



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ**

**ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ**

**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ  
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ**

**ΘΕΜΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ**

**«ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ  
ΑΣΦΑΛΕΙΑ»**



**Τσόγκας Κωνσταντίνος**

**A.M: 1907**

**Επιβλέπων Καθηγητής: Ψυχογιός Δημήτριος**

**ΑΘΗΝΑ, 2021**

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....	4
ΠΡΟΛΟΓΟΣ .....	5
1. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	6
1.1. Γιατί είναι σημαντικό το gasstorage .....	6
1.2. Ποιον ενδιαφέρει.....	8
1.3. Η ασφάλεια του εφοδιασμού (Security of Supply).....	11
1.4. Ενεργειακή ασφάλεια.....	12
2. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	16
2.1. Τεχνική ανασκόπηση για Gas Storage.....	16
2.1.1. Μέθοδος Αποθήκευσης Surf, πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα .....	16
2.1.2. Αποθήκευση σε δεξαμενόπλοια, πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου 21	
2.1.3. Αποθήκευση σε σπηλιές (παλιά κοιτάσματα) πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου.....	26
2.2. Sustainability Analysis Gas Storages.....	28
3. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....	32
3.1. Gas storage στη Γαλλία.....	33
3.2. Gas storage στη Γερμανία.....	35
3.3. Gas storage στην Ιταλία .....	39
3.4. Gas storage στην Ισπανία.....	50
3.5. Gas storage στην Ελλάδα.....	56
4. Μελέτη περίπτωσης αποθήκη φυσικού αερίου στην Καβάλα .....	65
4.1. Το φυσικό αέριο στην Ελλάδα.....	65
4.2. Ο τομέας της ενέργειας στην Ελλάδα .....	69
4.3. Εκτίμηση της οικονομικής αξίας μιας UGS για τον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα .....	72
ΕΠΙΛΟΓΟΣ.....	80
5. Βιβλιογραφία.....	81

## ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

*Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τα αδέρφια μου που με στηρίζουν σε κάθε μου βήμα, τους γονείς μου που είναι δίπλα μου με την ατελείωτη αγάπη και συμπαράσταση τους, μου παρέχουν ασφάλεια και γαλήνη. Την Μαρία μου που μου προσφέρει τόσα ,μου δίνει δύναμη να προχωράω και μου θυμίζει κάθε ημέρα πόσο σημαντικός είμαι, με εμπνέει να αγωνίζομαι και να Νικάω. Επίσης θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου, στον κ. Χρίστο Δήμα, από μικρό παιδί με καθοδηγεί με τις εύστοχες συμβουλές του, με ωθεί στον δρόμο του ορθολογισμού και της εξέλιξης, είναι αληθινός φίλος που διαχρονικά με στηρίζει. Την φίλη μου Ευαγγελία Κοντοπούλου ,που μου θυμίζει πως πίσω από κάθε πρόβλημα υπάρχει πάντα τουλάχιστον μία λύση. Είναι η εγγύηση πως καμία μάχη δεν χάνεται.*

*Οι άνθρωποι μας, είναι οι αξίες μας.*

*Σας ευχαριστώ ολόψυχα όλους, η επιρροή και βοήθεια σας αποτελεί κινητήριο δύναμη για την πορεία της αυτοπραγμάτωσης . Έχετε την αγάπη μου.*

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα πτυχιακή εργασία στοχεύει στον προσδιορισμό των προϋποθέσεων που απαιτούνται για την εφαρμογή των έργων υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου (UGS) στην Ελλάδα καθώς και την ανάλυση της σκοπιμότητάς τους. Συγκεκριμένα, έχει ως στόχο την διερεύνηση των κύριων εμποδίων στην ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου στην περιοχή της Ν. Καβάλας καθώς και την αξιολόγησή τους. Γίνεται μια εκτίμηση της οικονομικής αξίας των εγκαταστάσεων υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου για τον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες των ελληνικών τομέων ενέργειας και φυσικού αερίου. Αρχικά, γίνεται μία εισαγωγή στο τεχνολογικό πρόβλημα και στην έννοια της αποθήκευσης φυσικού αερίου. Έπειτα παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των εν λόγω έργων καθώς και οι απαιτήσεις τους. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται και αναλύονται περιληπτικά τα καθεστάτα αποθήκευσης φυσικού αερίου σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες, και τέλος πραγματοποιείται η ανάλυση και η εκτίμηση της οικονομικής αξίας για την δημιουργία μιας UGS στη Ν. Καβάλα. Όσον αφορά το συγκεκριμένο έργο βρέθηκε να υπάρχει μια τάση ενίσχυσης της οικονομικής αξίας που σχετίζεται με την αποθήκευση φυσικού αερίου σε περιόδους χαμηλών τιμών ισχύος και την κατανάλωσή του σε περίοδο υψηλών τιμών ισχύος.

## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Το φυσικό αέριο αποτελεί σημαντική πηγή ενέργειας και παίζει σημαντικό ρόλο στην παροχή θερμότητας στις Ευρωπαϊκές χώρες, καθώς αποτελεί βασικό στοιχείο για την μετάβαση από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή ένταση / χρήση άνθρακα σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η οποία απαιτείται ώστε να μειωθούν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα μέχρι το 2030. Η αποθήκευση ενέργειας, με σκοπό τη γρήγορη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για να είναι βιώσιμη η διαλείπουσα παραγωγή ηλιακής και αιολικής ενέργειας. Οι εγκαταστάσεις και υποδομές αποθήκευσης φυσικού αερίου θεωρούνταν πάντα λειτουργικές συνιστώσες των Ευρωπαϊκών δικτύων φυσικού αερίου, καθώς επιτρέπουν στους προμηθευτές να βελτιώσουν το καθεστώς της ευθύνης και να αντιμετωπίσουν τις αιχμές της ζήτησης αποτελεσματικότερα. Ωστόσο, με την εξάντληση των εγχώριων πηγών, η αγορά τείνει να βασίζεται όλο και περισσότερο σε άλλες πηγές για την εξασφάλιση της εποχικής ευελιξίας, όπως είναι οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου. Καθώς η παραγωγή φυσικού αερίου αποτελεί περίπλοκη και δύσκολη διαδικασία, η ακριβής προσαρμογή της παραγωγής στα κυμαινόμενα επίπεδα ζήτησης καθίσταται δύσκολη. Για τον λόγο αυτό κρίνεται εξαιρετικά σημαντική η ύπαρξη υποδομών αποθήκευσης φυσικού αερίου.

Η παρούσα πτυχιακή εργασία στοχεύει στον προσδιορισμό των προϋποθέσεων που απαιτούνται για την εφαρμογή των έργων υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου (UGS) στην Ελλάδα καθώς και την ανάλυση της σκοπιμότητάς τους. Συγκεκριμένα, έχει ως στόχο την διερεύνηση των κύριων εμποδίων στην ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου στην περιοχή της Ν. Καβάλας καθώς και την αξιολόγησή τους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### 1.1. Γιατί είναι σημαντικό το gasstorage

Το φυσικό αέριο αποτελεί σημαντική πηγή ενέργειας και παίζει σημαντικό ρόλο στην παροχή θερμότητας στις Ευρωπαϊκές χώρες, με την ζήτηση του να κυμαίνεται τόσο σε εποχιακή όσο και σε καθημερινή (Sharples, 2016). Οι αυξανόμενες ανησυχίες σχετικά με τον ασφαλή εφοδιασμό ενέργειας στην Ευρώπη καθώς και οι απαιτήσεις για μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> παγκοσμίως, οδήγησαν στην ανάγκη διαφοροποίησης των ευρωπαϊκών πηγών εισαγωγής φυσικού αερίου (κυρίως υπό μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου) και στην ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με την έρευνα των (Edenhofer, et al., 2014) η περίπου το 25% των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) οφείλεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Η μείωση του εν λόγω ποσοστού καθίσταται εξαιρετικά σημαντική για τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής και απαιτεί τη μετάβαση από την χρήση ορυκτών καυσίμων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το φυσικό αέριο αποτελεί βασικό στοιχείο για την μετάβαση από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή ένταση / χρήση άνθρακα σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (IEA, 2011; Moniz, et al., 2011), ένα ζήτημα που ενισχύεται ιδιαίτερα από την αφθονία του φυσικού αερίου που προέρχεται από την εκμετάλλευση σχιστολιθικού αερίου. Στο εγγύς μέλλον, η τεχνολογία, οι αγορές και οι πολιτικές πρέπει να αναπτύσσονται και να προσαρμόζονται με σκοπό την προώθηση της χρήσης φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε αυτό να συμπληρώσει τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Davis&Shearer, 2014; Channel, et al., 2012; Gilbert&Sovacool, 2014). Αυτά έδωσαν ώθηση στην δημιουργία εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου (gasstorage).

Η αποθήκευση ενέργειας, με σκοπό τη γρήγορη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για να είναι βιώσιμη η διαλείπουσα παραγωγή ηλιακής και αιολικής ενέργειας. Καθώς το φυσικό αέριο δεν μπορεί να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες επί τόπου από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται η παροχή του κατά παραγγελία μέσω αγωγών. Η πλειονότητα του εφοδιασμού με φυσικό αέριο, ιδίως για τις κορυφαίες μονάδες παραγωγής ενέργειας (peaking power plants), παρέχεται από τρίτους ή τοπικές εταιρείες διανομής που χρησιμοποιούν την υπόγεια αποθήκευση για να αντισταθμίσουν τις διαφορές μεταξύ ζήτησης και προσφοράς φυσικού αερίου (Knudsen&Foss, 2017).

Οι εγκαταστάσεις και υποδομές αποθήκευσης φυσικού αερίου θεωρούνταν πάντα λειτουργικές συνιστώσες των Ευρωπαϊκών δικτύων φυσικού αερίου, καθώς επιτρέπουν στους προμηθευτές να βελτιώσουν το καθεστώς της ευθύνης και να αντιμετωπίσουν τις αιχμές της ζήτησης

αποτελεσματικότερα (Benoit, 2003). Η χρησιμότητα των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου έγκειται στο χάσμα που υπάρχει μεταξύ της στιγμιαίας ζήτησης και της δεσμευμένης / συγκεκριμένης χωρητικότητας στο δίκτυο. Παρέχει τη δυνατότητα εξίσωσης της προσφοράς με τη ζήτηση σε οποιαδήποτε ημέρα κατά τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους (Energy Information Administration, 2021). Η παραδοσιακά μεγαλύτερη πηγή παραγωγής φυσικού αερίου στην Ευρώπη, η οποία παρέχει τη δυνατότητα εποχικής ευελιξίας, είναι η εγχώρια παραγωγή κυρίως με έδρα την Ολλανδία και το Ηνωμένο Βασίλειο (Joode & Ozdemir, 2010). Ωστόσο, με την εξάντληση των εγχώριων πηγών, η αγορά τείνει να βασίζεται όλο και περισσότερο σε άλλες πηγές για την εξασφάλιση της εποχικής ευελιξίας, όπως είναι οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου. Καθώς η παραγωγή φυσικού αερίου αποτελεί περίπλοκη και δύσκολη διαδικασία, η ακριβής προσαρμογή της παραγωγής στα κυμαινόμενα επίπεδα ζήτησης καθίσταται δύσκολη. Ενώ η παραγωγή φυσικού αερίου προσαρμόζεται εύκολα στις μακροπρόθεσμες διακυμάνσεις της ζήτησης, είτε μέσω της ανάπτυξης νέων πεδίων φυσικού αερίου ή δημιουργώντας νέες γεωτρήσεις σε ήδη υπάρχοντα πεδία, δεν είναι τόσο ευέλικτη ώστε να μπορεί να τελειοποιηθεί για την κάλυψη των διακυμάνσεων της ζήτησης εντός 24 ωρών (Sharples, 2016). Πέραν των προαναφερόμενων δυσκολιών προσαρμογής της παραγωγής, η διαδικασία παράδοσης φυσικού αερίου καθιστά δύσκολη την προσαρμογή των όγκων που μεταφέρονται από τον παραγωγό προς τον καταναλωτή εντός ημερήσιας ή εβδομαδιαίας περιόδου. Σύμφωνα με την Ομοσπονδιακή Ρυθμιστική Επιτροπή Ενέργειας των ΗΠΑ (FERC), η ροή του φυσικού αερίου μέσω ενός αγωγού κινείται με ταχύτητα 25 mph κατά μέσο όρο, ανάλογα με τον αγωγό και τη διαμόρφωση των σχετικών εγκαταστάσεων. Ως εκ τούτου, η νέα τροφοδοσία μπορεί να έχει διάρκεια από μερικές ώρες έως και ημέρες για να φτάσει στον τελικό προορισμό της. Επιπροσθέτως, σύμφωνα με την έρευνα των (Bradbury et al., 2015) τα καύσιμα για μεταφορά από τον παραγωγό στην πύλη παράδοσης του τελικού χρήστη και η αποθήκευση φυσικού αερίου αντιπροσωπεύουν περισσότερο από το 24% των συνολικών εκπομπών CO<sub>2</sub>, συνεπώς ελαχιστοποιώντας την έκταση και την ανάγκη μεταφοράς μεγάλων αποστάσεων μπορεί να μειωθούν σημαντικά οι εκπομπές αερίων που σχετίζονται με το φυσικό αέριο. Συνεπώς η μείωση της απόστασης και του χρόνου που απαιτείται για να φτάσει το αέριο στους τελικούς καταναλωτές, οδηγεί στην αύξηση της αξίας της αποθήκευσης κοντά στην περιοχή της αγοράς (FERC, 2015).

