτερο όγκο πωλήσεων, καθώς βρίσκονται στις περιοχές με σημαντική παραγωγή φυσικού αερίου και ως εκ τούτου αποτελούν κέντρα διασύνδεσης αγωγών, εγκαταστάσεων επεξεργασίας και αποθήκευσης. Εκτός από τις ΗΠΑ και τον Καναδά αντίστοιχες μελλοντικές αγορές αναπτύχθηκαν και αργότερα στο Ηνωμένο Βασίλειο και την υπόλοιπη δυτική Ευρώπη. Τόσο στη Βόρεια Αμερική όσο και στο Ηνωμένο Βασίλειο οι τιμές του



φυσικού αερίου καθορίζονται στα hubs (κυρίως στις άμεσες αγορές- spot markets), δηλαδή στο Henry Hub και στο National Balancing Point (NBP). Μεγάλο μέρος του φυσικού αερίου στην Ευρώπη έχει συναλλαχθεί υπό το καθεστώς μακροπρόθεσμων συμβάσεων με δείκτη τις τιμές προϊόντων πετρελαίου, ωστόσο τα ευρωπαϊκά hubs εξακολουθούν να αναπτύσσονται και μαζί με αυτά η σημασία των τιμών τους και η ανάπτυξη της αγοράς ως προς την προσφορά του φυσικού αερίου. Στην Ευρώπη γενικά υπάρχει η ανάπτυξη των διεθνών αγορών φυσικού αερίου, με σκοπό τη διάσπαση των καθιερωμένων συστημάτων τιμολόγησης που περιλαμβάνουν τα μακροπρόθεσμα συμβόλαια. Στην Ασία, για παράδειγμα, οι συμβάσεις του LNG είναι ακόμα συνδεδεμένες με τις τιμές του αργού πετρελαίου, παρότι οι «άμεσες» αγορές (spot markets) είναι υπό ανάπτυξη. Ως αποτέλεσμα, η διαφορετικότητα των μελών της αγοράς έχει αυξηθεί, καθώς παραγωγοί, φορείς εκμετάλλευσης αγωγών, έμποροι και πελάτες συνεργάζονται και συνδέονται με επενδυτικά σχήματα- funds με αποτέλεσμα την αύξηση της ρευστότητας (Abbott, 2016).

Τα τελευταία χρόνια υπήρξε συνεχόμενη ανάπτυξη των Hubs στην Ευρώπη, όπως φαίνεται στην παραπάνω εικόνα 5.1, η οποία δείχνει τα διάφορα Hubs στις διάφορες περιοχές και σε ποιο στάδιο ανάπτυξης βρίσκονται. Τα «ώριμα» Hubs, δηλαδή αυτά με τον μεγαλύτερο όγκο πωλήσεων είναι με πράσινο χρώμα, αμέσως μετά στην κατάταξη τα ενεργά Hubs φαίνονται με πορτοκαλί, τα «φτωχά», δηλαδή με ακόμα πιο μικρό όγκο πωλήσεων φαίνονται με κίτρινο χρώμα, ενώ τα ανενεργά Hubs είναι με κόκκινο.



Εικόνα 5-1 Ευρωπαϊκές αγορές φυσικού αερίου και hubs 2018 (Πηγή:Heather, 2019)

Όπως παρατηρείται το πιο ανεπτυγμένο τμήμα της Ευρώπης, από άποψη εμπορικών Hubs, είναι το βορειοδυτικό τμήμα. Ανάμεσα στο 2018 και 2019 οι βασικές αλλαγές που πραγματοποιήθηκαν είναι η δημιουργία εμπορικής ζώνης στη Γαλλία (1<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2018) και η δημιουργία εμπορικού Hub στην Ελλάδα (Ιούλιος 2019), το HTP Hub. Επίσης δημιουργήθηκε μια ζώνη εξισορρόπησης μεταξύ Δανίας και Σουηδίας (1<sup>η</sup> Απριλίου 2019) και, επίσης, προβλέπεται από 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου 2020 να σχηματιστεί μια ενιαία τιμολογιακή ζώνη μεταφοράς φυσικού αερίου μεταξύ Φιλανδίας, Εσθονίας και Λετονίας, στο πλαίσιο δημιουργίας του ενεργειακού hub της Βαλτικής. Τέλος, πιθανή είναι η δημιουργία ενεργειακού Hub στην Ιρλανδία, σε περίπτωση που η Αγγλία προχωρήσει σε ολοκλήρωση του Brexit.

Γενικά ο αριθμός των εταιριών που πραγματοποιούν τις συναλλαγές τους σε hubs αποτελεί καθοριστικό δείκτη της ανάπτυξης της αγοράς. Εκτός από την επιθυμία των εμπόρων να εμπλακούν κάνοντας διάφορες συναλλαγές, δείχνει και την ευκολία με την οποία αυτές μπορούν να πραγματοποιηθούν. Από τα σημαντικότερα κριτήρια είναι ο αριθμός των ανεξάρτητων συμμετεχόντων και πόσοι από αυτούς μπορούν να θεωρηθούν ως ενεργοί, καθώς όσο πιο συχνά πραγματοποιούν συναλλαγές, τόσο περισσότερη ρευστότητα θα υπάρξει. Για αυτό τον λόγο μόνο οι ενεργοί έμποροι λαμβάνονται υπόψη, καθώς εκείνοι είναι υπεύθυνοι για την αύξηση ρευστότητας και ανταγωνισμού. Ακόμη ενδεικτικός παράγοντας για την σύγκριση και την αξιολόγηση της επιτυχίας μιας αγοράς είναι η εξέταση των προϊόντων που διατίθενται στο εμπόριο. Αυτό είναι σημαντικό δεδομένου ότι μόνο οι κόμβοι διαχείρισης κινδύνου είναι πιθανό να αποτελέσουν κόμβους αναφοράς, παρέχοντας τις τιμές στην αγορά και μόνο αυτοί θα είναι σε θέση να προσφέρουν προϊόντα διαχείρισης κινδύνου. Βασική παρατήρηση, ακόμα και σε άλλα προϊόντα ανά τον κόσμο, είναι πως η ρευστότητα προσελκύει ρευστότητα, πράγμα που καθιστά μια αγορά επιτυχημένη αυξάνοντας τον ρυθμό ανάκτησης και την μετατρέπει σε μια ώριμη αγορά, ικανή να καθορίζει τιμές αναφοράς. Στην ανάλυση ανάπτυξης ενός εμπορικού hub φυσικού αερίου ο σημαντικότερος απ' όλους τους δείκτες είναι ο συνολικός όγκος συναλλαγών, ανεξάρτητα από τον αριθμό συμμετεχόντων και των προϊόντων της αγοράς. Οι όγκοι των συναλλαγών, σε σύγκριση με το συνολικό μέγεθος της υποκείμενης αγοράς, καθορίζουν τον ρυθμό ανάκτησης, που είναι ο σημαντικότερος παράγοντας για τον προσδιορισμό της επιτυχίας μιας αγοράς. Σε γενικές γραμμές, οι αγορές με πολύ υψηλό απόλυτο όγκο συναλλαγών έχουν επίσης μεγάλο ρυθμό ανάκτησης με μεγάλο και ποικίλο φάσμα συμμετεχόντων και είναι συνήθως απαλλαγμένοι από τη χειραγώγηση των τιμών (Heather, 2019).

Στον πίνακα 5.1 καταγράφονται οι συνολικοί όγκοι συναλλαγών των hubs φυσικού αερίου στην Ευρώπη για τα έτη 2008, 2011, 2016, 2017 και 2018 καθώς και οι μεταβολές από έτος σε έτος. Επίσης με πράσινο δηλώνονται τα ενεργά Hubs, με πορτοκαλί χρώμα φαίνονται αυτά που είναι σε ανάπτυξη και με κόκκινο τα φτωχά.

Τόσο το TTF Hub της Ολλανδίας και το NBP Hub της Αγγλίας καταγράφουν τους μεγαλύτερους όγκους συναλλαγών, με συνεχόμενη αύξηση αυτών μέχρι και το 2016, με τη διαφορά ότι το 2018 το TTF ξεπέρασε κατά πολύ το NBP με ανάπτυξη κατά 20%, ενώ το τελευταίο σημείωσε πτώση (-28%). Τα γερμανικά Hubs NCG και GPL ενώ αναπτύχθηκαν μέχρι και το 2014 έπειτα παρέμειναν σταθερά με ανάπτυξη στο διάστημα 2017-2018 κατά μόλις 2%. Το ιταλικό Hub PSV ενώ παρέμενε σε χαμηλά επίπεδα ξεπέρασε τα 1000 TWh, το 2018, καθιστώντας το ως ενεργό πλέον Hub πλησιάζοντας το γερμανικό Hub GPL. Το γαλλικό Hub TRF είχε αυξημένη δραστηριότητα κατά το 4<sup>ο</sup> τρίμηνο του 2018 ύστερα από την συγχώνευση της PEG Nord και TRS. Το αυστριακό Hub VTP σημείωσε αύξηση των συναλλασσόμενων όγκων του τα τελευταία πέντε χρόνια μεταβαίνοντας από ένα σημείο φυσικών συναλλαγών σε κομβικό σημείο εικονικών συναλλαγών (virtual hub). Το βέλγικο Hub ZEE κατέγραψε ρεκόρ συναλλαγών στις 1.040 TWh, οι οποίες σταδιακά μειώθηκαν σε 460 TWh, το 2018. Το εικονικό Hub ZTP ξεκινώντας τις συναλλαγές στα τέλη του 2012 βοήθησε στη διατήρηση των συνολικών συναλλασσόμενων όγκων φυσικού αερίου στο Βέλγιο, ωστόσο παρά την αύξηση που σημείωσε το 2018 ο συνολικός όγκος για την χώρα παρέμεινε σε 610 TWh κατατάσσοντας το στην 8<sup>η</sup> θέση. Τελευταία στην κατάταξη είναι το ισπανικό Hub PVB, το οποίο κατάφερε να αυξήσει τους όγκους του στις 100 TWh και το τσέχικο VOB Hub, που σημείωσε σταδιακή πτώση μέχρι το 2018, μόλις στις 80 TWh.