Επιπλέον, στις σημαντικές λειτουργίες των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου συγκαταλέγονται η ικανότητα διαχείρισης κρίσεων, όπως για παράδειγμα η διακοπή του εφοδιασμού είτε για φυσικούς είτε για πολιτικούς λόγους, καθώς και η συμβολή τους στην ρευστότητα των αγορών προκειμένου να παίξουν καθοριστικό ρόλο στην παροχή ισχυρών σημάτων ως προς τις τιμές (Gas Committee, 2009). Η αποθήκευση βελτιώνει τη λειτουργία της συνολικής αγοράς ενέργειας καθώς και την ασφάλεια του εφοδιασμού. Στις μέρες μας, οι

εγκαταστάσεις αποθήκευσης θεωρούνται ως αναπόσπαστο κομμάτι της αλυσίδας δικτύου του φυσικού αερίου. Οι οδηγίες της Ευρωπαϊκής ένωσης υποχρεώνουν τους φορείς εκμετάλλευσης να τις διατηρούν αδέσμευτες / διαχωρισμένες από τη μεταφορά και τη διανομή. Αφενός με την ανάπτυξη του ανταγωνισμού, και αφετέρου με τις εμπορικές συμπράξεις, οι δεξαμενές αποθήκευσης τείνουν να αποκτήσουν όλο και περισσότερες λειτουργίες που θα έχουν ως στόχο την κερδοσκοπία (Benoit, 2003).

## 1.2. Ποιον ενδιαφέρει

Το φυσικό αέριο έχει ευρεία γκάμα χρήσεων. Χρησιμοποιείται ως καύσιμο στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στον βιομηχανικό τομέα (π.χ. ως ακατέργαστο υλικό για πετροχημικές βιομηχανικές διαδικασίες), στον οικιακό και εμπορικό τομέα, καθώς και στον τομέα των μεταφορών. Όσον αφορά τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, το φυσικό αέριο κατέχει σημαντικό μερίδιο συγκριτικά με τις υπόλοιπες εναλλακτικές επιλογές παραγωγής ενέργειας. Για παράδειγμα, το μερίδιο του φυσικού αερίου στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ευρώπης για το 2010 ήταν περίπου 23,6% (EuropeanEnvironmentAgency, 2013). Ωστόσο, η χρήση του έχει αυξηθεί σημαντικά στις μέρες μας. Το μερίδιο του φυσικού αερίου σε σχέση με την συνολική κατανάλωσή του στις Ηνωμένες Πολιτείες κατανέμεται ως εξής: 36% για ηλεκτροπαραγωγή, 33% για βιομηχανική χρήση, 16% για οικιακή χρήση και μόλις 3% στον τομέα των μεταφορών.

Στον βιομηχανικό τομέα, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται για την επεξεργασία και απανθράκωση αποβλήτων, θέρμανση για την κατεργασία μετάλλων, τήξη του γυαλιού, επεξεργασία τροφίμων, τροφοδοσία βιομηχανικών καυστήρων καθώς και σε συνδυασμένα συστήματα θερμότητας και ισχύος και ως πρώτη ύλη για την παραγωγή χημικών, λιπασμάτων, αμμωνίας, υδρογόνου καθώς και σε πετροχημικές διεργασίες.

Όσον αφορά τον τομέα των μεταφορών, το φυσικό αέριο μπορεί να αποτελέσει μια αξιόπιστη εναλλακτική επιλογή και η χρήση του τείνει να αυξάνεται τα τελευταία χρόνια. Το φυσικό αέριο κίνησης (CNG) είναι εξαιρετικά οικονομικό καύσιμο, περίπου 65% φθηνότερο της βενζίνης, 35% φθηνότερο του πετρελαίου και 40% φθηνότερο του υγραερίου (LPG). Ως καύσιμο σε οχήματα χρησιμοποιείται σε συμπιεσμένη μορφή (Compressed Natural Gas – CNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:300), το αέριο φυλάσσεται στο όχημα και εισάγεται σε αυτό ομοίως με την βενζίνη, αν και απαιτούνται μετατροπές σε ορισμένα εξαρτήματα ώστε ο κινητήρας του οχήματος να χρησιμοποιεί αέριο. Παράλληλα υπάρχει και η δυνατότητα κίνησης με υγροποιημένο φυσικό αέριο (liquefied natural gas – LNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:600), αλλά τέτοιες εφαρμογές είναι εφικτές μόνο για μεγάλα φορτηγά οχήματα και για φορτηγά πλοία. Τα περισσότερα οχήματα που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο απαρτίζουν στόλους κυβερνητικών και ιδιωτικών οχημάτων. Το 2019, ο τομέας



των μεταφορών αντιπροσώπευε περίπου το 3% της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου στις ΗΠΑ, ενώ την ίδια χρονιά ο βιομηχανικός τομέας αντιπροσώπευε περίπου το 33%. Το φυσικό αέριο ήταν η πηγή περίπου του 3% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας του αμερικανικού τομέα μεταφορών το 2019, εκ των οποίων το 95% αφορούσε αγωγούς φυσικού αερίου και επιχειρήσεις διανομής (Energy Information Administration, 2021). Στην Ελλάδα το φυσικό αέριο κίνησης χρησιμοποιείται από τις δημόσιες συγκοινωνίες, τις μεταφορικές επιχειρήσεις και τον τουρισμό (λεωφορεία) και τα απορριμματοφόρα. Πολλά λεωφορεία του ΟΣΥ στην Αθήνα κινούνται με φυσικό αέριο κίνησης καθώς και τα ΚΤΕΛ της χώρας σχεδιάζουν να εντάξουν το φυσικό αέριο στα οχήματά τους (ΔΕΠΑ, 2019).

Στον Οικιακό τομέα, η κυριότερη χρήση αφορά την θέρμανση χώρων μέσω καυστήρα και κλειστού κυκλώματος νερού και θερμαντικών σωμάτων, το μαγείρεμα μέσω της λειτουργίας κουζινών αερίου, την θέρμανση νερού, αλλά και χρήση άλλων οικιακών ηλεκτρικών συσκευών. Παράλληλα με την θέρμανση, και η ψύξη χώρων μπορεί να επιτευχθεί με συστήματα ψύξης που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο. Σύμφωνα με έρευνα που διενήργησε η Ελληνική Στατιστική Αρχή (ΕΛΣΤΑΤ) κατά το χρονικό διάστημα Οκτωβρίου 2011 – Σεπτεμβρίου 2012 (ΕΛΣΤΑΤ, 2013) για την κατανάλωση ενέργειας στα νοικοκυριά, βρέθηκε ότι οι μεγαλύτερες ανάγκες ενός νοικοκυριού που απαιτούν την κατανάλωση ενέργειας είναι η θέρμανση χώρων και το μαγείρεμα με συνολικό ποσοστό 81% της συνολικής ετήσιας καταναλισκόμενης ενέργειάς του, ενώ συνολικά για την κάλυψη των ετήσιων ενεργειακών αναγκών του καταναλώνει πετρέλαιο θέρμανσης και ηλεκτρισμό σε ποσοστό 44,1% και 26,8 %, αντίστοιχα, ενώ η κατανάλωση φυσικού αερίου καταλαμβάνει ποσοστό 5,4%.

Η αποθήκευση φυσικού αερίου είναι πολύ σημαντική για τις Ευρωπαϊκές χώρες όπως η Γαλλία, η Ιταλία, η Γερμανία όπου η ανάντη της αλυσίδας αερίου είναι εξαιρετικά άκαμπτη με αποτέλεσμα να μειώνεται η ευελιξία του αγωγού και η ταχύτητα μεταφοράς. Συνεπώς, οι φορείς παροχής φυσικού αερίου πρέπει να αυξήσουν την ευελιξία τους μέσω των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου (Benoit, 2003). Η Ευρωπαϊκή Ένωση προωθεί ενέργειες οι οποίες θα οδηγήσουν στην εξάλειψη του μονοπωλίου στις εθνικές αγορές φυσικού αερίου. Ο στόχος των ευρωπαϊκών αρχών είναι η δημιουργία μιας ηπειρωτικής αγοράς και η ενίσχυση της συνάφειας / συρροής σε κάθε τμήμα της αλυσίδας προκειμένου να μειωθεί η τιμή της ενέργειας και να βελτιωθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού.

Οι κύριοι χρήστες των εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου είναι εταιρείες χονδρικής πώλησης φυσικού αερίου εξαγωγής και εταιρείες χονδρικής πώλησης φυσικού αερίου εισαγωγής, που επιδιώκουν να εξισορροπήσουν τις διακυμάνσεις της εποχικής ζήτησης. Ακόμη, μια τρίτη ομάδα επωφελείται από την αποθήκευση φυσικού αερίου λόγω των διαφορών στις τιμές χονδρικής μεταξύ καλοκαιριού χειμώνα (Sharples, 2016). Για τους

προμηθευτές χονδρικής που προμηθεύουν ευρωπαίους πελάτες χονδρικής με μακροπρόθεσμα συμβόλαια, το βάρος της ευθύνης για παράδοση σύμφωνα με την κυμαινόμενη ζήτηση βαρύνει τον προμηθευτή. Οι εν λόγω μακροπρόθεσμες συμβάσεις ορίζουν έναν βασικό συμβατικό όγκο και αφήνουν ένα περιθώριο ευελιξίας πάνω και κάτω από αυτόν τον όγκο, μέσα στο οποίο ο πελάτης καθορίζει το επίπεδο της ημερήσιας προσφοράς που χρειάζεται (Holden, et al., 2011), (Stokes, et al., 2021). Για την αντιμετώπιση καθημερινών και εποχιακών διακυμάνσεων στη ζήτηση, οι προμηθευτές φυσικού αερίου χρησιμοποιούν εγκαταστάσεις γραμμής και εγκαταστάσεις υπόγειας αποθήκευσης αερίου (UGS). Επομένως, όταν οι διαθέσιμες ποσότητες είναι μεγαλύτερες από την ζήτηση, χρειάζεται να αποθηκεύσουν. Σε αντίθετη περίπτωση, όταν δηλαδή οι ποσότητες των προμηθειών είναι μικρότερες από την ζήτηση, κρίνεται απαραίτητο να πάρουν το απαιτούμενο απόθεμα από τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Για παράδειγμα, η Gazprom της Ρωσίας, η οποία αποτελεί τον μεγαλύτερο εξωτερικό προμηθευτή φυσικού αερίου στην ΕΕ, κατέχει μερίδια σε εγκαταστάσεις υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου (UGS) στην Αυστρία, τη Γερμανία, τη Σερβία και την Ολλανδία, ενώ νοικιάζει πρόσθετη χωρητικότητα αποθήκευσης στην Αυστρία, τη Γερμανία, την Ουγγαρία και το Ηνωμένο Βασίλειο, έχοντας πρόσβαση σε 5,4 bcm αερίου (Gazprom, 2014). Ο δεύτερος μεγαλύτερος προμηθευτής φυσικού αερίου στην ΕΕ, το Norwegian Statoil, κατέχει μετοχές σε εγκαταστάσεις UGS στο Ηνωμένο Βασίλειο και τη Γερμανία (Statoil, 2015). Οι εταιρείες ενέργειας που εισάγουν φυσικό αέριο με τη μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) για χονδρική πώληση, είτε με μακροχρόνια είτε με βραχυπρόθεσμα συμβόλαια, χρησιμοποιούν την αποθήκευση για να εξασφαλίσουν συνεχή προμήθεια, επειδή οι παραδόσεις ΥΦΑ πραγματοποιούνται σε διαστήματα αρκετών εβδομάδων ή / και μηνών. Επιπροσθέτως, οι εταιρείες ενέργειας που εισάγουν φυσικό αέριο για χονδρική πώληση με βραχυπρόθεσμα συμβόλαια, χρησιμοποιούν την αποθήκευση φυσικού αερίου ως μέσο διασφάλισης σταθερών παραδόσεων στους καταναλωτές για αρκετούς μήνες μετά την παραλαβή της βραχυπρόθεσμης παράδοσης.

Μια επιπλέον χρήση της αποθήκευσης φυσικού αερίου είναι, όπως προαναφέρθηκε, η εξισορρόπηση μεταξύ των διαφόρων εποχιακών τιμών φυσικού αερίου χονδρικής. Οι εταιρείες ενέργειας που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο είτε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είτε για την παροχή σε καταναλωτές για οικιακή / εμπορική / βιομηχανική χρήση, αγοράζουν φυσικό αέριο κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και το αποθηκεύουν μέχρι το χειμώνα, εάν η ισορροπία μεταξύ των τιμών του καλοκαιριού και του χειμώνα και το κόστος αποθήκευσης το καθιστά εμπορικά ελκυστικό (Sharples, 2016). Σύμφωνα με τον Geoffroy Hureau, η τρέχουσα υπερ-προσφορά φυσικού αερίου στην ΕΕ οδήγησε σε σημαντική μείωση της διαφοράς των τιμών μεταξύ καλοκαιριού και χειμώνα, ελαχιστοποιώντας την δυνατότητα εκμετάλλευσης της εποχιακής εξισορρόπησης (arbitrage) (Natural Gas Europe, 2014).