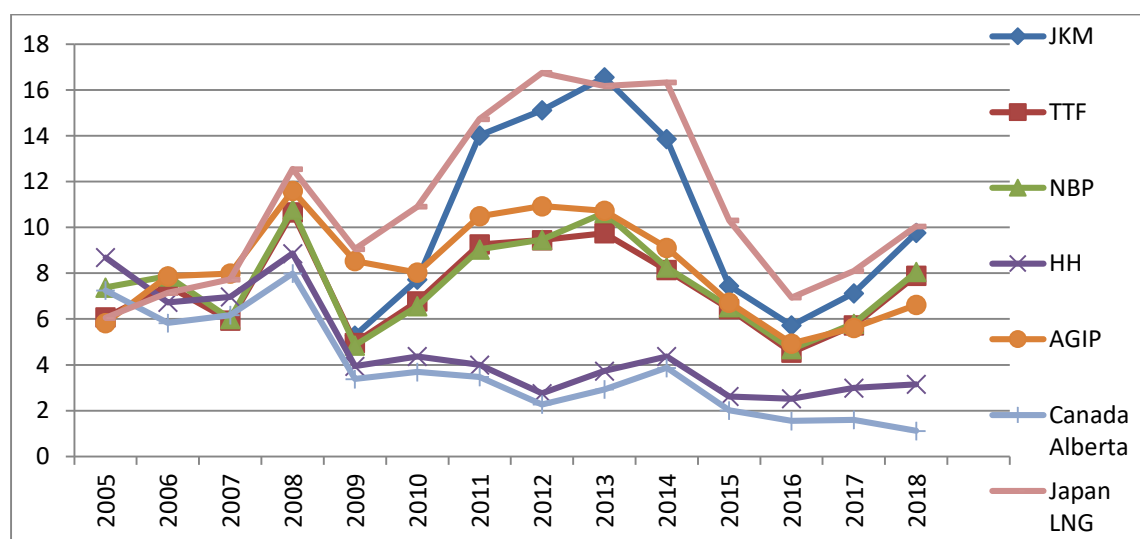
**Πίνακας 5-1** Συνολικοί όγκοι συναλλαγών 2008-2018 σε TWh

2018 HUB	TOTAL TRADED VOLUMES* (TWh)						
	2008	2011	2016	Δ% =>	2017	Δ% =>	2018
TTF	560	6295	22230	+6	23460	+20	28220
NBP	10620	18000	20045	+5	20970	-28	15105
NCG	360	880	2080	-17	1730	+2	1760
GPL		310	1110	+2	1130	+2	1150
PSV	160	185	885	+7	945	+12	1060
TRF	PEG N 185	PEG N 430	PEG N+TRS 650	-2	PEG N+TRS 640	+18	780
VTP	CEGH 165	CEGH 170	530	-	530	+23	650
ZEE	500	870	755	-32	510	-10	460
ZTP	n/a	n/a	25	+60	40	+275	150
PVB	n/a	n/a	30	+200	60	+67	100
VOB	n/a	n/a	105	-5	100	-20	80

Πηγή: Heather, 2019

Στην ανάλυση των εμπορικών Hubs χρησιμοποιείται και ο δείκτης ικανότητας συναλλαγής (Tradability Index - ICIS), ο οποίος δεν είναι από τους σημαντικότερους δείκτες, ωστόσο κρίνεται αρκετά βοηθητικός στην αξιολόγηση σε συνδυασμό με άλλες μετρήσεις. Ο ICIS εξετάζει μόνο την διαφορά μεταξύ της υψηλότερης τιμής που είναι διατεθειμένος ένας αγοραστής να αγοράσει και της χαμηλότερης τιμής που ο πωλητής είναι διατεθειμένος να δεχτεί (bid/offer spread). Τέλος, ο πιο σημαντικός παράγοντας εκτίμησης της επιτυχίας ενός εμπορικού Hub φυσικού αερίου είναι το «churn ratio», δηλαδή ο λόγος του διαπραγματευόμενου όγκου προς τον πραγματικά διακινούμενο όγκο, αποτελώντας έτσι τον ιδανικό δείκτη της πραγματικής ρευστότητας και επιτυχίας ενός Hub που χρησιμοποιείται σε όλες τις εμπορικές και χρηματοπιστωτικές αγορές (Heather, 2019).

Στο διάγραμμα 5.2 που ακολουθεί φαίνεται (α) η εξέλιξη των τιμών των σημαντικότερων hubs στην διεθνή αγορά, συμπεριλαμβανόμενων του NBP Hub Αγγλίας, TTF Hub Ολλανδίας, HH (Henry Hub) ΗΠΑ, JKM (Japan Korean Marker) LNG Spot Price, (β) η μέση τιμή εισαγωγών Γερμανίας (AGIP) και (γ) οι τιμές Καναδά (Alberta). Οι τιμές σημειώνεται ότι είναι εκφρασμένες σε USD/MMBtu.

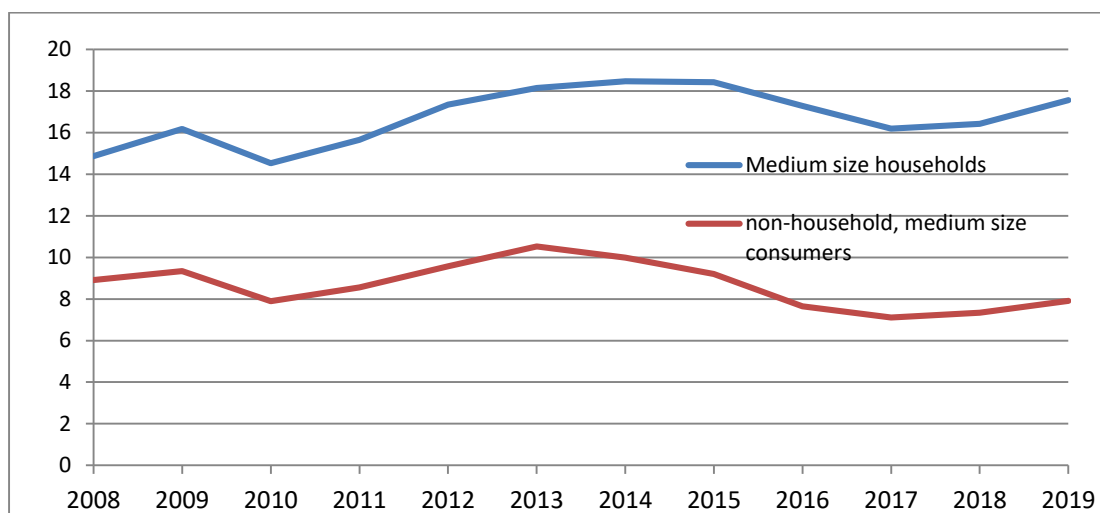


**Διάγραμμα 5-2** Εξέλιξη τιμών Hubs φυσικού αερίου, LNG σε Ευρώπη, ΗΠΑ και Ασία 2005-2018 (Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από BP 2019 & <https://knoema.com/>)

Παρατηρώντας τις διακυμάνσεις των τιμών στο διάγραμμα 5.2 και συγκριτικά και με τον πίνακα 5.1 διαπιστώνεται ότι για το NBP Hub η διακύμανση των τιμών συνάδει με τους συνολικούς όγκους συναλλαγών, ιδιαίτερα στο διάστημα τέλη του 2008 με αρχές του 2009, οπότε η τιμή έπεσε στα 4,85 USD/MMBtu από τα 10,79 USD/MMBtu που ήταν στα μέσα του 2008. Έπειτα παρατηρείται μια ανοδική πορεία της τιμής μέχρι να αρχίσει πάλι να πέφτει από το 2014 μέχρι το 2016, όταν έφτασε

στα 4,69 USD/MMBtu, γεγονός που συμφωνεί με την αύξηση των διακινούμενων όγκων (20045 TWh). Από εκεί και πέρα η τιμή φαίνεται να βαίνει ανοδικά φτάνοντας τα 8,06 USD/MMBtu, που δικαιολογείται εν μέρει και από τη μείωση που παρουσιάζουν οι συνολικοί όγκοι συναλλαγών (-28%, σύμφωνα με τον πίνακα 5.1) Κοινή πορεία ακολουθεί στο ίδιο διάστημα το TTF Hub, ένα από τα εξίσου σημαντικά και ενεργά Hubs της Ευρώπης. Παρόλο τον αυξανόμενο όγκο συναλλαγών που παρουσιάζει από το 2008 και έπειτα, φαίνεται ότι οι τιμές μειώθηκαν από το 2008 (10,66 USD/MMBtu) μέχρι το 2018 (7,9 USD/MMBtu). Όσον αναφορά το Henry Hub (HH) παρατηρείται ότι από το 2006 μέχρι και το 2008 η τιμή του κυμαινόταν περίπου στα 6,73 USD/MMBtu. Το 2008, η τιμή ανήλθε στα 8,86 USD/MMBtu κι έπεσε απότομα στα 3,94 USD/MMBtu το 2009, λόγω αντίστοιχης πτώσης της τιμής του αργού πετρελαίου από 16,76 USD/MMBtu στα 10,41 USD/MMBtu (<https://knoema.com>). Από εκεί και πέρα οι τιμές του HH φαίνεται να σταθεροποιούνται χωρίς έντονες αυξομειώσεις. Αντίστοιχες διακυμάνσεις ακολουθούν οι τιμές Καναδά (Alberta) (αν και σε χαμηλότερες σχετικά τιμές με το HH) από τα 7,99 USD/MMBtu το 2008 στα 3,87 USD/MMBtu το 2014 έως και τα 1,12 USD/MMBtu το 2018. Σε υψηλότερα επίπεδα κυμαίνεται η μέση τιμή εισαγωγής φυσικού αερίου στη Γερμανία (Average German Import Price), όπου έφτασε τα 11,6 USD/MMBtu το 2008, πέφτοντας, το 2016, στα 4,93 USD/MMBtu για να ανέβει εν τέλει στα 6,62 USD/MMBtu. Από την άλλη μεριά οι τιμές LNG Ιαπωνίας κυμαίνονται μέχρι το 2009 αντίστοιχα με τις τιμές AGIP στα 9,06 USD/MMBtu, ενώ αυξήθηκαν σημαντικά στα 16,75 USD/MMBtu το 2012. Στο επόμενο διάστημα σημειώθηκε απότομη πτώση στα 6,94 USD/MMBtu, το 2016, και έπειτα σταδιακή αύξηση στα 10,05 USD/MMBtu, το 2018. Τέλος, για τις τιμές του JKM LNG Spot Price υπάρχουν δεδομένα από το 2009 και ύστερα, καταγράφοντας μια σταδιακή άνοδο της τιμής μέχρι το 2013 στα 16,17 USD/MMBtu. Ακολούθως, η τιμή μειώνεται μέχρι τα 5,72 USD/MMBtu, το 2016, και ύστερα ανακάμπτει πλησιάζοντας τα 9,76 USD/MMBtu. Γενικά ο δείκτης αυτός αποτελεί τιμή αναφοράς για τα φυσικά φορτία LNG και αναφέρεται σε spot συμβόλαια, διαγωνισμούς, σε βραχυπρόθεσμες, μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες συμβάσεις τόσο στην Βορειοανατολική Ασία όσο και παγκοσμίως.

Εξίσου μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζει το παρακάτω διάγραμμα 5.3, στο οποίο εμφανίζονται οι διακυμάνσεις των τιμών οικιακών (με μπλε χρώμα) και εμπορικών-βιομηχανικών καταναλωτών (με κόκκινο χρώμα) σε 28 χώρες-μέλη της Ευρώπης στο διάστημα 2008 έως 2019, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία της Eurostat. Οι τιμές είναι εκφρασμένες σε €/Gigajoule και σε αυτές περιλαμβάνονται η βασική τιμή φυσικού αερίου, η μεταφορά, οι υπηρεσίες συστήματος, η ενοικίαση μετρητών, η διανομή και άλλες υπηρεσίες.



**Διάγραμμα 5-3** Διακύμανση τιμών οικιακών χρηστών και μη οικιακών EU-28 σε €/GJ (Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από Eurostat)

Σύμφωνα με το διάγραμμα δεν παρατηρούνται έντονες διακυμάνσεις των τιμών με τον μέσο όρο να κυμαίνεται στα 17 €/GJ για τα μέσα νοικοκυριά, ενώ για τους μη οικιακούς χρήστες περίπου στα 8 €/GJ. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι τιμές για τους μη οικιακούς χρήστες είναι καθορισμένες με βάση τη μέση εθνική τιμή χωρίς φόρους για το πρώτο εξάμηνο κάθε έτους για μεσαίου μεγέθους βιομηχανικούς καταναλωτές, ενώ οι τιμές του φυσικού αερίου για τους οικιακούς καταναλωτές ορίζονται με βάση τη μέση εθνική τιμή συμπεριλαμβάνοντας τους φόρους και τις εισφορές για το πρώτο εξάμηνο κάθε έτους.

## 5.5 Ανάλυση χρονοσειράς τιμών φυσικού αερίου

Στην παράγραφο αυτή γίνεται μια εκτεταμένη ανάλυση των διάφορων διακυμάνσεων των τιμών του φυσικού αερίου, προκειμένου να γίνει κατανοητός ο μηχανισμός συμπεριφοράς του στην αγορά και να μπορέσει να προβλεφθεί σε ένα βαθμό μελλοντικά η διακύμανσή του. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκαν χρονοσειρές δεδομένων.

Οι χρονοσειρές επικεντρώνονται σε ένα μέγεθος  $X$  που η τιμή του μεταβάλλεται με το χρόνο και μελετούν την εξάρτηση του μεγέθους  $X$  σε κάποια χρονική στιγμή  $t$ ,  $X_t$  από την τιμή του σε προηγούμενες χρονικές στιγμές  $X_{t-1}$ ,  $X_{t-2}$ , κλπ. Έτσι λοιπόν μια χρονοσειρά ορίζεται ως μια ακολουθία τυχαίων μεταβλητών και συμβολίζεται ως  $X(t)$ ,  $t \in T$ , όπου  $T$  είναι ο χώρος των δεικτών (συνήθως χρόνος). Το  $T$  μπορεί να είναι ένα διάστημα, όπου για παράδειγμα  $t > 0$  (δηλαδή όλοι οι αριθμοί θετικοί), αποτελώντας μια χρονοσειρά συνεχούς χρόνου ή ένα σύνολο διακριτών αριθμών

$t=1,2,\dots,n$  (στην περίπτωση όπου το  $t$  συμβολίζει μέρες, μήνες, χρόνια κτλ.), συγκροτώντας μια χρονοσειρά διακριτού χρόνου, όπου είναι και η παρούσα περίπτωση.

Στην ανάλυση χρονοσειράς, στόχος είναι να γίνει μια εκτίμηση του συστήματος που παράγει τη χρονοσειρά και επομένως να είναι εφικτό να γίνουν προβλέψεις μελλοντικών τιμών του μεγέθους (στη συγκεκριμένη περίπτωση των τιμών του φυσικού αερίου). Προκειμένου να είναι τα αποτελέσματα της ανάλυσης αξιόπιστα και όσο το δυνατόν πιο αντιπροσωπευτικά, πρέπει η χρονοσειρά να αποδομηθεί στα επιμέρους τμήματα που την αποτελούν, απορρίπτοντας την υπόθεση ότι η μεταβολή των τιμών του μεγέθους είναι εντελώς τυχαία. Αν λοιπόν οι παρατηρούμενες τιμές της χρονοσειράς δεν είναι ανεξάρτητες, η πληροφορία που υπάρχει στην χρονοσειρά αναλύεται σε επιμέρους χαρακτηριστικά τμήματα, τα οποία είναι: η Τάση-T (Trend), η Εποχικότητα-S (Seasonality), η Κυκλικότητα-C (Cyclic) και το Τυχαίο Κομμάτι-R (Random). Κάθε επιμέρους τμήμα της χρονοσειράς έχει το ρόλο του.

Η **τάση** δείχνει τη διαχρονική κατεύθυνση της χρονοσειράς προς τα πάνω ή προς τα κάτω ή αν μένει σταθερή (οι διακυμάνσεις των τιμών της χρονοσειράς δεν διαφοροποιούνται με το χρόνο).

Η **εποχικότητα** είναι η περιοδικότητα που εμφανίζεται εντός ενός έτους, που απλά στην περίπτωση αυτή ονομάζεται έτσι λόγω ότι γίνεται αναφορά σε συγκεκριμένες περιόδους που σχετίζονται με φυσικές εποχές του έτους (μήνες, τρίμηνα, τετράμηνα κτλ.).

Η **κυκλικότητα** αφορά στην περιοδικότητα που εμφανίζεται σε χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του έτους και σχετίζεται συνήθως με οικονομικούς κύκλους.

Το **τυχαίο κομμάτι** περιλαμβάνει το τμήμα της χρονοσειράς που δεν μπορεί να ερμηνευθεί. Αυτό σημαίνει πως ακόμα και αν ήταν γνωστά τα τρία άλλα μέρη της δεν θα ήταν δυνατή η αναπαραγωγή της.

Η γενική μαθηματική προσέγγιση αποσύνθεσης μιας χρονοσειράς είναι η εξής:

$$Y_t = f(T_t, S_t, R_t)$$

Όπου:  $Y_t$  = είναι η χρονοσειρά με τα αρχικά δεδομένα την χρονική περίοδο  $t$ ,  $T_t$  = είναι η τάση-κυκλικότητα που εμφανίζει η χρονοσειρά,  $S_t$  = είναι ο παράγοντας εποχικότητας,  $R_t$  = είναι το ακανόνιστο-εναπομείναν τμήμα της χρονοσειράς (ή αλλιώς remainder, residual)

Για να αποδομηθεί επομένως μια χρονοσειρά στα επιμέρους τμήματά της μπορούν να χρησιμοποιηθούν δυο βασικά μοντέλα, το προσθετικό και το πολλαπλασιαστικό.