### 1.3. Η ασφάλεια του εφοδιασμού (Security of Supply)

Εκτός από την εξομάλυνση των αιχμών της εποχιακής και καθημερινής ζήτησης, η αποθήκευση φυσικού αερίου συμβάλλει επίσης στη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού των καταναλωτών. Η ασφάλεια του εφοδιασμού κρίνεται απαραίτητη για την αποφυγή προβλημάτων ή / και την διαχείριση τυχών κρίσεων στον εφοδιασμό, όπως για παράδειγμα η διακοπή του εφοδιασμού. Τα χαμηλά επίπεδα παραγωγής φυσικού αερίου εντός της ΕΕ, τα οποία οδηγούν σε υψηλά επίπεδα εξάρτησης των περισσότερων κρατών μελών της ΕΕ από τις εισαγωγές φυσικού αερίου, καθιστούν εξαιρετικά επικίνδυνα την οποιαδήποτε διακοπή στις ευρωπαϊκές εισαγωγές φυσικού αερίου (Sharples, 2016). Σημαντική κρίση παρουσιάστηκε τον Ιανουάριο του 2006, όταν υπήρχε διαφορά μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας στις τιμές φυσικού αερίου, η οποία οδήγησε σε μια σύντομη διακοπή των ρωσικών παραδόσεων αερίου στην ΕΕ μέσω της Ουκρανίας. Παρόλο που η διακοπή του εφοδιασμού διήρκεσε μόνο τρεις ημέρες, επηρέασε έντονα τις αντιλήψεις για την ασφάλεια εφοδιασμού με φυσικό αέριο (Stern, 2006). Μια πιο σοβαρή διακοπή εισαγωγής φυσικού αερίου έλαβε χώρα τον Ιανουάριο του 2009, όταν η προμήθεια ρωσικού φυσικού αερίου στην ΕΕ είχε διακοπεί για τρεις εβδομάδες, μετά από μια άλλη συμβατική διαφορά μεταξύ της εταιρείας Gazprom (Ρωσία) και της Naftogaz (Ουκρανία) (Stern, et al., 2009). Αυτά τα γεγονότα αποτελούν τρανταχτά παραδείγματα της ανάγκης αποθήκευσης φυσικού αερίου ως μέρος μιας στρατηγικής που θα διασφαλίζει την ενεργειακή ασφάλεια της ΕΕ. Έρευνες του Υπουργείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής του Ηνωμένου Βασιλείου (DECC) (DECC, 2015), κατέδειξαν ότι μόλις τα μισά κράτη μέλη της ΕΕ (14 χώρες) είχαν τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσουν έναν συνδυασμό εγχώριας παραγωγής και παραλαβής από τις αποθήκες φυσικού αερίου για να καλύψουν τη μέγιστη ζήτηση σε περίπτωση διαταραχής των εισαγωγών. Χωρίς αποθήκευση φυσικού αερίου, μόνο η Δανία και η Ολλανδία θα μπορούσαν να καλύψουν τη μέγιστη ζήτησή τους από την εγχώρια παραγωγή. Το 2014, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή διενήργησε επίσης τη δική της «δοκιμασία αντοχής» (προσομοίωση κρίσιμων καταστάσεων) για να εξετάσει τον αντίκτυπο μιας γενικής αναστολής των ρωσικών προμηθειών φυσικού αερίου στην ΕΕ, είτε μέσω της Ουκρανίας είτε όχι, για περιόδους 1 και 6 μηνών. Ένα από τα ευρήματα της άσκησης ήταν ότι η αποθήκευση αποτελεί βασικό πυλώνα για την εξισορρόπηση της προσφοράς-ζήτησης σε όλα τα κράτη μέλη και τα συμβαλλόμενα μέρη της Ενεργειακής Κοινότητας. Ωστόσο, μια (μακροχρόνια) κρίση ή ένας πολύ κρύος χειμώνας θα μπορούσε να αδειάσει τις αποθήκες σε σύντομο χρονικό διάστημα και ως εκ τούτου, να καταφύγει σε άλλα μέτρα ασφάλειας εφοδιασμού για να εξασφαλίσει την προμήθεια των πελατών (European Commission, 2014). Συνεπώς, η δημιουργία εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου μπορεί να φανεί χρήσιμη για την διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού.

Σημαντικό είναι να εξετάζεται ο ρόλος και ο αντίκτυπος της αποθήκευσης στην ενίσχυση της ασφάλειας του εφοδιασμού. Η στρατηγική αποθήκευση μπορεί να οριστεί ως ακινητοποιημένα αποθέματα φυσικού αερίου σε μια εγκατάσταση που θα χρησιμοποιείται μόνο έπειτα από μια διοικητική οδηγία για την αντιμετώπιση έκτακτης ανάγκης. Η συζήτηση σχετικά με την ανάγκη για στρατηγική αποθήκευση φυσικού αερίου θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη της ότι μια κατασκευή στρατηγικής αποθήκευσης μπορεί να οδηγήσει στην ελαχιστοποίηση των διαθέσιμων πόρων για εμπορική αποθήκευση. Ως εκ τούτου, η ποσότητα αερίου για εμπορική χρήση θα μειωθεί και αυτό θα έχει αρνητικό αντίκτυπο στην ανάπτυξη αποτελεσματικότερων και ολοκληρωμένων αγορών. Ωστόσο, εναλλακτικά μέτρα θα μπορούσαν να βοηθήσουν στην επίτευξη της αύξησης της ικανότητας του συστήματος να ανταποκρίνεται σε κρίσεις εφοδιασμού. Για παράδειγμα, η καλύτερη διασύνδεση μεταξύ των χωρών, η ενίσχυση της αντοχής του δικτύου μεταφορών, η ικανότητα αναδιάρθρωσης αγωγών, η ολοκλήρωση της αγοράς, η εναρμόνιση της εσωτερικής αγοράς και η συμβολή στην ασφάλεια του εφοδιασμού που αντιπροσωπεύεται από την διαθεσιμότητα περισσότερης ποσότητας αερίου για εμπορική αποθήκευση (Gas Committee, 2009). Σε αυτό το πλαίσιο αξίζει να σημειωθεί ότι κατά τη διάρκεια της κρίσης εφοδιασμού τον Ιανουάριο του 2009, η προμήθεια φυσικού αερίου για τον μετριασμό των προβλημάτων έγινε από την εμπορική αποθήκευση και όχι από την στρατηγική. Συνολικά, η ολοκλήρωση της αγοράς και η διαφάνεια τιμών θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε μια ακόμη καλύτερη ανταπόκριση από νέες και υπάρχουσες εμπορικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Αυτό μπορεί όχι μόνο να μετριάσει τις επιπτώσεις μιας σοβαρής κρίσης εφοδιασμού, αλλά πιο ουσιαστικά θα μπορούσε να επιτρέψει την πλήρη αποφυγή έκτακτης ανάγκης υπό την προϋπόθεση ότι τα εθνικά σύνορα διατηρούνται ανοιχτά και επιτρέπεται η ροή φυσικού αερίου στο σημείο που απαιτείται. Μόλις ολοκληρωθούν οι αγορές δικαιωμάτων και πραγματοποιηθεί η εξισορρόπηση εντός της ημέρας, οι προμηθευτές έχουν εμπορικά κίνητρα για να έχουν επαρκές αέριο ακόμη και σε ακραίες συνθήκες. Σύμφωνα με τον ΕΦΕΤ, οι ανησυχίες των κυβερνήσεων για την ασφάλεια του εφοδιασμού μπορεί να οδηγήσουν σε υποχρέωση των προμηθευτών για εξασφάλιση της προσφοράς στους πελάτες τους σε καταστάσεις αιχμής της ζήτησης, μέχρι να καθιερωθούν αγορές με βαθιά διαπραγμάτευση. Εάν επιβάλλονται τέτοιες υποχρεώσεις, καθίσταται απαραίτητο να παρέχεται στους προμηθευτές ή τους φορτωτές η ευελιξία εισαγωγής από άλλες πηγές καθώς και από την αποθήκευση. Η επένδυση σε νέα ικανότητα αποθήκευσης αποτελεί μια λύση που χρησιμοποιούν ορισμένες εταιρείες για να αντιμετωπίσουν τέτοιου είδους υποχρεώσεις.

#### 1.4. Ενεργειακή ασφάλεια

Η ασφάλεια μπορεί να οριστεί ως η απουσία απειλών, αλλά για την πλήρη κατανόηση του όρου χρειάζεται συνήθως ο συσχετισμός της με κάποιο άτομο, μία κατάσταση ή ένα σύστημα. Ωστόσο, στις σύγχρονες εννοιολογικές προσεγγίσεις της ασφάλειας, εκτός από την ανθρώπινη

ασφάλεια που νιώθει ένα άτομο όταν βρίσκεται σε μία συγκεκριμένη κατάσταση ή σύστημα, εμφανίζεται και η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας. Η ενεργειακή ασφάλεια ορίζεται ως η απρόσκοπτη διαθεσιμότητα ενέργειας (εισαγωγή και εξαγωγή) σε ανεκτές τιμές και σταθερές, τόσο στην τρέχουσα περίοδο όσο και μακροπρόθεσμα, χωρίς διαταραχές που μπορεί να επηρεάσουν αρνητικά τομείς της δραστηριότητας ενός κράτους (Agency, 2019).

Πολλές φορές η ενεργειακή ασφάλεια συγγέεται με την ασφάλεια του εφοδιασμού, κυρίως από τους οικονομολόγους (Kruyt, et al., 2009). Η σχέση που συνδέει την ενέργεια με την ασφάλεια θεωρεί ότι η ενέργεια μπορεί να συμβάλει σημαντικά στην αντιμετώπιση απειλών για την ασφάλεια. Η ασφάλεια μπορεί να έχει τόσο αντικειμενική όσο και υποκειμενική διάσταση. Η αντικειμενική διάσταση της ασφάλειας περιλαμβάνει παράγοντες που βασίζονται σε εξωτερικά κριτήρια, ενώ η υποκειμενική διάσταση μπορεί να οριστεί ως η ατομική αντίληψη κάποιου για το αν είναι ασφαλής ή όχι. Οι απειλές και οι κρίσεις της ασφάλειας μπορεί να είναι ανθρωπογενείς (εσκεμμένες και τυχαίες) ή να προέρχονται από φυσικά αίτια (Gundel, 2005), εξωτερικές ή / και εσωτερικές. Όταν γίνονται αναφορές στην ασφάλεια, αυτή διακρίνεται σε εθνική ή κρατικό-κεντρική ασφάλεια και σε ανθρώπινη ασφάλεια. Το Πρόγραμμα των Ηνωμένων Εθνών για την Ανάπτυξη (UNDP, 1994) ορίζει την ανθρώπινη ασφάλεια ως την ασφάλεια έναντι χρόνιων απειλών όπως είναι η πείνα, οι ασθένειες κ.α., καθώς και την ασφάλεια από ξαφνικές διαταραχές στο πρότυπο και τις συνήθειες της καθημερινής ζωής. Τα δύο αυτά είδη ασφάλειας (κρατικό-κεντρική και ανθρώπινη) συνδέονται κατά τέτοιο τρόπο ώστε το κράτος να διασφαλίζει τη διατήρηση της ανθρώπινης ασφάλειας και το αντίστροφο. Συνεπώς, η σταθερότητα του διεθνούς κρατικού συστήματος είναι σημαντική για την εξάλειψη κινδύνων που μπορεί να βλάψουν την καθημερινότητα των ανθρώπων και του κράτους, μέσω απειλών για σημαντικές ροές αγαθών και υπηρεσιών (Johansson, 2013).

Μία ακόμη σημαντική έννοια που συνδέεται με τις άλλες δύο προαναφερόμενες έννοιες της ασφάλειας είναι η κοινωνική ασφάλεια (Olsen, et al., 2007). Ως κοινωνική ασφάλεια ορίζεται η ικανότητα της κοινωνίας να διατηρεί σημαντικές κοινωνικές λειτουργίες, να προστατεύει τη ζωή και την υγεία των πολιτών και να πληροί τις βασικές απαιτήσεις των πολιτών σε κρίσιμες καταστάσεις. Ασχολείται με απειλές και απώλειες που απαιτούν άμεση ανταπόκριση πέραντων συνήθωνικανοτήτων και λειτουργιών. Δηλαδή, απειλές που ξεφεύγουν από τις βασικές για την ασφάλεια της διαβίωσης των ανθρώπων, ήτοι η πείνα, οι ασθένειες και η καταστολή καθώς και τις διαταραχές της καθημερινής ζωής, ήτοι η ροή αγαθών και υπηρεσιών. Στην κοινωνική ασφάλεια συγκαταλέγονται και έννοιες όπως η εθνική ασφάλεια, η βιώσιμη ανάπτυξη και η διαχείριση συμβάντων, σύμφωνα με τους (Olsen, et al., 2007) περιλαμβάνει. Επιπροσθέτως, μία ακόμη έννοια σχετική με την ασφάλεια είναι η προστασία των υποδομών, που συναντάται συχνά στο χώρο της πολιτικής προστασίας (De Bruijne & van Eeten, 2007; Popescu & Simion,

2012). Η ενέργεια επισημαίνεται συχνά ως μία ζωτικής σημασίας λειτουργία της κοινωνίας και αποτελεί κρίσιμη υποδομή μαζί με την προστασία της υγείας, το σύστημα πληρωμών κ.λπ.

Η ενεργειακή ασφάλεια χωρίζεται σε μακροπρόθεσμη, η οποία ασχολείται πρωτίστως με έγκαιρες επενδύσεις για την προμήθεια ενέργειας που ακολουθούν τις οικονομικές εξελίξεις και τις περιβαλλοντικές ανάγκες, και η βραχυπρόθεσμη, η οποία επικεντρώνεται στην ικανότητα άμεσης αντίδρασης του ενεργειακού συστήματος σε απρόσμενες αλλαγές στο ισοζύγιο προσφοράς-ζήτησης. Λόγω της διεθνοποίησης της αγοράς ενέργειας, η ολική αδυναμία εύρεσης ενεργειακών πόρων έχει εξαιρεθεί. Συνεπώς, η κύρια διάσταση της έννοιας της ενεργειακής ασφάλειας αφορά τη δυνατότητα ομαλής τροφοδοσίας ενεργειακών πόρων χωρίς σοβαρές οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις καθώς και αλλαγές στις τιμές, σε συνθήκες απρόοπτων αλλαγών όπως είναι οι πόλεμοι, οι φυσικές καταστροφές, οι οικονομικό-πολιτικές κρίσεις στο διεθνές σύστημα (Agency, 2019).