Το προσθετικό μοντέλο έχει την μορφή  $Y_t = T_t + S_t + R_t$ , ενώ το πολλαπλασιαστικό είναι της μορφής  $Y_t = T_t \times S_t \times R_t$ , τα οποία διαφέρουν ως προς το πεδίο εφαρμογής τους. Το προσθετικό μοντέλο είναι κατάλληλο στην περίπτωση που οι μεταβολές του μεγέθους παραμένουν σταθερές ως προς το χρόνο, ενώ το πολλαπλασιαστικό είναι κατάλληλο όταν οι μεταβολές έχουν είτε αυξητική είτε μειωτική τάση στη χρονοσειρά. Γενικά το πολλαπλασιαστικό μοντέλο επικρατεί στην περίπτωση ανάλυσης οικονομικών χρονοσειρών, καθώς στις περισσότερες περιπτώσεις οι χρονοσειρές αυτές εμφανίζουν εποχικές διακυμάνσεις αυξανόμενες με το χρόνο. Για λόγους διευκόλυνσης είναι εφικτό ένα πολλαπλασιαστικό μοντέλο να μετατραπεί σε προσθετικό λογαριθμίζοντάς το, ως ακολούθως:

$$Y_t = T_t \times S_t \times R_t \xrightarrow{\log} \log(Y_t) = \log(T_t) + \log(S_t) + \log(R_t) \quad (\log = \text{λογάριθμος})$$

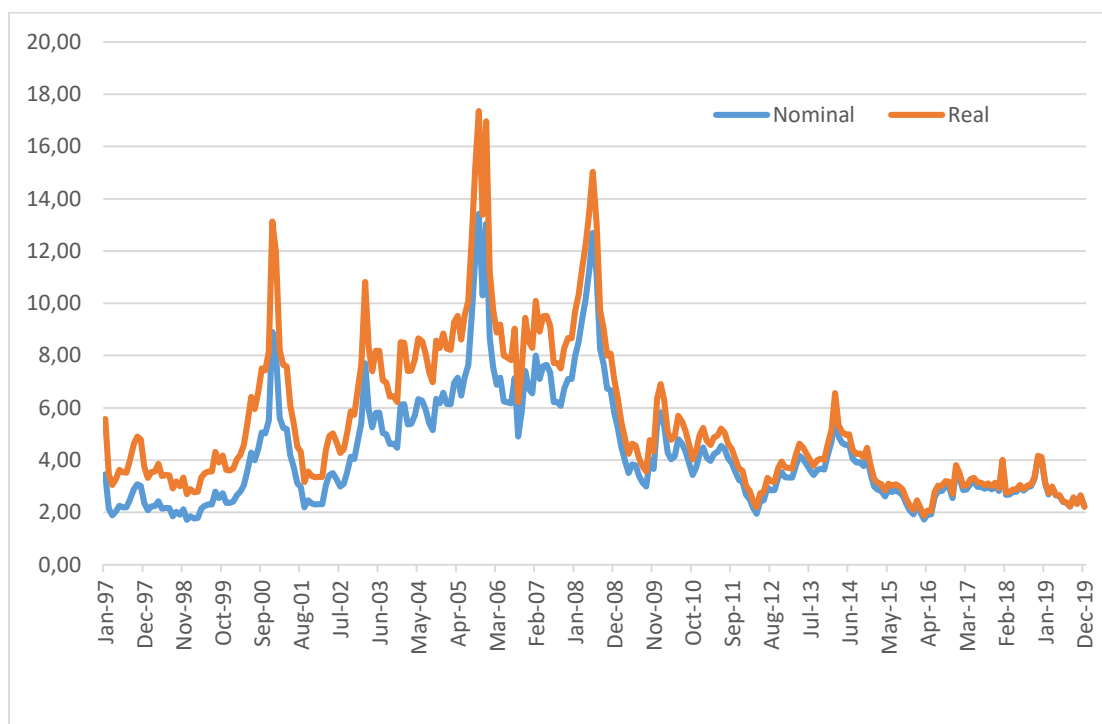
Έτσι είναι εφικτό με τη λογαρίθμηση να μετατραπεί μια πολλαπλασιαστική σχέση σε μια πιο εύκολα διαχειρίσιμη προσθετική σχέση, προκειμένου να εξομαλυνθεί η χρονοσειρά.

Υπάρχουν πολλοί τρόποι για να διαπιστωθεί αν η μια χρονοσειρά έχει τάση, αν υπάρχει ο παράγοντας της εποχικότητας και της κυκλικότητας και να καθοριστεί το τυχαίο κομμάτι της.

Στην παρούσα ανάλυση, η οποία πραγματοποιήθηκε στο Excel, επιλέχθηκε να γίνει ανάλυση της χρονοσειράς των spot τιμών του Henry Hub εκκινώντας από τον Ιανουάριο του 1997 έως τον Δεκέμβριο του 2019. Η επιλογή του Henry Hub έναντι άλλων βασίζεται στο γεγονός ότι υπάρχει η τάση σε διεθνές επίπεδο, ώστε η τιμή του Henry Hub να καθοριστεί ως σημείο αναφοράς για τις τιμές του φυσικού αερίου. Αυτό οφείλεται όπως περιγράφηκε και σε προηγούμενη παράγραφο στις πολύ χαμηλές τιμές που διατηρούνται τα τελευταία χρόνια και ταυτόχρονα στο μεγάλο διακινούμενο όγκο που καταγράφει. Ένας επιπρόσθετος λόγος που χρησιμοποιήθηκε η τιμή του Henry Hub ήταν η πληρότητα της χρονοσειράς της. Με βάση λοιπόν τις διακυμάνσεις των τιμών του Henry Hub τα τελευταία 22 χρόνια, πραγματοποιείται ανάλυση χρονοσειράς με σκοπό να διαπιστωθούν τυχόν τάσεις, κυκλικότητες και εποχικότητες και να γίνει μια πρόβλεψη των τιμών για το έτος 2020. Τα δεδομένα των τιμών προέρχονται από το Federal Reserve Bank of Saint Louis, είναι σε μηνιαία βάση και είναι εκφράζονται σε USD/MMBtu.

Στο παρακάτω διάγραμμα 5.4 παρουσιάζονται οι πραγματικές και ονομαστικές τιμές Henry Hub (με μπλε χρώμα απεικονίζονται οι ονομαστικές και με πορτοκαλί οι πραγματικές) και φαίνονται οι διακυμάνσεις τους στο εξεταζόμενο διάστημα.





**Διάγραμμα 5-4** Διακύμανση πραγματικών και ονομαστικών τιμών ΗΗ (USD/MMBtu)  
(Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>)

Παρατηρώντας τις διακυμάνσεις φαίνεται ότι οι τιμές εμφανίζουν μια αυξητική τάση από το 1997 έως και περίπου το 2008, ενώ από το 2008 και ύστερα ακολουθεί μια πτωτική πορεία μέχρι τα μέσα του 2001 περίπου. Συγκεκριμένα παρατηρώντας τις διακυμάνσεις των πραγματικών τιμών (Real) στο διάγραμμα 5.4 διαπιστώνονται ορισμένες απότομες αυξομειώσεις (spikes), οι οποίες οφείλονται σε διάφορα γεγονότα που είτε αφορούν τις καιρικές συνθήκες είτε άλλα οικονομικά και γεωπολιτικά γεγονότα. Για παράδειγμα, το 2000 φαίνεται η πρώτη μεγάλη αύξηση της τιμής στα 13,13 USD/ MMBtu, πράγμα που οφείλεται σε απότομη αύξηση της ζήτησης στην αγορά. Έπειτα η οικονομική ύφεση που ακολούθησε, ώθησε τις τιμές να ξανά πέσουν σε φυσιολογικά επίπεδα (GAO, 2002). Επίσης απότομη αύξηση της τιμής παρατηρήθηκε τον Φεβρουάριο του 2003, όπου η τιμή ανήλθε στα 10,82 USD/MMBtu. Η αύξηση αυτή οφείλεται στις πολύ χαμηλές θερμοκρασίες που καταγράφηκαν τον μήνα αυτό, προκαλώντας προβλήματα στην παραγωγή (πάγωμα των εγκαταστάσεων) σε συνδυασμό με τα χαμηλά επίπεδα αποθήκευσης φυσικού αερίου της περιόδου αυτή (FERC,2003). Η επόμενη, ακόμα μεγαλύτερη, αύξηση σημειώνεται τον Οκτώβριο του 2005, όπου η τιμή εκτοξεύθηκε στα 17,36 USD/MMBtu λόγω έκτακτων καιρικών φαινομένων και συγκεκριμένα των δυο τυφώνων Rita και Katrina, που λόγω των καταστροφών μείωσαν τον εφοδιασμό από τον κόλπο του Μεξικού (Kliesen, 2006). Αμέσως επόμενη απότομη αύξηση συναντάται τον Ιούνιο 2008 με τιμή στα 15,03 USD/ MMBtu, ακολουθούμενη από

μείωση το χειμώνα. Το 2008 φαίνεται ότι οι τιμές του φυσικού αερίου ακολούθησαν τις τιμές του αργού πετρελαίου με αύξηση το καλοκαίρι και μείωση το χειμώνα, καθώς στην περίπτωση του φυσικού αερίου οι τιμές συνήθως κυμαίνονται αντίστροφα. Στην περίπτωση αυτή όμως η εποχικότητα δεν έπαιξε τόσο σημαντικό ρόλο αφού οι τυφώνες Gustav και Ike προκάλεσαν καταστροφές και προσωρινή διακοπή της παραγωγής στον κόλπο του Μεξικού και στην Λουιζιάνα, με αποτέλεσμα την εκτόξευση των τιμών πριν τη μείωση αυτών. Από εκεί και έπειτα δεν παρατηρούνται τόσο έντονες αλλαγές με τις τιμές να κυμαίνονται σε χαμηλότερα επίπεδα γενικά. Συγκεκριμένα το 2010 παρατηρούνται ορισμένα συνεχόμενα χαμηλά επίπεδα τιμών, τα οποία οφείλονται σε αυξημένα επίπεδα αποθήκευσης φυσικού αερίου με ταυτόχρονα σχετικά φυσιολογικά επίπεδα ζήτησης. Αντίστοιχα ο ελαφρύς σχετικά χειμώνας το 2012 φαίνεται να κράτησε τις τιμές σε πολύ χαμηλά επίπεδα με κορύφωση τα 2,19 USD/MMBtu τον Απρίλιο. Τέλος, παρατηρείται πως το Φεβρουάριο 2014 μια μικρή συγκριτικά με προηγούμενως αύξηση της τιμής στα 6,56 USD/ MMBtu, πράγμα που οφείλεται σε χαμηλά επίπεδα αποθεμάτων αποθήκευσης, ενώ από εκεί και έπειτα δεν παρατηρούνται έντονες αυξομειώσεις (Alterman, 2012).