Για την εξασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας και λόγω της εξάρτησης της ΕΕ από τις εισαγωγές φυσικού αερίου από εξωτερικές πηγές (π.χ. Ρωσία), καθίσταται αναγκαία η εφαρμογή μιας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής, με την οποία θα πρέπει να συμμορφώνονται όλα τα κράτη – μέλη. Η ενεργειακή πολιτική που ακολουθεί η ΕΕ έχει τρεις βασικούς πυλώνες: (α) την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού, (β) τη δημιουργία λειτουργικής και ανταγωνιστικής αγοράς (επιτρεπτές τιμές σε όλους τους καταναλωτές) και (γ) την επίτευξη αειφόρου ανάπτυξης (European Commission, 2016). Οι ανησυχίες για πιθανή διακοπή της ομαλής τροφοδοσίας χωρίζονται σε μακροπρόθεσμες και βραχυπρόθεσμες. Στις βραχυπρόθεσμες ανησυχίες συγκαταλέγονται οι κίνδυνοι που ενέχουν τα τεχνικά προβλήματα, οι δολιοφθορές στα δίκτυα μεταφοράς, οι πολιτικές διαμάχες μεταξύ χωρών και οι φυσικές καταστροφές. Στα τεχνικά προβλήματα περιλαμβάνονται τυχόν βλάβες σε υδροηλεκτρικά φράγματα, δεξαμενόπλοια πετρελαίου, αποθήκες αερίου και πυρηνικά εργοστάσια, που προέρχονται από τεχνικά και λειτουργικά σφάλματα, οι οποίες μπορεί να έχουν καταστροφικές συνέπειες τόσο σε κοντινές όσο και σε πιο απομακρυσμένες περιοχές (Strupczewski, 2003; Burgherr & Hirschberg, 2008). Πολλές φορές σημαντική παράμετρος των εν λόγω κινδύνων είναι τα ίδια τα μέτρα αντιμετώπισης τους, όπως για παράδειγμα τα μέτρα ενάντια στην περιβαλλοντική ρύπανση που μπορεί να οδηγήσει σε φυσικές καταστροφές. Μέτρα τα οποία υιοθετούνται για να μειώσουν τις κλιματικές επιπτώσεις που επιφέρει το ενεργειακό σύστημα μπορούν να έχουν επιπτώσεις στην ασφάλεια εφοδιασμού κι αντιστρόφως. Ένα τέτοιο παράδειγμα αποτελεί η μείωση της χρήσης άνθρακα η οποία με τη σειρά της μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη εξάρτηση από το φυσικό αέριο και κατά συνέπεια απότομη αύξηση της ζήτησης ή πιθανή αντικατάσταση του συμβατικού πετρελαίου με τεχνητό που τελικά απεδείχθη περισσότερο ρυπογόνο. Παρόλα αυτά η ενεργειακή αποτελεσματικότητα ευνοεί την ασφάλεια εφοδιασμού, την ανταγωνιστικότητα και το περιβάλλον (Johansson, 2013). Στις



μακροπρόθεσμες ανησυχίες συμπεριλαμβάνονται η εξάντληση ορισμένων ενεργειακών κοιτασμάτων και η επακόλουθη μείωση της παραγωγής καθώς και η έλλειψη κεφαλαίων για επενδύσεις στην έρευνα νέων κοιτασμάτων και μεθόδων παραγωγής.

Στα πλαίσια της ενεργειακής ασφάλειας ενός κράτους ή μιας ένωσης κρατών (Ευρωπαϊκή Ένωση) η ενεργειακή πολιτική αποσκοπεί στην επιτυχή και έγκαιρη διαχείριση των κινδύνων με λήψη είτε βραχυπρόθεσμων είτε μακροπρόθεσμων μέτρων, ανάλογα με την κατάσταση. Στα εν λόγω μέτρα ανήκει η διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής ενέργειας για τη σταδιακή απεξάρτηση από ορισμένες χώρες, όπως η Ρωσία, που καθιστά ευάλωτη την ΕΕ σε τυχόν διακοπές. Ωστόσο, η κοινή ενεργειακή πολιτική έπρεπε να αντιμετωπίσει διάφορες προκλήσεις που αντιμετωπίζει η ΕΕ, πέραν της εξάρτησης της από άλλες χώρες για την προμήθεια αερίου. Σε αυτές τις προκλήσεις περιλαμβάνονταν οι υψηλές και ασταθείς τιμές των ενεργειακών πόρων, η αυξανόμενη παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση, οι κλιματικές αλλαγές, η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ, η διασύνδεση μεταξύ των αγορών ενέργειας κ.λπ.

Για την αντιμετώπιση των εν λόγω κινδύνων η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εστιάζει στην υιοθέτηση ορισμένων στρατηγικών. Όσον αφορά την πρόκληση που πηγάζει από την εξάρτηση της ΕΕ από συγκεκριμένες πηγές εισαγωγής ενέργειας, π.χ. Ρωσία, εναλλακτικές πηγές εκτός από την εγχώρια παραγωγή και τη χρήση εναλλακτικών μορφών ενέργειας, αποτελούν τα κράτη MENA και της Κασπίας. Η πρόσβαση των ενεργειακών αποθεμάτων των προαναφερθέντων χωρών στην ευρωπαϊκή αγορά απαιτεί: (α) επέκταση του δικτύου αγωγών με επαρκή χωρητικότητα που θα συνδέει την Ιβηρική και Ιταλική χερσόνησο με την υπόλοιπη Ευρώπη για τη χρήση των εισαγόμενων ποσοτήτων ΥΦΑ, (β) αντίστοιχη επέκταση των δικτύων των κρατών της Βαλτικής και (γ) υλοποίηση των σχεδίων του Νοτίου Διαδρόμου που θα μεταφέρει αέριο από σχετικά απομακρυσμένες νέες πηγές (Βλαχάβα, 2016). Επιπροσθέτως, μία ακόμη στρατηγική είναι η ενίσχυση των μηχανισμών έκτακτης ανάγκης και αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών – μελών και η προστασία των υποδομών ζωτικής σημασίας. Σχετικά με τη συγκεκριμένη στρατηγική, όλα τα κράτη-μέλη είναι υπόχρεα να διατηρούν συγκεκριμένες ποσότητες αργού πετρελαίου και φυσικού αερίου ως απόθεμα, προκειμένου να αποφεύγεται η μετακύλιση προβλημάτων στην αγορά τροφοδοσίας που βιώνει το κράτος είτε λόγω διεθνών συγκυριών (π.χ. ρωσοουκρανική κρίση) είτε λόγω άλλων παραγόντων που αδυνατούν να προβλεφθούν. Με αυτό τον τρόπο τα κράτη εξασφαλίζουν μια ελάχιστη ποσότητα που τους δίνει τη δυνατότητα να αποφύγουν τυχόν διαταραχές (Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2009). Επιπλέον, η ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας και η οικοδόμηση ελλειπουσών συνδέσεων υποδομής για την ταχεία ανταπόκριση σε περιπτώσεις διαταραχών του εφοδιασμού καθώς και η ανακατεύθυνση της ενέργειας σε ολόκληρη την ΕΕ αποτελούν σημαντικές στρατηγικές ενίσχυσης της ενεργειακής ασφάλειας στην Ευρώπη.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### 1.5. Τεχνική ανασκόπηση για Gas Storage

#### 1.5.1. Μέθοδος Αποθήκευσης Surf, πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα

Όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η χρήση του φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια, για να συμπληρώσει τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις για μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub> (Davis&Shearer, 2014; Channel, et al., 2012; Gilbert&Sovacool, 2014). Καθώς, η ζήτηση για φυσικό αέριο παρουσιάζει εποχιακές διακυμάνσεις και το φυσικό αέριο δεν είναι δυνατόν να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες επί τόπου από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται η παροχή του κατά παραγγελία μέσω αγωγών. Ωστόσο, οι εταιρείες φυσικού αερίου ήρθαν αντιμέτωπες με την αδυναμία επαρκούς κάλυψης της εποχικής ζήτησης μόνο από το σύστημα αγωγών. Για την αντιμετώπιση της αυξημένης εποχικής ζήτησης η δυναμικότητα μεταφοράς των αγωγών (και κατά συνέπεια το μέγεθός τους) θα έπρεπε να αυξηθεί σημαντικά ώστε να βρίσκονται κοντά στις περιοχές κατανάλωσης. Ωστόσο, η απαραίτητη τεχνολογία για την κατασκευή τόσο μεγάλων αγωγών στις περιοχές κατανάλωσης δεν είναι εφαρμόσιμη ακόμη και στις μέρες μας. Επομένως, για να αντιμετωπιστεί η αυξημένη ζήτηση, η αποθήκευση κρίνεται ως η πιο συμφέρουσα λύση.

Όπως αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, η αποθήκευση φυσικού αερίου είναι ζωτικής σημασίας για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του ανεφοδιασμού που απαιτείται για να ικανοποιήσει τα αιτήματα των καταναλωτών σε περιόδους εποχιακών διακυμάνσεων. Ωστόσο, εκτός από την εξυπηρέτηση αυτού του σκοπού, η αποθήκευση του φυσικού αερίου χρησιμοποιείται επίσης από τη βιομηχανία για εμπορικούς λόγους, όπως, για παράδειγμα, την αποθήκευση αερίου όταν οι τιμές είναι χαμηλές και την απόσυρση και πώληση του όταν οι τιμές είναι υψηλές αλλά και για την αντιμετώπιση και σωστή διαχείριση τυχόν κρίσεων (π.χ. διακοπή εφοδιασμού) είτε λόγω φυσικών καταστροφών είτε λόγω πολιτικών συμφερόντων.

Οι περισσότερες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου βρίσκονται κάτω από τη γη (υπόγειες) με ορισμένες να βρίσκονται πάνω από το έδαφος και ορισμένες σε δεξαμενόπλοια. Οι εν λόγω εγκαταστάσεις εξυπηρετούν δύο βασικούς τύπους απαιτήσεων της υπηρεσίας αποθήκευσης φυσικού αερίου:

- *Βασικό φορτίο (baseload)*: Αυτός ο τύπος αποθήκευσης έχει τη δυνατότητα να αποθηκεύει αρκετά μεγάλες ποσότητες φυσικού αερίου ώστε να παρέχει το μεγαλύτερο μέρος των απαιτήσεων των πελατών, πέρα από τις παραδόσεις που εκτελεί ο αγωγός. Ουσιαστικά, αυτού του είδους η αποθήκευση χρησιμοποιείται για να ικανοποιήσει τις μακροπρόθεσμες εποχιακές αυξήσεις ζήτησης. Αυτές οι δεξαμενές



είναι μεγαλύτερες σε μέγεθος, με σχετικά χαμηλές παροχές, γεγονός που σημαίνει ότι υπάρχει περιορισμός στην ημερήσια ποσότητα εξαγωγής φυσικού αερίου. Ωστόσο παρέχουν μια συνεχή και σταθερή τροφοδοσία φυσικού αερίου και αποτελούν τον πιο κοινό τύπο εγκατάστασης αποθήκευσης φορτίου βάσης. Ιστορικά, οι περισσότεροι από αυτούς τους τύπους εγκαταστάσεων αποθήκευσης βρίσκονται σε εξαντλημένες δεξαμενές και στα υδροφόρα στρώματα στην περιοχή της αγοράς.

- *Φορτίο αιχμής (peakload)*: Αυτές οι εγκαταστάσεις παρέχουν φυσικό αέριο σε υψηλές ποσότητες και τιμές για να καλύψουν μια επείγουσα ανάγκη για ένα σύντομο χρονικό διάστημα, ώρες ή ημέρες. Έχουν τη δυνατότητα να αποθηκεύουν μικρότερες ποσότητες αερίου αλλά να παρέχουν υψηλές, δηλαδή το φυσικό αέριο που μπορεί να εξαχθεί ανά ημέρα είναι περισσότερο από το αντίστοιχο των δεξαμενών φορτίου βάσης. Οι εγκαταστάσεις φορτίου αιχμής προορίζονται για την κάλυψη της ξαφνικής και βραχυπρόθεσμης αύξησης της απαίτησης για φυσικό αέριο. Συνήθως, η αποθήκευση αιχμής μπορεί να διατηρήσει τη δυνατότητα παράδοσης μόνο για περιορισμένες χρονικές περιόδους. Μπορεί επίσης να έχουν μια σύντομη ανακύκλωση, έτσι ώστε η έγχυση αερίου να μην περιορίζεται σε μια συγκεκριμένη περίοδο του έτους. Τα σπήλαια άλατος είναι ο πιο συχνά χρησιμοποιούμενος τύπος υποδομής αποθήκευσης φορτίου αιχμής, αν και τα υδροφόρα στρώματα έχουν χρησιμοποιηθεί στο παρελθόν για αυτού του είδους την αποθήκευση.

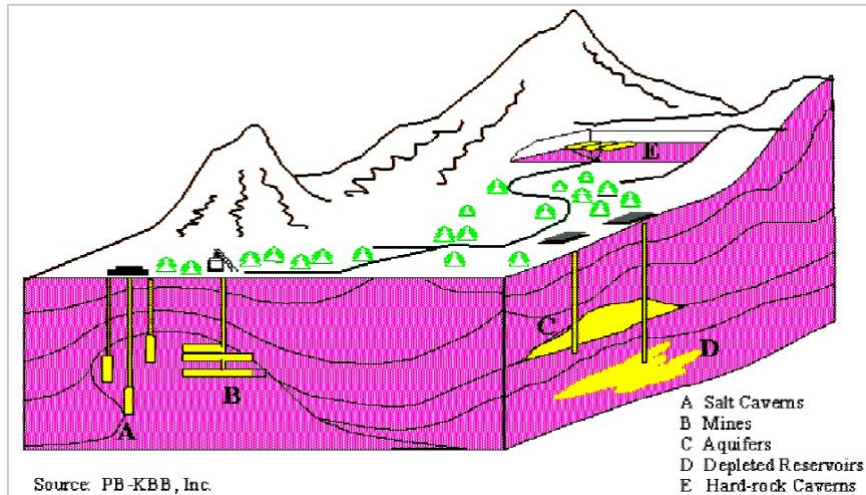
Οι τύποι αποθήκευσης φυσικού αερίου χωρίζονται σε τρεις διαφορετικές κατηγορίες, ανάλογα με τα ιδιαίτερα οικονομικά και φυσικά χαρακτηριστικά τους όσον αφορά την καταλληλότητά τους ως εγκαταστάσεις αποθήκευσης, από εμπορικής πλευράς.

Οι τρεις κυρίαρχοι τύποι υπόγειας αποθήκευσης αερίου, όπως φαίνεται στην Εικόνα

**1Error! Reference source not found.Error! Reference source not found.**, που χρησιμοποιούνται περισσότερο αυτή την στιγμή στην Ευρωπαϊκή

Ένωση είναι:

- Εξαντλημένα κοιτάσματα υδρογονανθράκων / κενοί ταμειυτήρες
- Υπόγεια υδροφόρα στρώματα (στον υδροφόρο ορίζοντα)
- Σπήλαια άλατος / κοιλότητες σε αλατούχους σχηματισμούς.



Εικόνα 1: Τύποι εγκαταστάσεων υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου (RealgyEnergyServices, 2012).

Τα διάφορα τεχνικά χαρακτηριστικά των μεθόδων αποθήκευσης μπορούν να οδηγήσουν στην εκμετάλλευσή τους για διαφορετικές λειτουργίες. Για παράδειγμα, τα εξαντλημένα παλιά κοιτάσματα παρέχουν αρκετά μεγάλη χωρητικότητα αλλά χαμηλούς ρυθμούς απόληψης. Για να εξαχθούν τα κατάλληλα αποτελέσματα σχετικά με το ποια μέθοδος είναι πιο συμφέρουσα κατά περίπτωση, είναι αναγκαίο να παρουσιαστούν αρχικά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα κάθε μιας από αυτές (Σταματάκη, 2002).

Η λειτουργία των εξαντλημένων παλιών κοιτασμάτων είναι η εξής: αρχικά το φυσικό αέριο εγχέεται μέσα στο σχηματισμό αυξάνοντας σταδιακά την πίεση καθώς προστίθεται το αέριο. Δηλαδή, ο υπόγειος σχηματισμός λειτουργεί σαν ένα δοχείο συμπιεσμένου φυσικού αερίου. Για την παροχή των γεωτρήσεων παραγωγής με φυσικό αέριο επιβάλλεται η συνεχής παραμονή συγκεκριμένου όγκου αερίου μέσα στην εγκατάσταση, ώστε να διασφαλίζεται η ελάχιστη απαιτούμενη πίεση για την τροφοδοσία του αγωγού. Μόλις η πίεση πέσει κάτω από την αντίστοιχη πίεση της πηγής, δεν υπάρχει διαφορικό πίεσης ώστε να εξωθήσει το φυσικό αέριο από την εγκατάσταση αποθήκευσης. Το αέριο αυτό καλείται «αέριο βάσης» (cushion gas) και δεν υπολογίζεται στην ποσότητα που μπορεί να αντληθεί.

Το «ωφέλιμο αέριο» (working gas) είναι ο ωφέλιμος όγκος φυσικού αερίου που υπάρχει σε μια εγκατάσταση αποθήκευσης και είναι διαθέσιμος για παραγωγή κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας της. Όταν γίνονται αναφορές για χωρητικότητα των εγκαταστάσεων αποθήκευσης, αφορούν συνήθως τη χωρητικότητα σε ωφέλιμο αέριο. Στην αρχή ενός κύκλου άντλησης, η πίεση στο εσωτερικό της αποθήκης είναι υψηλότερου επιπέδου ενώ κατά τη διάρκεια της μεταφοράς μέσω των αγωγών η πίεση ελαττώνεται. Περιοδικά, οι εργάτες / χειριστές της υπόγειας εγκατάστασης αποθήκευσης μπορούν να αναταξινομήσουν μέρη του ωφέλιμου αερίου ως αέριο βάσης μετά από αξιολόγηση της λειτουργίας των εγκαταστάσεών τους.

Εκτός από την υπόγεια αποθήκευση, εντούτοις, το φυσικό αέριο μπορεί να αποθηκευτεί και ως υγροποιημένο φυσικό αέριο ΥΦΑ (LNG), συνήθως σε δεξαμενόπλοια, αλλά και με νέες μεθόδους όπως η μέθοδος με γραμμές ροής υποθαλάσσιων ομφαλών / Subsea Umbilicals Risers Flowlines (SURF) όπου η αποθήκευση γίνεται σε δεξαμενόπλοια.

Καθώς η παραγωγή πετρελαίου και φυσικού αερίου από ώριμα πεδία / φρεάτια τείνουν να μειώνονται τα τελευταία χρόνια, οι προοπτικές για παραγωγή στην ανοικτή θάλασσα και σε βαθύτερα νερά προσελκύουν περισσότερη προσοχή ως πηγή για την κάλυψη της αυξανόμενης κατανάλωσης πετρελαίου και φυσικού αερίου. Για να υλοποιηθούν τέτοιου είδους έργα απαιτείται η ανάπτυξη υποθαλάσσιων γραμμών ροής ομφαλών / Subsea Umbilicals Risers Flowlines (SURF). Ουσιαστικά η μέθοδος SURF συνδέει την υποθαλάσσια παραγωγή απευθείας με τα συστήματα επεξεργασίας και αποθήκευσης της επιφάνειας, δηλαδή τα δεξαμενόπλοια. Συνδυάζει τις δυναμικές κατασκευές, τις καταδύσεις και τις υποθαλάσσιες δραστηριότητες. Η υποθαλάσσια παραγωγή φυσικού αερίου είναι πολύ περίπλοκη μέθοδος, όπου η κεφαλή της παραγωγής βρίσκεται στο βυθό και όχι σε κάποια πλατφόρμα. Συνεπώς, απαιτείται ένας μεγάλος αριθμός τεχνολογικών λύσεων για τη διασφάλιση της επιτυχούς παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου, σε περιβάλλοντα όπου η ανθρώπινη δραστηριότητα είναι περιορισμένη ή αδύνατη (www.prnewswire.com, 2015).

Η τεχνολογία που είναι απαραίτητη για την εφαρμογή του συστήματος SURF αποτελείται από:

- *Ομφαλικές γραμμές:* είναι στοιχεία ελέγχου που δεν έχουν επαφή με τα παραγόμενα υγρά,
- *Σωλήνες υδροληψίας και γραμμές ροής:* αυτά τα στοιχεία αποτελούν το κύριο σύστημα μεταφοράς των παραγόμενων υγρών από το υποθαλάσσιο σύστημα παραγωγής στο σύστημα επεξεργασίας επιφανειών.

Μια ομφαλική γραμμή, ή ένα ομφαλικό καλώδιο, είναι ένα στατικό ή δυναμικό καλώδιο που αποτελεί τον ζωτικό σύνδεσμος μεταξύ υποθαλάσσιων συστημάτων παραγωγής και επεξεργασίας και της επιφάνειας. Τα ομφαλικά καλώδια (Umbilicals) είναι σύνθετα καλώδια που έχουν την ικανότητα να εκτελούν ένα μεγάλο εύρος διαδικασιών. Οι λειτουργίες τους περιλαμβάνουν:

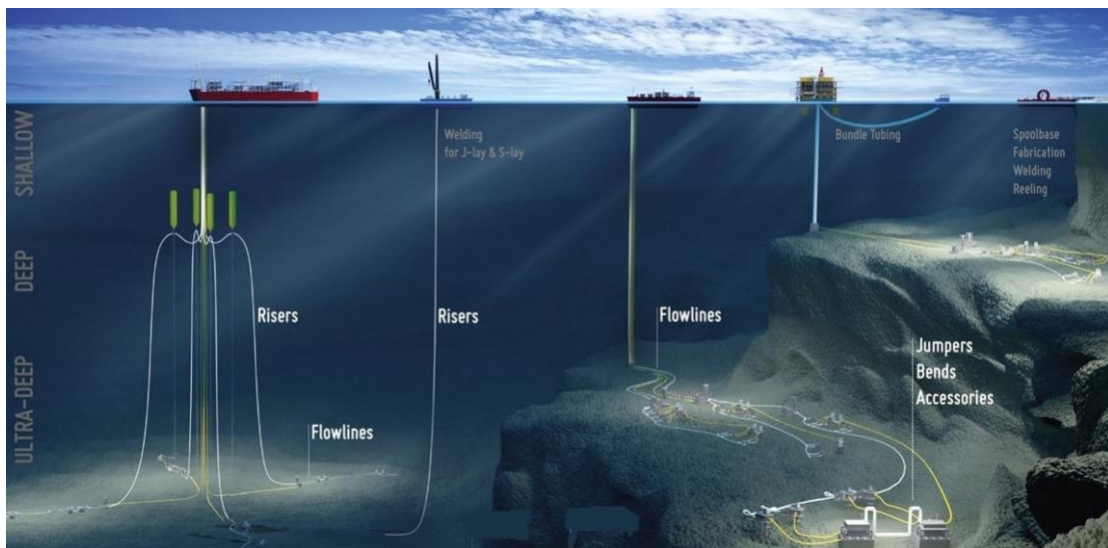
- υδραυλική ισχύ και χημικά,
- ηλεκτρική ενέργεια / ισχύ, και
- τηλεπικοινωνίες (οπτικές ίνες).

Τα ομφαλικά καλώδια (Umbilicals) είναι σε θέση να ολοκληρώσουν μια ποικιλία εργασιών, όπως είναι η ενεργοποίηση των φρεατίων / πηγαδιών (wells), η διαχείριση υποθαλάσσιων

πινάκων ελέγχου, η τροφοδοσία των ομάδων ελέγχου της επιφάνειας με πληροφορίες σχετικά με τις θερμοκρασίες, τις πιέσεις, τις ροές και την ακεραιότητα των πηγών, η παροχή υδραυλικής και ηλεκτρικής ενέργειας στις κεφαλές παραγωγής (στα συστήματα παραγωγής) και στις σωληνώσεις εξαγωγής (διανομείς), καθώς και η παράδοση χημικών ουσιών στα υποθαλάσσια πηγάδια και στις ροές παραγωγής ([www.prnewswire.com](http://www.prnewswire.com), 2015).

Οι γραμμές ροής (flowlines) μεταφέρουν τα μη επεξεργασμένα υγρά από το υποθαλάσσιο φρεάτιο στους ανυψωτήρες, δηλαδή στις σωληνώσεις εξαγωγής (διανομείς). Οι ανυψωτήρες με τη σειρά τους μεταφέρουν τα υγρά στο σύστημα επεξεργασίας των επιφανειών. Αποτελούν μέρος της ευρύτερης γραμμής ροής, ανύψωσης και αγωγών, αν και διατηρούν πολύ διακριτικά χαρακτηριστικά. Η γραμμή ροής ονομάζεται επίσης γραμμή παραγωγής ή γραμμή εισαγωγής σε ορισμένες περιπτώσεις και είναι ξεχωριστή από το σύστημα αγωγών.

Οι ανυψωτήρες συνδέουν τις γραμμές ροής με την επιφανειακή εγκατάσταση. Παρέχουν μεταφορά του παραγόμενου υγρού, καθώς και μεταφορά υγρών έγχυσης, ρευστών ελέγχου και ανύψωσης αερίου στο υποθαλάσσιο σύστημα. Λόγω της κάθετης θέσης τους, οι ανυψωτές βιώνουν μια σειρά από εξαιρετικά σκληρές συνθήκες αντοχής, και ως εκ τούτου, είναι ευαίσθητα στην κόπωση ([www.prnewswire.com](http://www.prnewswire.com), 2015). Το σύστημα αυτό παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.



Εικόνα 2: Σύστημα της μεθόδου SURF / γραμμών ροής υποθαλάσσιων ομφαλών ([www.projects.arcelormittal.com](http://www.projects.arcelormittal.com), 2021).

Το μέγεθος της αγοράς των SURF εκτιμήθηκε πάνω από 5 δισεκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ (USD) το 2018 και αναμένεται σύμφωνα με προβλέψεις να σημειώσει αύξηση πάνω από 7% έως το 2025. Η ικανότητα παροχής απευθείας σύνδεσης μεταξύ της υποθαλάσσιας παραγωγής και των επιφανειακών εγκαταστάσεων επεξεργασίας και αποθήκευσης καθώς και η ενίσχυση του ρυθμού παραγωγής θα κάνουν την υιοθέτηση του εν λόγω συστήματος προτιμότερη.

Επιπλέον, η αύξηση των εγκαταστάσεων πλωτής εξέδρας μαζί με την αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας θα συμπληρώσει περαιτέρω τις επιχειρηματικές προοπτικές. Για παράδειγμα, σύμφωνα με την Baker Hughes το 2019, ο αριθμός των πλωτών πλατφορμών αυξήθηκε από 198 τον Μάιο του 2018 σε 240. Ο μειωμένος αριθμός εύκολα προσβάσιμων αποθεμάτων πετρελαίου σε συνδυασμό με τη μετατόπιση της προσοχής σε νέες αναπτυξιακές επιχειρήσεις και δραστηριότητες σε βαθύτερα υπεράκτια πεδία, θα τονώσει το μέγεθος της βιομηχανίας των υποθαλάσσιων ομφαλικών, ανερχόμενων και γραμμών ροής. Ο στιβαρός σχεδιασμός, η αποδοτικότητα κόστους και η υψηλή αξιοπιστία είναι μερικά από τα επιφανή πλεονεκτήματα της μεθόδου που επηρεάζουν θετικά την ανάπτυξη της εν λόγω αγοράς (Gurta & Chopra, 2019). Επίσης, στα πλεονεκτήματα συγκαταλέγεται η μείωση του κόστους λόγω της παράκαμψης των ενδιάμεσων σταθμών αποθήκευσης καθώς παρέχει την απευθείας σύνδεση μεταξύ της υποθαλάσσιας παραγωγής και των επιφανειακών εγκαταστάσεων επεξεργασίας.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα, σε αυτά συγκαταλέγεται το μεγάλο κόστος κατασκευής, τόσο λόγω των απαιτούμενων ερευνών που απαιτούνται στα πεδία εγκατάστασης όσο και για τα υλικά που πρέπει να χρησιμοποιηθούν στην εν λόγω περίπλοκη μέθοδο.