Τα αρχικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται ακολούθως για την ανάλυση της χρονοσειράς αναφέρεται ότι δεν είναι εποχικά προσαρμοσμένα. Επίσης, αξιοποιούνται οι πραγματικές τιμές και όχι οι ονομαστικές, οι οποίες μετατράπηκαν σε λογαριθμικές για περαιτέρω ομαλοποίηση της χρονοσειράς. Ύστερα από δοκιμές αποσύνθεσης της χρονοσειράς και με τα δύο μοντέλα (γραμμικό και πολλαπλασιαστικό), προέκυψε ότι το πιο κατάλληλο μοντέλο για την ανάλυση αυτής της χρονοσειράς είναι το πολλαπλασιαστικό. Η επιλογή προέκυψε κατόπιν σύγκρισης των προβλεπόμενων τιμές για το διάστημα Ιανουαρίου 2019 μέχρι και Οκτωβρίου 2019 πραγματικές τιμές αυτού του διαστήματος και για τα δύο μοντέλα, με το πολλαπλασιαστικό να έχει μικρότερο σφάλμα.

#### Πρώτο Βήμα: Υπολογισμός της Τάσης $T_t$

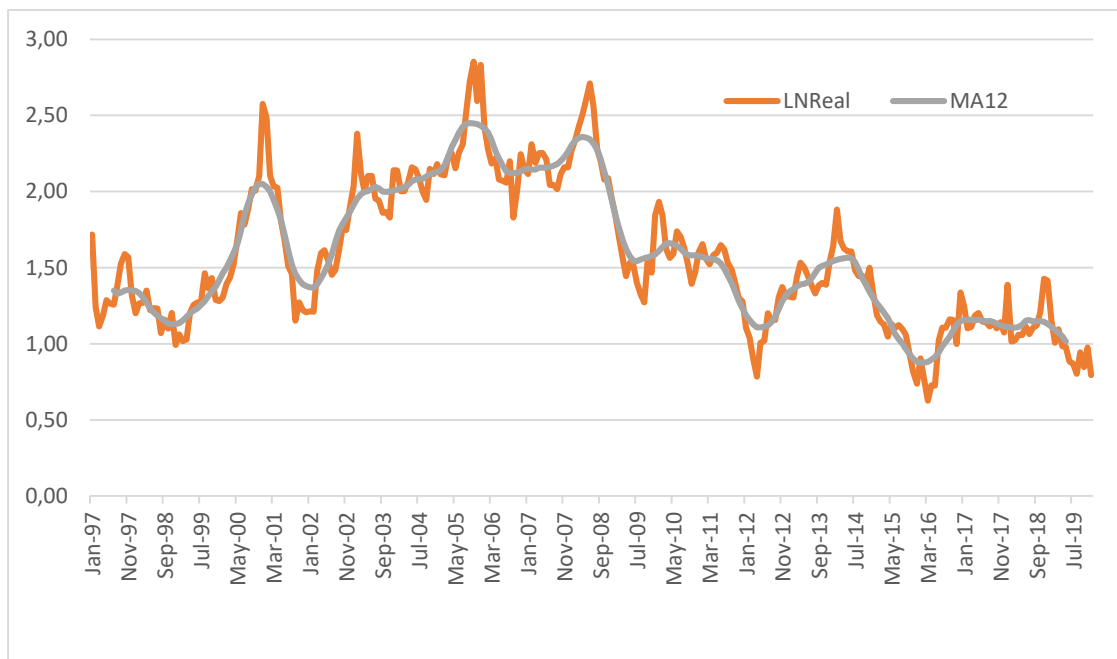
Για να υπολογιστεί η τάση  $T_t$  της χρονοσειράς πρέπει πρώτα να εξομαλυνθούν τα δεδομένα χρησιμοποιώντας τον σταθμισμένο κινητό μέσο όρο (Moving Average-MA). Δεδομένου ότι η τάση είναι ετήσια, ο κινητός μέσος όρος πρέπει να περιλαμβάνει δεδομένα απ' όλους τους μήνες του κάθε έτους. Έτσι θα προκύψει ουσιαστικά η υποκείμενη συνιστώσα ανάπτυξης και έπειτα θα είναι δυνατός ο υπολογισμός της συνιστώσας της εποχικότητας. Ο τύπος με τον οποίο υπολογίζεται λοιπόν ο MA είναι ο εξής:

$$T_t = [(Y_{t-6} + \dots + Y_{t+5})/12 + (Y_{t-5} + \dots + Y_{t+6})/12] / 2 =$$

$$= [(1/2)Y_{t-6} + Y_{t-5} \dots + Y_{t+5} + (1/2)Y_{t+6}] / 12$$

Με τον παραπάνω τύπο ουσιαστικά παράγεται μια μέση τιμή για κάθε μήνα με τον μέσο όρο των έξι μηνών σε κάθε πλευρά, φτιάχνοντας έναν κεντρικό κινητό μέσο όρο (Moving Average – MA) της τάξης 12. Για τον Ιούλιο, ο Ιανουάριος συμπεριλαμβάνεται δυο φορές, εφόσον υπολογίζεται μέσος όρος με «παράθυρο» έξι μήνες πριν και έξι μήνες μετά, και για το λόγο αυτό οι τιμές των δύο ακραίων μηνών πολλαπλασιάζονται με  $\frac{1}{2}$  ώστε να υπολογιστεί σωστά ο μέσος όρος. Είναι επόμενο ότι με τη διαδικασία αυτή χάνονται ορισμένα από τα αρχικά δεδομένα, καθώς δεν υπάρχουν έξι προηγούμενοι μήνες, γεγονός όμως που δεν επηρεάζει τα τελικά αποτελέσματα.

Στο διάγραμμα 5.5 φαίνεται η χρονοσειρά με τους λογάριθμους των πραγματικών τιμών και η τάση  $T_t$  η αντίστοιχη διακύμανση με βάση το MA. Παρατηρώντας την χρονοσειρά MA, έχοντας δηλαδή εξομαλύνει τις απότομες διακυμάνσεις των αρχικών τιμών (spikes), φαίνεται πιο καθαρά ότι υπάρχει μια πτωτική τάση των τιμών, πράγμα το οποίο αντανακλάται και στη γενική κλίση ( $\alpha = -0,00238$ ).



**Διάγραμμα 5-5** Διακύμανση λογάριθμου πραγματικών τιμών και MA, (Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>)

Δεύτερο Βήμα: Υπολογισμός Συνιστώσας Εποχικότητας  $S_t$

Σε αυτό το στάδιο υπολογίζεται αρχικά η αναλογία μεταξύ του κινητού μέσου όρου και των λογαριθμικών πραγματικών τιμών, δηλαδή ο λόγος LNReal/MA. Ακολούθως πρέπει να υπολογιστεί ο μέσος όρος των στοιχείων κάθε μήνα κάθε έτους, π.χ. του Ιουλίου και έπειτα του Αυγούστου και ούτω κάθε εξής, διαιρώντας την πραγματική

τιμή κάθε μήνα με την αντίστοιχη τιμή MA12. Με αυτόν τον τρόπο προκύπτει μια ξεχωριστή αναλογία για κάθε μήνα του έτους που εκφράζει το συντελεστή εποχικότητας. Προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ο συντελεστής εποχικότητας είναι ίδιος για κάθε μήνα, σε όλη τη χρονοσειρά, υπολογίζεται ο μέσος όρος των συντελεστών εποχικότητας από το σύνολο των λόγων LNReal/MA κάθε μήνα.