#### 1.5.2. Αποθήκευση σε δεξαμενόπλοια, πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου

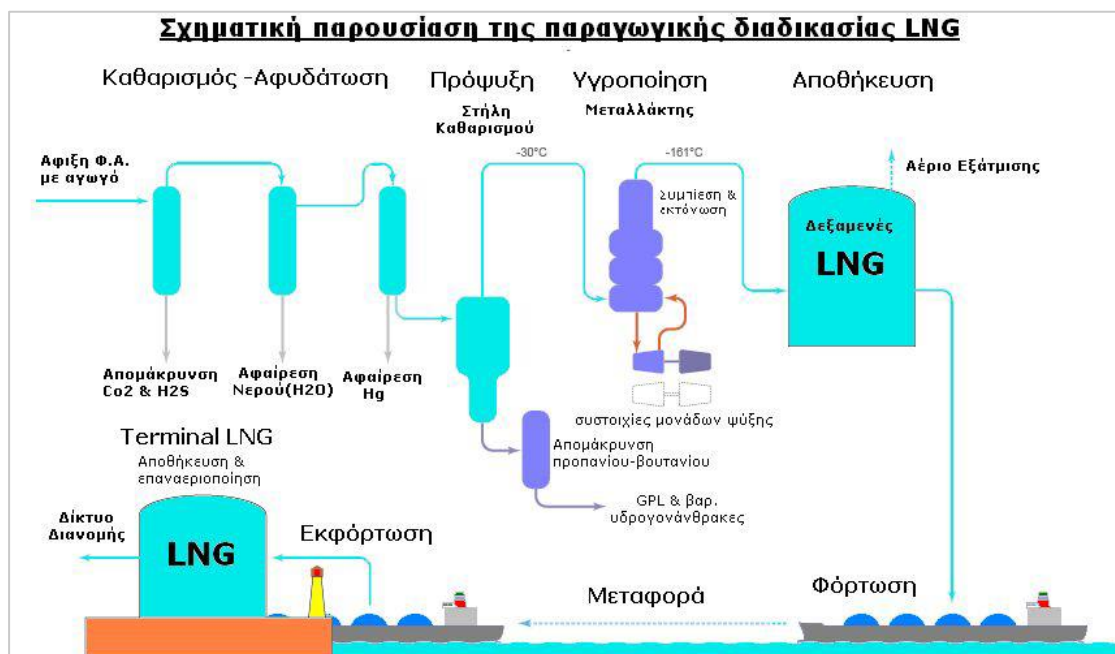
Η αποθήκευση φυσικού αερίου σε δεξαμενόπλοια αναφέρεται στο υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG). Ο κύριος λόγος μετατροπής του φυσικού αερίου σε υγροποιημένο φυσικό αέριο είναι η μείωση του όγκου κατά περίπου 600 φορές, λόγω της αλλαγής φάσης (αέριο σε υγρό). Η αποθήκευση του αερίου στην αέρια μορφή του απαιτεί τεράστιους υπόγειους θαλάμους ή μεγάλες συμπτυσσόμενες δεξαμενές αποθήκευσης, καθώς αποτελεί μια ογκώδη πηγή ενέργειας. Μεγάλα δίκτυα αγωγών απαιτούνται για τη μεταφορά του φυσικού αερίου από τις εγκαταστάσεις παραγωγής στα σημεία κατανάλωσης. Συνεπώς, μπορούν να εξεταστούν μόνο χερσαίες ή σχετικά σύντομες (μικρές) υποθαλάσσιες διαδρομές. Επομένως, η υγροποίηση του φυσικού αερίου αποτελεί μια λύση σε αυτά τα εμπόδια, και επιτρέπει τη μεταφορά του σε μεγαλύτερες αποστάσεις και εφαρμογή του υγροποιημένου φυσικού αερίου ΥΦΑ (LNG) ως πηγή ενέργειας, όπως φαίνεται στην Εικόνα 3. Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί ότι οι εγκαταστάσεις παραγωγής αερίου και υγροποίησης που φαίνονται στην Εικόνα 3 **Error! Reference source not found.** είναι οι εγκαταστάσεις SURF που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Η αποθήκευση ΥΦΑ κοντά σε αστικές περιοχές επιτρέπει την κάλυψη της αιχμής της ζήτησης σε φυσικό αέριο χωρίς την κατασκευή πρόσθετων αγωγών, που τις περισσότερες φορές δεν θα χρησιμοποιούνταν (Καρώνης, 2007).





Εικόνα 3: Η αλυσίδα του υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (Καρώνης, 2007).

Όσον αφορά την αποθήκευσή του, πριν τη φόρτωση και μεταφορά του, το ΥΦΑ αποθηκεύεται υπό συνθήκες κανονικής ατμοσφαιρικής πίεσης σε μεγάλες κατακόρυφες κυλινδρικές δεξαμενές (χωρητικότητας 65.000 - 150.000 m<sup>3</sup> η κάθε μία) δίπλα στο εργοστάσιο υγροποίησης. Τα υλικά κατασκευής των δεξαμενών αυτών, είναι συνήθως το μέταλλο ή το σκυρόδεμα και διαθέτουν διπλό τοίχωμα και προηγμένη θερμική μόνωση, με σκοπό τη διατήρηση του αερίου σε υγρή μορφή (-161 ° C) με ελάχιστη εξάτμιση. Υπενθυμίζεται ότι περίπου 600 m<sup>3</sup> φυσικού αερίου καταλαμβάνουν υπό κανονική πίεση, μόλις 1 m<sup>3</sup> σε υγρή κατάσταση (Δαγκαλιδής, 2013), βλ.Εικόνα 4.



Εικόνα 4: Παραγωγική διαδικασία ΥΦΑ (Δαγκαλιδής, 2013).

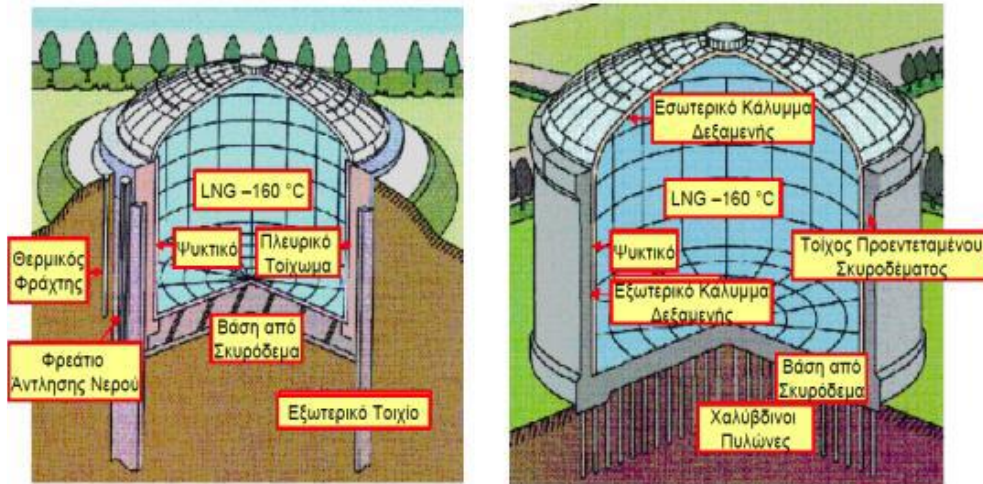
Όσον αφορά τη φόρτωση και μεταφορά του ΥΦΑ, από τον τερματικό σταθμό το υγροποιημένο φυσικό αέριο φορτώνεται σε ειδικά δεξαμενόπλοια (LNG Carriers) που έχουν θερμικά μονωμένες «αδιαβατικές» δεξαμενές, ώστε να κρατούν το αέριο σε υγρή μορφή, ελαχιστοποιώντας τις απώλειες ενέργειας (θερμότητας). Τα μεγαλύτερα σε λειτουργία πλοία ΥΦΑ (τα "Q-MAX") μπορούν να μεταφέρουν περίπου 267.000 m<sup>3</sup> υγροποιημένου φυσικού αερίου. Αξίζει να αναφερθεί ότι κατά τη διάρκεια του ταξιδιού τηρούνται αυστηρότατα μέτρα ασφαλείας ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι κίνδυνοι (εξάτμιση, ανάφλεξη, μετατόπιση φορτίου, σύγκρουση με άλλα σκάφη, κ.τ.λ.). Στα πλέον σύγχρονα πλοία το μεθάνιο που εξατμίζεται στις αδιαβατικές δεξαμενές ανακτάται και χρησιμοποιείται για την προώθηση του σκάφους. Μόλις το σκάφος φτάσει στον προορισμό του, γίνεται η εκφόρτωση του ΥΦΑ στις ειδικές εγκαταστάσεις υποδοχής του τερματικού σταθμού και η αποθήκευση του στις κρυογονικές δεξαμενές αποθήκευσης ΥΦΑ, υπό συνθήκες παρόμοιες με αυτές των μονάδων υγροποίησης.

Οι δεξαμενές αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου(ΥΦΑ) αποτελούν σημαντικές συνιστώσες τόσο για τις εγκαταστάσεις βασικού φορτίου όσο και φορτίου αιχμής. Επιπλέον, παίζουν σημαντικό ρόλο στην επένδυση των τερματικών εγκαταστάσεων παραλαβής ΥΦΑ. Λόγω του υψηλού κόστους των εν λόγω μονάδων και της σπουδαιότητάς τους στη συνολική ασφάλεια των εγκαταστάσεων ΥΦΑ, έχει δοθεί μεγάλη προσοχή στο σχεδιασμό τους.

Ένα από τα σημαντικότερα θέματα σχεδιασμού δεξαμενών αποθήκευσης ΥΦΑ αποτελεί η επιλογή των υλικών, τα οποία πρέπει να πληρούν συγκεκριμένες προϋποθέσεις και να είναι ανθεκτικά στη διάβρωση, στις θερμοκρασίες του ΥΦΑ καθώς και σε συγκεκριμένο εύρος πιέσεων. Έπειτα από την αστοχία της δεξαμενής στο Cleveland Ohio το 1944, η οποία αποδόθηκε στη χρήση χάλυβα με 3,5% νικέλιο που έγινε εύθραυστος στη θερμοκρασία του ΥΦΑ, απεδείχθη ότι η χρήση χάλυβα με 9% νικέλιο, των ανοξειδωτων χαλύβων, και ορισμένων κραμάτων αργιλίου - μαγνησίου (σειρά 5000) είναι κατάλληλα για κατασκευή δεξαμενών ΥΦΑ. Οι δεξαμενές από κράματα αργιλίου είναι συνήθως περιορισμένου μεγέθους, διότι ο συντελεστής θερμικής διαστολής του αργιλίου είναι περίπου διπλάσιος από αυτόν του χάλυβα. Τα σχέδια των δεξαμενών έχουν βελτιωθεί σημαντικά, λόγω της εφαρμογής περισσότερων αναλύσεων δεδομένων ασφαλείας σε αυτές.

Οι πρώτες δεξαμενές αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου αποτελούνταν από μια εσωτερική κρυογενική δεξαμενή υγρού εντός μιας εξωτερικής δεξαμενής που παρέχει μόνωση στην εσωτερική. Σε ορισμένα σχέδια η εξωτερική δεξαμενή περιείχε αέριο άζωτο. Αυτή με τη σειρά της ήταν συνδεδεμένη με μια δεξαμενή μεταβλητού όγκου ή μεμβράνης, η οποία αντιστάθμιζε τις αλλαγές στον όγκο του αζώτου ως αποτέλεσμα των αλλαγών στη θερμοκρασία του περιβάλλοντος, αποφεύγοντας συμπίεση ή αποσυμπίεση της εξωτερικής δεξαμενής. Σε άλλα σχέδια, η στέγη της εσωτερικής δεξαμενής δεν ήταν στεγανή, αλλά

μερικώς υποστρωμένη μόνωση, και η εξωτερική δεξαμενή χρησίμευε ως μια αποθήκη φυσικού αερίου. Και στα δύο σχέδια, οι εξωτερικές δεξαμενές κατασκευάζονταν από κοινό χάλυβα άνθρακα και περιβάλλονταν από ένα χαμηλό ανάχωμα για να συγκρατεί τυχόν διαρροές (Καρώνης, 2007). Αυτές οι δεξαμενές παρουσιάζονται στην Εικόνα 5.

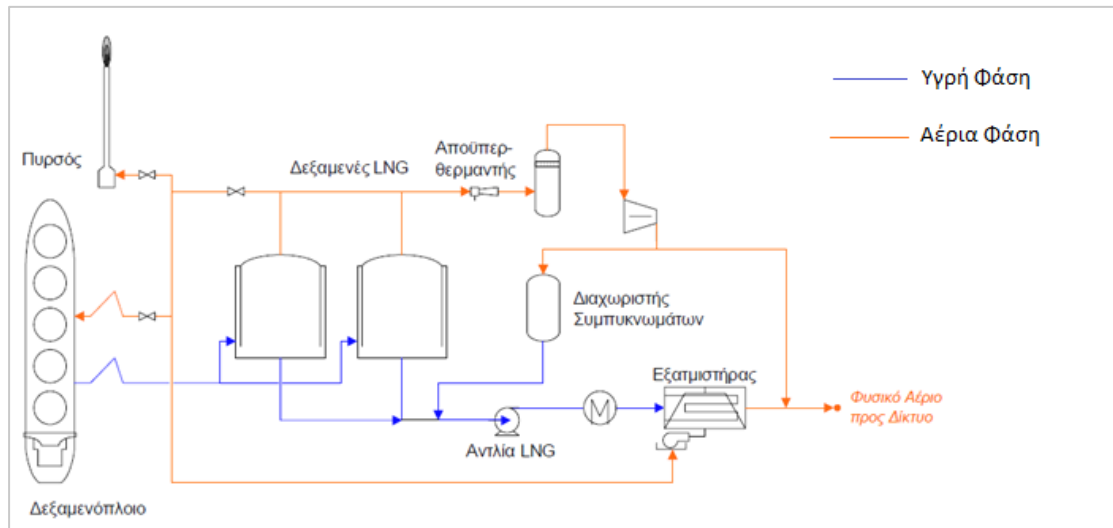


Εικόνα 5: Σχηματική απλοποιημένη διατομή μιας επιχωμένης δεξαμενής (αριστερά) και μιας υπέργειας δεξαμενής (δεξιά) αποθήκευσης ΥΦΑ (Καρώνης, 2007).

Η αναθεώρηση των συνεπειών μιας εξωτερικής προσβολής που μπορεί να οδηγήσει σε αστοχία της δεξαμενής, όπως σύγκρουση με κάποιο μέσο ή συντριβή αεροσκάφους, και της επίδρασης μιας καταστροφικής αστοχίας της εσωτερικής δεξαμενής στο περιεχόμενο της εξωτερικής δεξαμενής οδήγησαν στο σχεδιασμό νέων δεξαμενών. Συνεπώς, οι νέες βελτιωμένες δεξαμενές περιλαμβάνουν δεξαμενισμό διπλής ακεραιότητας, όπου μια διαρροή υγρού από μια αστοχία της εσωτερικής δεξαμενής παραλαμβάνεται από μια δεύτερη ομόκεντρη δεξαμενή που είναι δομικά ανεξάρτητη από την πρώτη. Οι εξωτερικές δεξαμενές κατασκευάζονται από οπλισμένο σκυρόδεμα με περίβλημα από ανοξείδωτο χάλυβα για την προστασία του από τη διάβρωση. Τέλος, κατασκευάζονται αναχώματα ύψους ίσο με τη δεξαμενή, για να την προστατεύσουν από εξωτερική ζημιά και για να βοηθήσουν στην υποθετική ασύμμετρη φόρτιση της εξωτερικής δεξαμενής ως αποτέλεσμα καταστροφικής αστοχίας της εσωτερικής δεξαμενής (Καρώνης, 2007).