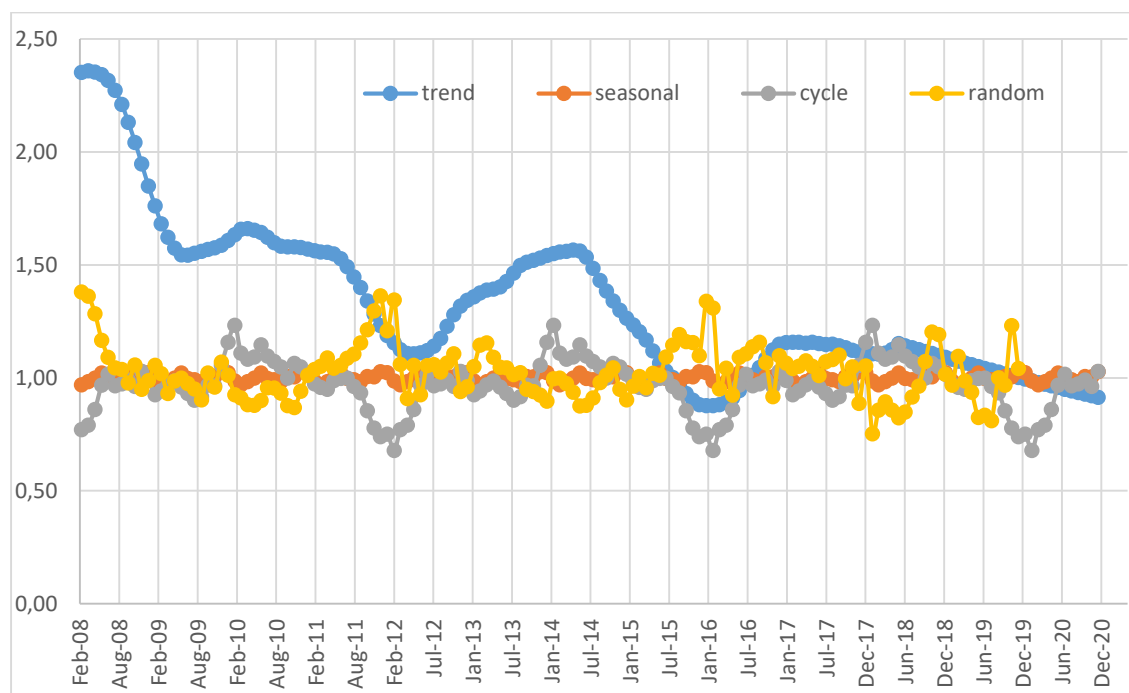
Τρίτο Βήμα: Υπολογισμός Κυκλικότητας  $C_t$

Σε επόμενο στάδιο υπολογίζεται ο παράγοντας της κυκλικότητας, δηλαδή η μεγαλύτερη του ενός έτους περιοδικότητα. Ο υπολογισμός γίνεται κατά τον ίδιο τρόπο όπως και στο δεύτερο βήμα, με τη διαφορά ότι χρησιμοποιείται κινητός μέσος όρος διαστήματος τεσσάρων ετών (αυτό προέκυψε παρατηρώντας τις κορυφές της χρονοσειράς και τα διαστήματα των διακυμάνσεων). Ακολουθώς υπολογίζεται αντίστοιχα η αναλογία του MA με την LNReal τιμή για το διάστημα Μάρτιος 2008 έως και Δεκέμβριο 2017 και εν συνεχεία ο μέσος όρος αυτών σε μηνιαία βάση όπως και στο 2<sup>ο</sup> βήμα. Τελικά για να «από-κυκλοποιηθεί» (de-cycle) η χρονοσειρά διαιρείται η πραγματική τιμή κάθε μήνα με τον αντίστοιχο κινητό μέσο όρο των τεσσάρων ετών για το μήνα αυτό.

Τέταρτο Βήμα: Υπολογισμός Τυχαίου Κομματιού  $R_t$

Στο τέταρτο βήμα της ανάλυσης υπολογίζεται το τυχαίο κομμάτι της χρονοσειράς, το οποίο αποτελεί το τμήμα που δεν μπορεί να ερμηνευτεί. Το τυχαίο κομμάτι προσδιορίζεται διαιρώντας την πραγματική λογαριθμική τιμή LNReal με το γινόμενο των τριών βασικών παραγόντων αποσύνθεσης της χρονοσειράς, δηλαδή την Τάση x την Εποχικότητα x την Κυκλικότητα.

Στο διάγραμμα 5.6 παρουσιάζονται όλα τα αποδομημένα τμήματα της χρονοσειράς, δηλαδή η Τάση (με μπλε χρώμα), η Εποχικότητα (με πορτοκαλί χρώμα), η Κυκλικότητα (με γκρι χρώμα) και το τυχαίο κομμάτι (με κίτρινο χρώμα). Σύμφωνα με το διάγραμμα, από το 2008 και τα επόμενα έτη η τάση της χρονοσειράς είναι πτωτική, δηλαδή οι τιμές έχουν φθίνουσα εξέλιξη. Εξάιρεση αποτελούν ο Φεβρουάριος του 2014, όπου η αύξηση που παρατηρείται οφείλεται όπως ήδη περιγράφηκε και προηγουμένως σε θέματα αποθεμάτων αποθήκευσης και αυξημένης ζήτησης στην αγορά. Στην συνέχεια παρατηρείται πάλι μείωση με την τιμή να τείνει να σταθεροποιηθεί σε χαμηλότερα επίπεδα. Η συνιστώσα της εποχικότητας φαίνεται να επηρεάζει τις τιμές του φυσικού αερίου σε ένα βαθμό, καθώς οι τιμές φαίνεται να είναι σε υψηλότερα επίπεδα τους χειμερινούς μήνες και σε χαμηλότερα τους καλοκαιρινούς. Αυτό βέβαια δεν είναι απόλυτο, καθώς η τιμή καθορίζεται και από άλλους αστάθμητους παράγοντες. Σε περαιτέρω ανάλυση της περιοδικότητας των τιμών, παρατηρείται ότι οι τιμές εμφανίζουν μια κυκλικότητα, καθώς με βάση τη διακύμανση της συνιστώσας της κυκλικότητας παρατηρείται ανά 4 έτη μεγάλη αύξηση της τιμής ή αντίστοιχα μείωση αυτής.

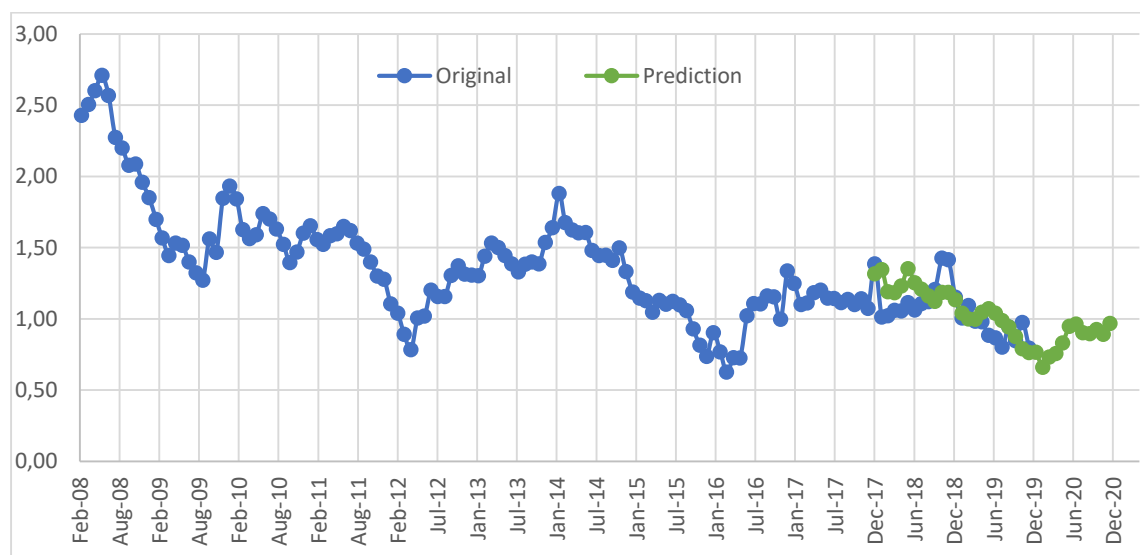


**Διάγραμμα 5-6** Απεικόνιση αποδομημένης χρονοσειράς (Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>)

Πέμπτο Βήμα: Μοντέλο Πρόβλεψης

Η πρόβλεψης των μελλοντικών τιμών μπορεί να πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψη την τάση, την εποχικότητα και την κυκλικότητα της χρονοσειράς. Εφόσον το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε είναι πολλαπλασιαστικό, οι μελλοντικές τιμές προκύπτουν από τον πολλαπλασιασμό των τριών ανωτέρω συνιστωσών. Για το σκοπό αυτό πρέπει αρχικά να εκτιμηθεί η τάση, η οποία υπολογίζεται από την κλίση και την τεταγμένη επί την αρχή των τιμών των κινούμενων μέσων όρων των μηνιαίων τιμών (MA12), ως εξαρτημένης μεταβλητής, και του μήνα της χρονοσειράς (σημείωση: κάθε παρατήρηση της χρονοσειράς λαμβάνει τιμή από 1 έως  $n$ , όπου 1: η πρώτη παρατήρηση και  $n$ : η τελευταία). Ακολούθως, με την κλίση και την τεταγμένη επί την αρχή υπολογίζονται οι μελλοντικές τιμές ως προς την τάση, οι οποίες πολλαπλασιάζονται με το συντελεστή εποχικότητας και κυκλικότητας κάθε μήνα για να προκύψει η τιμή.

Στο διάγραμμα 5.7 φαίνονται οι διακυμάνσεις των πραγματικών (με μπλε χρώμα) και των προβλεπόμενων (με πράσινο χρώμα) τιμών. Επίσης, στον πίνακα 5.2 παρουσιάζονται οι πραγματικές και οι προβλεπόμενες τιμές με βάση το μοντέλο για το διάστημα Ιανουάριος 2018 – Δεκέμβριος 2019, με το αντίστοιχο σφάλμα εκτίμησης.



**Διάγραμμα 5-7** Διακύμανση πραγματικών και προβλεπόμενων τιμών Henry Hub (Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>)

**Πίνακας 5-2** Πραγματικές και προβλεπόμενες τιμές Henry Hub για την περίοδο Ιανουαρίου 2018- Δεκεμβρίου 2019

Date	Original	Prediction	Error	Date	Original	Prediction	Error
Jan-18	1,39	1,32	-0,07	Jan-19	1,15	1,14	-0,02
Feb-18	1,01	1,35	0,33	Feb-19	1,01	1,04	0,03
Mar-18	1,02	1,19	0,17	Mar-19	1,10	1,00	-0,10
Apr-18	1,06	1,18	0,12	Apr-19	0,98	1,00	0,01
May-18	1,06	1,23	0,17	May-19	0,98	1,05	0,07
Jun-18	1,11	1,35	0,24	Jun-19	0,88	1,07	0,19
Jul-18	1,06	1,25	0,19	Jul-19	0,87	1,04	0,17
Aug-18	1,11	1,21	0,10	Aug-19	0,80	0,99	0,19
Sep-18	1,12	1,16	0,04	Sep-19	0,94	0,94	0,00
Oct-18	1,21	1,12	-0,08	Oct-19	0,85	0,88	0,03
Nov-18	1,43	1,19	-0,24	Nov-19	0,97	0,79	-0,18
Dec-18	1,42	1,19	-0,23	Dec-19	0,80	0,76	-0,03

Πηγή: Ίδια επεξεργασία με στοιχεία από <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>

Το Μέσο Τετραγωνισμένο Σφάλμα (Mean Squared Error)<sup>1</sup> για το διάστημα Ιανουάριος 2018 - Δεκέμβριος 2019, ανέρχεται σε 0,024 και θεωρείται ικανοποιητικό.

Στον πίνακα 5.3 παρουσιάζονται οι προβλεπόμενες τιμές για το φυσικό αέριο, για το έτος 2020 (μετά από απολογαριθμοποίηση για να μετατραπούν σε κανονικές τιμές). Σε γενικές γραμμές, οι προβλεπόμενες τιμές διατηρούνται σε χαμηλά επίπεδα με τις πιο υψηλές σχετικά τιμές τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο και Δεκέμβριο.

**Πίνακας 5-3** Μελλοντικές πραγματικές τιμές για το έτος 2020

Date	Προβλεπόμενη τιμή (USD/MMBtu)
Jan. 20	2,15
Feb. 20	1,93
Mar.20	2,08
Apr. 20	2,14
May. 20	2,29
Jun. 20	2,59
Jul. 20	2,60
Aug. 20	2,46
Sep. 20	2,46
Oct. 20	2,53
Nov. 20	2,44
Dec. 20	2,64

Πηγή: Ίδια επεξεργασία

<sup>1</sup> Το Μέσο Τετραγωνισμένο Σφάλμα υπολογίζεται από τη σχέση  $MSE = \frac{\sum E_t^2}{n-1}$ , όπου:  $E_t$  το σφάλμα για την περίοδο  $t$  και  $n$  το πλήθος των περιόδων που χρησιμοποιούμε για τον υπολογισμό

## Κεφάλαιο 6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το φυσικό αέριο διαδραματίζει ολοένα και πιο σημαντικό ρόλο στην παγκόσμια αγορά της ενέργειας. Τα τελευταία 40 χρόνια, η ποσοστιαία συμβολή του φυσικού αερίου στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 40% περίπου. Σε αυτό έχουν συμβάλει δύο κυρίως παράγοντες. Πρώτον, οι αυστηρές περιβαλλοντικές πολιτικές αναφορικά με την ποιότητα της ατμόσφαιρας και τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> που έχουν υιοθετηθεί ανά τον κόσμο τις τελευταίες δεκαετίες και ωθούν στη χρήση πιο καθαρών καυσίμων. Δεύτερον, οι εξελίξεις στην αγορά του φυσικού αερίου, και κυρίως στο τμήμα της προσφοράς, που σχετίζονται με την αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου, το ρόλο του υδροποιημένου φυσικού αερίου, την εξέλιξη των οδών μεταφοράς, κ.λπ.

Ως επακόλουθο της βαρύτητάς του στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα, η παραγωγή του φυσικού αερίου έχει αυξηθεί κατά 230% περίπου, από τα 1.200 Bcm περίπου στα 4.000 Bcm. Η παραγωγή συγκεντρώνεται κυρίως στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. και σε χώρες της Ευρώπης-Ευρασίας που δεν ανήκουν στον Ο.Ο.Σ.Α. (κυρίως τη Ρωσία, το Ιράν και την Αίγυπτο). Η μεγαλύτερη αύξηση στην παραγωγή φυσικού αερίου, την τελευταία δεκαετία, παρατηρείται στην ευρύτερη περιοχή της Ωκεανίας με 7,4% και ακολούθως στη Μέση Ανατολή με 6,9%, στην Ασία με 3,6% και στην Αφρική με 3,5%. Αναφορικά με την εξέλιξη της παραγωγής, αναμένεται γενικά αύξηση για την επόμενη πενταετία τουλάχιστον, με έναν ετήσιο ρυθμό της τάξης του 1,6%. Η αύξηση της παραγωγής αναμένεται να προέλθει κυρίως από τις ΗΠΑ και ακολούθως από την Κίνα, την Ευρασία και τη Μέση Ανατολή. Λαμβάνοντας υπόψη τα αποθέματα και τους ρυθμούς εκμετάλλευσης το 2018, ο παγκόσμιος λόγος R/P είναι 50,9 έτη (2,4 χρόνια χαμηλότερα από το 2017), ενώ οι περιοχές με τον μεγαλύτερο λόγο R/P είναι η Μέση Ανατολή (109,9 έτη) και CIS (75,6 έτη).

Η ζήτηση για φυσικό αέριο έχει αυξηθεί σχεδόν σε όλες τις χώρες, όχι όμως με τον ίδιο ρυθμό. Για παράδειγμα, στη Βόρεια Αμερική παρατηρήθηκε ανοδική πορεία της ζήτησης στο διάστημα 1990 έως και το 2017, από τα 710 Bcm στα 980 Bcm περίπου. Στην Ευρωπαϊκή Ένωση η κατανάλωση φυσικού αερίου είχε μικρή αυξητική τάση στο ίδιο διάστημα, από 455 Bcm σε περίπου 477 Bcm. Εκτός από τους οικονομικούς παράγοντες που έπαιξαν καθοριστικό ρόλο, η ανάγκη για τεχνολογικές βελτιώσεις στην ενεργειακή απόδοση, όπως για παράδειγμα η θέρμανση χώρων συνέβαλαν στην επιβραδυνόμενη ανάπτυξη της ζήτησης. Η εικόνα διαφοροποιείται ακόμη περισσότερο σε επίπεδο κρατών. Αναφέρεται ενδεικτικά ότι στην Κίνα, η κατανάλωση αυξάνεται με ρυθμό 13,1% τα τελευταία 20 χρόνια. Διαφοροποιήσεις στη ζήτηση παρατηρούνται, επίσης, στους τομείς που



χρησιμοποιείται το φυσικό αέριο, τόσο σε επίπεδο περιοχών όσο και σε επίπεδο χωρών. Οι κύριοι τομείς στους οποίους παρατηρείται σημαντική αύξηση της κατανάλωσης, τόσο στις χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. όσο και εκτός αυτού, είναι η βιομηχανία των χημικών και πετροχημικών και ο οικιακός τομέας. Επίσης, στον βιομηχανικό τομέα παρατηρήθηκε αυξημένη κατανάλωση φυσικού αερίου στις περισσότερες περιοχές, κυρίως στον τομέα των χημικών και πετροχημικών, ενώ στον οικιακό και εμπορικό τομέα οι τάσεις παρουσιάζουν ανομοιομορφία με χαρακτηριστικό παράδειγμα τις ΗΠΑ, όπου η κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα μειώθηκε σε αντίθεση με την Ευρώπη η οποία κατέγραψε αύξηση. Τα επόμενα χρόνια η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου προβλέπεται να αυξηθεί περαιτέρω, στα 4.398 Bcm μέχρι το 2030. Κέντρο της ανάπτυξης αναμένεται να παραμείνει η ευρύτερη περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας με επίκεντρο την Κίνα. Στις υπόλοιπες περιοχές επίσης προβλέπεται αυξητική τάση, με εξαίρεση την Ευρώπη, στην οποία αναμένεται πτωτική τάση λόγω της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Σημαντικό ρόλο στον μετασχηματισμό του ενεργειακού χάρτη θα διαδραματίσουν τόσο οι εξελίξεις στην τεχνολογία που οδηγούν σε αυξήσεις της ικανότητας ρευστοποίησης και στην ενίσχυση του διεθνούς εμπορίου LNG, όσο και τα ενεργειακά έργα που αφορούν σε αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου σε κομβικά ενεργειακά σημεία. Απώτερος σκοπός είναι η περαιτέρω άνοδος της αγοράς του φυσικού αερίου, με ταυτόχρονη εξασφάλιση της ασφάλειας εφοδιασμού και της ασφάλειας ζήτησης και της αποφυγής της ενεργειακής εξάρτισης από περιορισμένο αριθμό προμηθευτών, όπως συμβαίνει π.χ. με ορισμένες ευρωπαϊκές χώρες και τη Ρωσία. Το εμπόριο φυσικού αερίου σε παγκόσμια κλίμακα σημείωσε αύξηση σε διάφορες περιοχές πλησιάζοντας τα 1,2 Tcm, το 2017, και ο αυξανόμενος διακινούμενος όγκος οφείλεται στη ραγδαία εξέλιξη που καταγράφει το LNG που κερδίζει ολοένα και μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά (περίπου το 33% του συνολικού όγκου το 2017). Οι μεγαλύτεροι προμηθευτές LNG παγκοσμίως, το 2017, ήταν οι ΗΠΑ και η Αυστραλία, οι οποίες συνέβαλαν σε ποσοστό 42% και 35% της συνολικής ανάπτυξης των εξαγωγών παγκοσμίως. Και οι δυο χώρες φαίνεται να βρίσκονται στο προσκήνιο της επέκτασης των εγκαταστάσεων LNG. Μέχρι το 2023, εκτιμάται ότι το 40% των διεθνών εμπορικών συναλλαγών φυσικού αερίου θα αφορά σε LNG.