Οι εγκαταστάσεις παραλαβής ΥΦΑ κατασκευάζονται για να παραλάβουν τις ποσότητες υγροποιημένου φυσικού αερίου που αποστέλλονται από τις εγκαταστάσεις υγροποίησης του. Περιλαμβάνουν τις απαραίτητες λιμενικές εγκαταστάσεις, σωληνώσεις μεταφοράς, αποθήκες ΥΦΑ και όλο τον απαραίτητο εξοπλισμό για την εξάτμιση και συμπίεση του φυσικού αερίου, πριν αυτό αποσταλεί προς το κεντρικό αγωγό φυσικού αερίου, ή τους τελικούς καταναλωτές. Μια τυπική εγκατάσταση παραλαβής ΥΦΑ φαίνεται στην Εικόνα 6.





Εικόνα 6: Διάγραμμα εγκατάστασης παραλαβής ΥΦΑ.

Οπότε ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα της αποθήκευσης του φυσικού αερίου σε δεξαμενές πλοίων όπου γίνεται στην υγρή του μορφή είναι ο μικρότερος όγκος που καταλαμβάνει, επιτρέποντας την αποθήκευση και μετέπειτα τη μεταφορά μεγαλύτερων ποσοτήτων έναντι άλλων μεθόδων αποθήκευσης.

Τα μειονεκτήματα της εν λόγω μεθόδου έγκεινται κυρίως στα θέματα ασφαλείας. Οι κυριότεροι κίνδυνοι που συνδέονται με το ΥΦΑέγκεινται στο γεγονός ότι είναι ένα ρευστό χαμηλής θερμοκρασίας, το οποίο είναι εύφλεκτο και μπορεί να δημιουργήσει αρκετά πυκνά νέφη ατμών οδηγώντας σε ασφυξία. Ωστόσο, η εκδήλωση αυτού του κινδύνου μειώνεται όταν οι δεξαμενές αποθήκευσης είναι κατάλληλα σχεδιασμένες. Επομένως, οι μελέτες ασφαλείας εστιάζουν γενικά στις διαρροές ΥΦΑ. Στις εγκαταστάσεις ΥΦΑ, υπάρχουν εκτενή συστήματα ασφαλείας για να ανιχνεύουν και να αντιμετωπίζουν εγκαίρως τυχόν διαρροές αερίου, πυρκαγιές αλλά και καπνό. Σε περίπτωση που μια διαρροή ΥΦΑ αναφλεγεί σύντομα αόφτου εμφανιστεί, εμφανίζεται φωτιά δεξαμενής. Αυτή η πυρκαγιά βεβαίως και προκαλεί πρόβλημα, αλλά αυτό περιορίζεται σε μια εγκατάσταση επανδρωμένη και εξοπλισμένη να αντιμετωπίσει τέτοιες έκτακτες ανάγκες. Μια μεγαλύτερη ανησυχία είναι ότι στην ίδια διαρροή μπορεί να δοθεί αρκετός χρόνος ώστε να εξατμιστεί και να διαμορφώσει ένα νέφος ατμών που μπορεί να μεταφερθεί σε κάποια απόσταση πριν την ανάφλεξη. Διάφορες μεταβλητές όπως η φύση της επιφάνειας κάτω από τη διαρροή, η ταχύτητα αέρα, και η παρουσία εμποδίων στο νέφος συμβάλλουν στη μορφή και την κατεύθυνση του. Δοκιμές μεγάλης κλίμακας έχουν καταδείξει ορισμένα χαρακτηριστικά των πυρκαγιών νέφους ατμών ΥΦΑ. Αυτές οι πυρκαγιές είναι πολύ γρήγορες καύσεις στις οποίες το μέτωπο φλόγας που κινείται μέσω του νέφους προηγείται ενός αδύνατου, αποξευγμένου ωστικού κύματος. Υπάρχει ένας συνοδευτικός κίνδυνος

ακτινοβολίας, αλλά όχι η πιεστική δύναμη ενός ωστικού κύματος που εμφανίζεται όταν εκτονώνονται μίγματα άλλων υδρογονανθράκων με αέρα (Καρώνης, 2007).

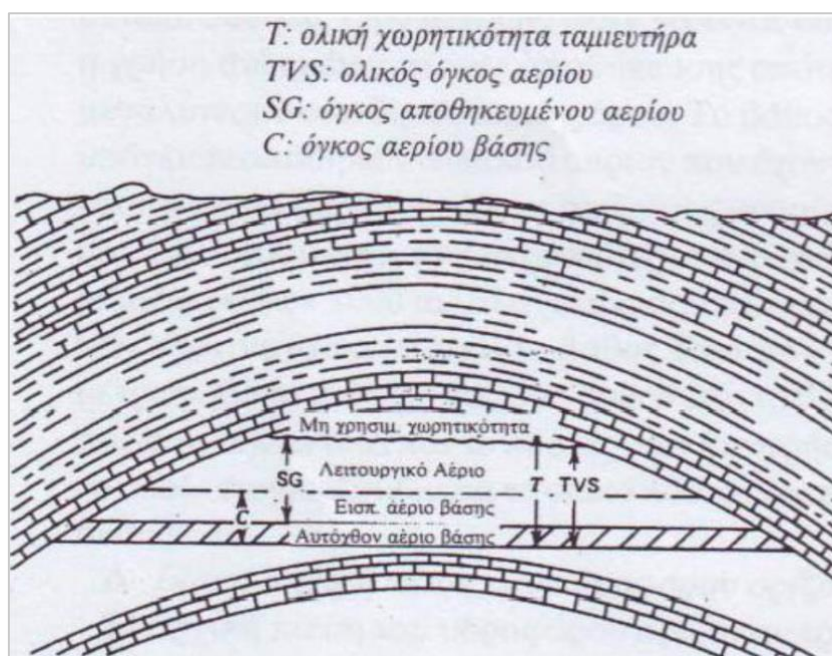
### 1.5.3. Αποθήκευση σε σπηλιές (παλιά κοιτάσματα) πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου

Πρόκειται για την πρώτη επιτυχή περίπτωση υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου, η οποία έλαβε χώρα στο Welland County στο Οντάριο του Καναδά το έτος 1915. Η εν λόγω εγκατάσταση αποθήκευσης χρησιμοποίησε ένα εξαντλημένο κοιτάσμα φυσικού αερίου, το οποίο διαμορφώθηκε κατάλληλα σε αεροθυλάκιο αποθήκευσης. Στην Ευρώπη, η πρώτη υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου κατασκευάστηκε στην Πολωνία το έτος 1954.

Αποτελεί την πιο χαρακτηριστική και κοινή μέθοδο υπόγειας / υπεδαφικής αποθήκευσης. Οι κενοί ταμιευτήρες / εξαντλημένα παλιά κοιτάσματα είναι εκείνοι οι σχηματισμοί που περιείχαν φυσικό αέριο και από τους οποίους εξάχθηκε κατόπιν γεώτρησης το οικονομικά απολήψιμο φυσικό τους αέριο. Πρόκειται δηλαδή για υπόγειους σχηματισμούς, γεωλογικά ικανούς για τη συγκράτηση αερίου. Ο εξαντλημένος ταμιευτήρας είναι ανά πάσα στιγμή έτοιμος να δεχτεί φυσικό αέριο μέσω πίεσης και να δημιουργηθούν ξανά στο εσωτερικό του οι αρχικές του συνθήκες, πριν την εξόρυξη αερίου. Η χρήση μιας τέτοιας εγκατάστασης είναι οικονομικά ελκυστική καθώς επιτρέπει την επαναχρησιμοποίηση, έπειτα από ελάχιστες μετατροπές, του ήδη υπάρχοντος εξοπλισμού εξόρυξης και διανομής αερίου (σωληνώσεις, γεωτρήσεις κλπ.), που παραμένουν από την παραγωγική ζωή του κοιτάσματος. Έτσι, μειώνεται το κόστος που θα προέκυπτε αν οι εργασίες ξεκινούσαν ξανά από την αρχή. Επιπροσθέτως, ένας ακόμη λόγος που καθιστά τα εξαντλημένα κοιτάσματα σε ιδανική και οικονομική λύση για τη χρήση τους ως εγκατάσταση αποθήκευσης αερίου είναι το γεγονός ότι τα φυσικά και γεωλογικά χαρακτηριστικά τους έχουν ήδη μελετηθεί από γεωλόγους και μηχανικούς πετρελαίων και επομένως είναι γνωστά. Επομένως, εξαλείφεται το κόστος για διεξαγωγή μελετών για την καταλληλότητά τους.

Τα χαρακτηριστικά που καθορίζουν εάν ένας κενός ταμιευτήρας είναι οικονομικά βιώσιμος ως εγκατάσταση αποθήκευσης αερίου είναι τόσο γεωγραφικά όσο και γεωλογικά. Από γεωγραφικής άποψης, οι κενοί ταμιευτήρες πρέπει να είναι σχετικά κοντά στις περιοχές κατανάλωσης και στις υποδομές μεταφοράς (αγωγοί και συστήματα μεταφοράς) που θα τους συνδέουν με τις αγορές. Όσον αφορά τα γεωλογικά χαρακτηριστικά που τους καθιστούν βιώσιμη λύση στο πρόβλημα της αποθήκευσης είναι η διαπερατότητα και το πορώδες. Το πορώδες του σχηματισμού είναι ένας από τους παράγοντες που καθορίζει την ποσότητα φυσικού αερίου που είναι σε θέση να αποθηκεύσει ο σχηματισμός, ενώ η διαπερατότητα καθορίζει την ευκολία με την οποία το φυσικό αέριο κινείται μέσα στον σχηματισμό και κατά συνέπεια συνεπώς το ρυθμό πίεσης και άντλησης αερίου στην αποθήκη και από αυτήν.

Η τυπική μορφή μιας υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου σε εξαντλημένα παλιά κοιτάσματα παρουσιάζεται στην Εικόνα 7. Στην εικόνα διακρίνονται τα τέσσερα διαφορετικά μέρη στα οποία βρίσκεται το αέριο. Το πρώτο (στο χαμηλότερο στρώμα της εικόνας) είναι το αέριο βάσης μέρος του οποίου μπορεί να υπάρχει ήδη στον ταμιευτήρα και καλείται «αυτόχθον αέριο» (native cushion gas). Ορισμένες φορές η ποσότητα του αυτόχθονος αερίου δεν είναι επαρκής και επομένως απαιτείται εισαγωγή με πίεση επιπροσθέτου όγκου (injected cushion gas). Το ωφέλιμο αέριο, όπως προαναφέρθηκε, είναι ο όγκος του αερίου που είναι διαθέσιμος για παραγωγή τις περιόδους που αυτό απαιτείται, όπως για παράδειγμα τις περιόδους αύξησης της ζήτησης. Η μη χρησιμοποιούμενη χωρητικότητα (unused capacity), που διακρίνεται ως το τελευταίο ή πιο ψηλό στρώμα στην εικόνα, είναι το τμήμα του ταμιευτήρα που είναι διαθέσιμο για τυχόν αύξηση του αποθηκευμένου όγκου και είναι πρακτικά συνάρτηση της πίεσης αποθήκευσης του αερίου (Σταματάκη, 2002).



Εικόνα 7: Τυπική μορφή υπόγειας αποθήκης φυσικού αερίου σε εξαντλημένα παλιά κοιτάσματα (Σταματάκη, 2002).

Προκειμένου να διασφαλισθεί η απαιτούμενη πίεση στους κενούς ταμιευτήρες, περίπου 50% του φυσικού αερίου στο σχηματισμό πρέπει να παραμείνει ως αέριο βάσης. Ωστόσο, οι κενοί ταμιευτήρες, επειδή ήταν ήδη συμπληρωμένοι από παλιά με φυσικό αέριο και υδρογονάνθρακες, δεν απαιτούν την έγχυση αερίου που θα γίνει τελικά μη φυσικός επανακτήσιμο αέριο. Επομένως, οι εγκαταστάσεις αυτές έχουν ένα επιπλέον οικονομικό πλεονέκτημα, κυρίως σε περιόδους κατά τις οποίες η τιμή του αερίου βρίσκεται σε υψηλά επίπεδα. Συνήθως, αυτές οι εγκαταστάσεις λειτουργούν σε ένα ετήσιο κύκλο όπου το αέριο εισέρχεται σε αυτές κατά τη διάρκεια της περιόδου χαμηλής ζήτησης (κατά τους καλοκαιρινούς

μήνες) και αντλείται κατά τους χειμερινούς μήνες που η ζήτηση είναι μεγάλη (**Σταματάκη, 2002**).

Συνοψίζοντας, τα πλεονεκτήματα της εν λόγω μεθόδου μπορούν να διακριθούν στα εξής:

- Χαμηλό κόστος μετατροπής από την παραγωγική φάση σε εγκατάσταση αποθήκευσης,
- Μεγαλύτερη αξιοπιστία στα γεωλογικά χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων και μικρότερη πιθανότητα διαρροής,
- Χαμηλό κόστος επένδυσης αφού ο βασικός απαραίτητος εξοπλισμός υπάρχει ήδη στις εγκαταστάσεις από την φάση της παραγωγής.

Τα μειονεκτήματα που μπορεί να παρουσιάσει η εν λόγω μέθοδος είναι τα εξής:

- Σημαντική αρχική επένδυση σε αέριο βάσης αφού σχεδόν το 50% της αποθήκης καταλαμβάνεται από αυτό,
- Χαμηλοί ρυθμοί άντλησης και εισαγωγής / πίεσης του αερίου που καθιστούν τη συγκεκριμένη μέθοδο μη αποδοτική για βραχυπρόθεσμες μεταβολές της ζήτησης.