Τέλος, όσον αφορά στις τιμές του φυσικού αερίου, δεν υπάρχει μέχρι σήμερα κάποια ενιαία τιμή αναφοράς σε παγκόσμιο επίπεδο. Σε ορισμένες περιπτώσεις η τιμή του φυσικού αερίου σχετίζεται με την τιμή του αργού πετρελαίου, σε άλλες όχι. Συχνά, η τιμή προσδιορίζεται ανά περιοχή βάσει των τιμών στα κυριότερα hubs. Για παράδειγμα, αναφέρονται το National Balancing Point για την Ευρώπη και το Henry Hub για τις ΗΠΑ. Επίσης, οι τιμές του φυσικού αερίου διαφοροποιούνται συναρτήσει του μηχανισμού προσδιορισμού (π.χ. GOC, OPE, κλπ.). Σε γενικές

γραμμές, οι τιμές του φυσικού αερίου εμφάνισαν μία ανοδική τάση μεταξύ 2016-2018 μετά από μία σημαντική πτώση που παρατηρήθηκε μεταξύ των ετών 2013-2016. Βάσει της ανάλυσης της χρονοσειράς των τιμών Henry Hub, οι τιμές το 2019 εμφάνισαν μια πτωτική πορεία, η οποία για το 2020 προβλέπεται σε γενικές γραμμές να συνεχιστεί.

## **ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

ABARE/Asia-Pacific Economic Cooperation Energy Working Group 2002, Deregulating Energy Markets in APEC: Economic and Sectoral Impacts, APEC Secretariat: Canberra

Abbott M., 2016, The Economics of the Gas Supply Industry, Routledge: New York

Aune, F. R. & Golombek, R. & Moe, A. & Rosendahl, K. E. & Le Tissier, H. H., April 2017, The Future of Russian Gas Exports, Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 6, No. 2., International Association of Energy Economics

Alterman, S., February 2012, Natural Gas Price Volatility in the UK and North America, NG 60, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Akkurt, M. & Demirel, O. F. & Zaim, S., 2010, Forecasting Turkey's Natural Gas Consumption by Using Time Series Methods, European Journal of Economic and Political Studies, Vol 3, No 2.

Buteikis, A., March 2018, Time series with trend and seasonality components (<http://web.vu.lt/mif/a.buteikis/>)

BP 2019, Statistical Review of World Energy | 68th edition, BP: London

BP 2015a, BP Statistical Review of World Energy, BP: London

BP 2015b, BP Energy Outlook 2035, BP: London

Federal Energy Regulatory Commission | Staff Investigating Team, July 2003, Report On The Natural Gas Price Spike Of February 2003, FERC: Washington

Gilardoni, A., 2008, The World Market for Natural Gas, Implications for Europe, Springer: Heidelberg

Heather P., July 2019, European traded gas hubs: a decade of change, Energy Insight: 55, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Honoré, A., June 2014, The Outlook for Natural Gas-Demand in Europe, OIES PAPER: NG87, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Hood, C. M., April 2010, Seasonal Adjustment for Short Time Series in Excel

The International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), August 2009, LNG Information Paper No.2, GIIGNL: France

International Gas Union, May 2019, A Global Review Of Price Formation Mechanisms 2005 To 2018, Wholesale Gas Price Survey 2019 Edition, International Gas Union: Barcelona

International Gas Union, 2018, FLNG REPORT, IGU LNG Committee 2015-2018, International Gas Union

International Gas Union, 2019, WORLD LNG REPORT, International Gas Union: Barcelona

International Energy Agency 1998, Natural Gas Distribution: Focus on Western Europe , International Energy Agency: Paris

International Energy Agency 2008, Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe: How to Achieve Workable Competition in European Gas Markets?, IEA information paper, May: Paris, pp. 64

International Energy Agency, June 2018, Market Report Series, GAS 2018, Analysis and Forecast to 2023, International Energy Agency: Paris

International Energy Agency, August 2018, Natural Gas Information, International Energy Agency: Paris

International Energy Agency, July 2019, Natural Gas Information, Overview, International Energy Agency: Paris

International Energy Agency, September 2019, Key World Energy Statistics, International Energy Agency: Paris

International Energy Agency, 2019, World Energy Balances, Overview, International Energy Agency: Paris

The Institute of Energy Economics Japan, October 2017, Outlook 2018-Prospects and challenges until 2050, IEEJ: Japan

Jamasb, T. & Pollitt, M. & Triebs, T., 2008, Productivity and efficiency of US gas transmission companies: A European regulatory perspective, Energy Policy , vol. 36, pp. 3398–3412.

Jonathan Stern & Howard V Rogers, December 2014, The Dynamics of a Liberalized European Gas Market, OIES PAPER: NG 94, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Kliesen, K. L., November/December 2006, Rising Natural Gas Prices and Real Economic Activity, Federal Reserve Bank of St. Louis Review, 88(6), pp. 511-26.

Kendell, J. M. & Rivota, D. R. & Doleman, C., July 2019, Gas Market Report 2019, Asia Pacific Energy Research Centre, Institute of Energy Economics: Japan, pp. 27-28

National Petroleum Council, September 2003, Balancing Natural Gas Policy, Fueling The Demands Of A Growing Economy, Volume I- Summary Of Findings And Recommendations, National Petroleum Council: Washington

National Petroleum Council, September 2003, Balancing Natural Gas Policy, Fueling The Demands Of A Growing Economy, Volume II- Integrated Report, National Petroleum Council: Washington

National Petroleum Council, September 2003, Balancing Natural Gas Policy, Fueling The Demands Of A Growing Economy, Volume III- Demand Task Group Report, National Petroleum Council: Washington

Pustišek, A. & Karasz, M., 2017, Natural Gas: A Commercial Perspective, Springer: Switzerland

Songhurst B., September 2019, Floating LNG Update– Liquefaction and Import Terminals, OIES PAPER: NG149, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Songhurst B., July 2017, The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), OIES PAPER: NG 123, Oxford Institute for Energy Studies: Oxford

Wells, J. & Gaffigan, M., December 2002, Natural Gas-Analysis of Changes in Market Price, GAO-03-46, Report to Congressional Committees and Members of Congress, United States General Accounting Office: Washington

Καρώνης, Δ., Μάιος 2014, Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο, Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών, Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο: Αθήνα

Καρώνης, Δ., Μάιος 2014, Μεταφορά, Διανομή, Αποθήκευση Φυσικού Αερίου, Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών, Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο: Αθήνα

## ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Enerdata, 2019, Global Energy Statistical Yearbook 2019, retrieved from <https://yearbook.enerdata.net/>

Eurostat, February 2020, Gas prices by type of user, retrieved from <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00118>

Energy Quest, January 2020, Australia formally becomes world's #1 LNG exporter in 2019, retrieved from <https://www.energyquest.com.au/australia-formally-becomes-worlds-1-lng-exporter-in-2019/>

Gazprom, (n.d.), Power of Siberia, retrieved from <https://www.gazprom.com/projects/power-of-siberia/>

Mitsui & Co., Ltd, September 2019, Final Investment Decision for Arctic LNG 2 Project in Russia, retrieved from <https://www.mitsui.com/>

Mainline, (n.d.), Fuel Tanks: Double Skin Tanks, retrieved from <https://mainline.net.nz/fuel-tanks/double-skin-tanks/>

U.S. Energy Information Administration, February 2020, Henry Hub Natural Gas Spot Price [MHHNGSP, retrieved from FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis, <https://fred.stlouisfed.org/series/MHHNGSP>

Roberts, A., September 2013, Time series decomposition using Excel, retrieved from <https://www.searchlaboratory.com/2013/09/time-series-decomposition-using-excel/>

Zaremba, H., January 2020, Australia Becomes Top LNG Exporter Despite Bushfire Crisis, retrieved from <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Australia-Becomes-Top-LNG-Exporter-Despite-Bushfire-Crisis.html>

ΔΕΣΦΑ, (Άγνωστο), Πρόσδοση Οσμής, από <https://www.desfa.gr/>

ΔΕΠΑ, (Άγνωστο), Ιστορία & Χρήσεις Φυσικού Αερίου, από <https://www.depa.gr/fysiko-aerio/>

Gastrade, (Άγνωστο), Σύσταση και Προέλευση Φυσικού Αερίου, από <http://www.gastrade.gr/>