### 1.6. Sustainability Analysis Gas Storages

Σημαντικές προκλήσεις για τον προγραμματισμό της επέκτασης της υποδομής φυσικού αερίου (π.χ. αγωγοί μεταφοράς, εγκαταστάσεις αποθήκευσης) αποτελούν τόσο η ενεργειακή ασφάλεια όσο και ο μετασχηματισμός των ενεργειακών συστημάτων προς ένα βιώσιμο σύστημα ενεργειακού εφοδιασμού. Η παγκόσμια ζήτηση ενέργειας αυξάνεται ραγδαία, με ποσοστό περίπου 1,2% (Tunison, 2008), λόγω της αύξησης του παγκόσμιου πληθυσμού και του αυξανόμενου βιοτικού επιπέδου. Προς το παρόν, το μεγαλύτερο μέρος αυτής της ζήτησης καλύπτεται από παραδοσιακά ενεργειακά συστήματα (συστήματα παραγωγής ενέργειας με βάση ορυκτά καύσιμα). Ωστόσο, τα παραδοσιακά συστήματα έρχονται αντιμέτωπα με πολλές προκλήσεις, όπως π.χ. περιορισμένα και μη ομοιογενώς κατανεμημένα αποθέματα ορυκτών καυσίμων, αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και θέματα ενεργειακής ασφάλειας. Τα τελευταία χρόνια ο περιορισμός της κλιματικής αλλαγής αποτελεί επιτακτική ανάγκη. Συνεπώς, αυξάνεται η ανάγκη για μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα CO<sub>2</sub> σε παγκόσμιο επίπεδο, και έτσι πολλές Ευρωπαϊκές χώρες δέχονται πιέσεις ώστε να στραφούν σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών τους. Επομένως, προσπαθούν να μετατρέψουν το ενεργειακό τους σύστημα σε ένα βιώσιμο μοντέλο, στρέφοντας την προσοχή τους κυρίως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μολονότι γίνονται πολλές προσπάθειες αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, λόγω της αφθονίας και της διαθεσιμότητας των καυσίμων ορυκτών πόρων, εκτιμάται ότι θα συνεχίσουν να διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην παγκόσμια ενεργειακή οικονομία για αρκετά χρόνια. Σύμφωνα με μια έρευνα του

2008 (Tunison, 2008) τα ορυκτά καύσιμα παρείχαν περίπου το 85% των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών ενέργειας, ενώ το 2017 παρατηρήθηκε ότι στον ενεργειακό εφοδιασμό της Γερμανίας κυριαρχούσαν τα ορυκτά καύσιμα που εκπέμπουν μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα CO<sub>2</sub>, όπως είναι το ορυκτέλαιο, το φυσικό αέριο, ο σκληρός άνθρακας και ο λιγνίτης, τα οποία κάλυπταν περίπου το 80,3% της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα. Προκειμένου να μειωθούν οι εκπομπές CO<sub>2</sub>, πολλές Ευρωπαϊκές χώρες ξεκίνησαν πριν από αρκετά χρόνια να ψάχνουν εναλλακτικές μετάβασης προς ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα. Για παράδειγμα, η γερμανική κυβέρνηση ξεκίνησε μια μακροπρόθεσμη διαδικασία μετατροπής του ενεργειακού της συστήματος σε ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα εφοδιασμού, θέτοντας ως στόχο τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> τουλάχιστον κατά 80% έως το 2050 σε σχέση με το 1990 (Feingersh, 2015). Επίσης, η γερμανική κυβέρνηση επικύρωσε με συνέπεια τη Συμφωνία του Παρισιού (UNITEDNATIONS, 2015) τον Νοέμβριο του 2016, με βάση την οποία 195 χώρες συμφώνησαν να περιορίσουν κάτω από τους 2 ° C την παγκόσμια μέση αύξηση της θερμοκρασίας λόγω της κλιματικής αλλαγής.

Το φυσικό αέριο μπορεί να υποστηρίξει την εν λόγω διαδικασία μετάβασης αποτελώντας μια «γέφυρα» για την ομαλή μετάβαση / σύνδεση προς το βιώσιμο μοντέλο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μεσοπρόθεσμα, καθώς αποτελεί μια πηγή ενέργειας που εκπέμπει λιγότερο CO<sub>2</sub> ανά μονάδα ενέργειας σε σύγκριση με το ορυκτέλαιο, τον σκληρό άνθρακα ή τον λιγνίτη, και η υποδομή του είναι ήδη σε ισχύ. Η χρήση του φυσικού αερίου μπορεί να συμπληρώσει την διαλείπουσα ηλιακή και αιολική ενέργεια όπου κρίνεται απαραίτητο. Ωστόσο, έχοντας ως στόχο ένα σύστημα αποτελούμενο από 100% ανανεώσιμη ενέργεια, το φυσικό αέριο δεν θεωρείται επιλογή, δεδομένου ότι είναι ορυκτό καύσιμο που εκπέμπει CO<sub>2</sub> επηρεάζοντας αρνητικά το περιβάλλον. Συνεπώς, εάν δεν καίγεται ορυκτό φυσικό αέριο, δεν απαιτείται πλέον υποδομή μεταφοράς ή αποθήκευσης φυσικού αερίου.

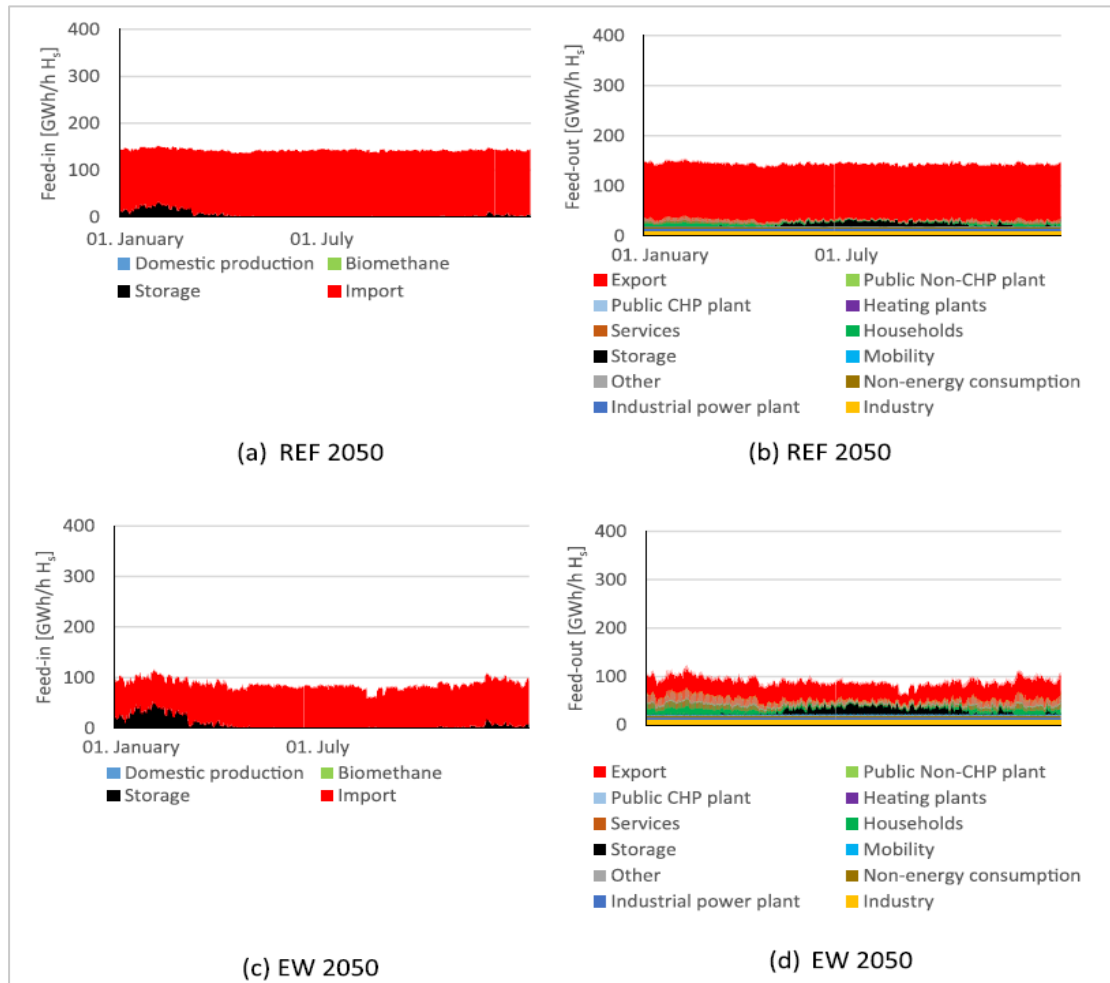
Το 2017, περίπου το 22,7% της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας στη Γερμανία καλύφθηκε από φυσικό αέριο, το οποίο χρησιμοποιείται κυρίως για σκοπούς θέρμανσης. Δεδομένου ότι οι γερμανικοί εγχώριοι πόροι φυσικού αερίου, καθώς και άλλων ευρωπαϊκών χωρών, είναι πολύ περιορισμένοι, περισσότερο από το 90% της ζήτησης φυσικού αερίου εισάγεται από τη Ρωσία, τη Νορβηγία και την Ολλανδία μέσω αγωγού (Federal Ministry for Economics Affairs and Energy, 2018). Έτσι, η Γερμανία και άλλες ευρωπαϊκές χώρες εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από μια αξιόπιστη παροχή φυσικού αερίου από τις προαναφερθείσες χώρες. Αυτό αναδεικνύει μια σειρά τεχνικών, οικονομικών και πολιτικών ζητημάτων, επισημαίνοντας ζητήματα όπως η εξάρτηση από τις εισαγωγές, η ασφάλεια του εφοδιασμού και η προσιτή τιμή. Αυτές οι πτυχές περιλαμβάνονται στην έννοια της ενεργειακής ασφάλειας φυσικού αερίου (IEA, 2017). Τα εναλλακτικά συστήματα καθαρής ενέργειας απαιτούν εύκολα προσβάσιμη, αποτελεσματική, αξιόπιστη και ασφαλή αποθήκευση ενέργειας



με ελάχιστη ή και εν δυνάμει μηδενική αρνητική επίδραση στο περιβάλλον για την ομαλή μετάβαση σε ένα βιώσιμο μέλλον (Dincer&Acar, 2017). Υπάρχουν πολλά παραδείγματα στη βιβλιογραφία σχετικά με τα ενεργειακά συστήματα που έχουν σχεδιαστεί για καλύτερη και πιο βιώσιμη απόδοση, τα οποία παρατηρήθηκε ότι πρέπει να υποστηρίζονται από αποτελεσματική αποθήκευση ενέργειας. Σύμφωνα με μία έρευνα για την αξιολόγηση της απόδοσης των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, βρέθηκε ότι η τεχνική απόδοση (π.χ. χωρητικότητα, αποδοτικότητα κ.α.) έχει την υψηλότερη επιρροή στη βιωσιμότητα ενός συστήματος αποθήκευσης, ενώ η κοινωνική απόδοση (π.χ. ασφάλεια, προσβασιμότητα, ευκολία χρήσης και δημόσια αποδοχή) έχει την χαμηλότερη επίδραση (Acar, et al., 2019).

Μία έρευνα σχετικά με την βιωσιμότητα των συστημάτων αποθήκευσης φυσικού αερίου κατέδειξε μία σημαντική επερχόμενη μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου έως το 2050 στη Γερμανία (Gillessen, et al., 2019). Η μείωση αυτή παρατηρήθηκε τόσο με το σενάριο μετάβασης σε ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (-55%), όσο και με το σενάριο της σημερινής κατάστασης (-72%), όπως φαίνεται στην Εικόνα 8. Αυτό γίνεται κατανοητό ως αλληλεπίδραση μεταξύ της εξάρτησης από εισαγωγές, της ασφάλειας του εφοδιασμού και της προσιτής τιμής. Οι αναλύσεις ροής φορτίου του τρέχοντος δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη την έλλειψη εισαγωγών ή κενών αποθηκών αερίου σε συνδυασμό με τη λειτουργία πλήρους φορτίου των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, αποδεικνύουν την ύπαρξη μακροπρόθεσμων προκλήσεων του δικτύου. Οι εν λόγω αναλύσεις αποκαλύπτουν χαμηλή χρήση της μεταφοράς αερίου μακροπρόθεσμα, με αποτέλεσμα τη μείωση της εξάρτησης της Γερμανίας από τις εισαγωγές. Η αποτυχία ακόμη και πολλών διαδρομών εισαγωγής φυσικού αερίου μπορεί να αντισταθμιστεί από εναλλακτικές διαδρομές, υπό την προϋπόθεση ότι οι σταθμοί συμπίεστών στη Γερμανία επιτρέπουν μια ευέλικτη ροή φορτίου για μεταφορά αερίου έναντι της συνήθους κατεύθυνσης ροής. Ανάλογα με το επίπεδο των εξαγωγών που θα πραγματοποιηθούν, θα ήταν επίσης τεχνικά δυνατό μακροπρόθεσμα να αντισταθμιστεί η πλήρης απουσία ρωσικού εφοδιασμού με φυσικό αέριο αυξάνοντας τις εισαγωγές μέσω Δυτικοευρωπαϊκών διαδρομών. Η ασφάλεια του εφοδιασμού αυξάνεται επίσης σε σύγκριση με την τρέχουσα κατάσταση, από τεχνική άποψη, καθώς δεν απαιτούνται πλέον εγκαταστάσεις αποθήκευσης για εποχιακή εξισορρόπηση φορτίου. Οι δυνατότητες εισαγωγής από τα σημεία εισαγωγής και οι δυνατότητες μεταφοράς του δικτύου είναι επαρκείς για να εγκαταλείψουν την τροφοδοσία αερίου από εγκαταστάσεις αποθήκευσης, ακόμη και σε καταστάσεις αιχμής φορτίου, μακροπρόθεσμα. Επομένως, το επιχειρηματικό μοντέλο των φορέων αποθήκευσης φυσικού αερίου - για την παροχή εποχιακής αποθήκευσης - φαίνεται να απειλείται. Συνεπώς, οι περαιτέρω επεκτάσεις δικτύου (όπως το Nord Stream II) θα πρέπει να αξιολογηθούν προσεκτικά ως προς το εάν είναι τεχνικά απαραίτητες και οικονομικά εφικτές σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα και όχι μόνο βραχυπρόθεσμα έως μεσοπρόθεσμα ορίζοντα. Η

συνοχή με τους στόχους της ενεργειακής πολιτικής είναι υποχρεωτική για την αποφυγή δαπανηρών επενδύσεων.



Εικόνα 8: Εισαγωγές – εξαγωγές συστημάτων ενέργειας από διάφορες πηγές το έτος 2050.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Στην Ευρώπη υπάρχουν σήμερα διάφοροι τύποι αποθήκευσης φυσικού αερίου. Η ευρωπαϊκή ομοσπονδία εμπόρων ενέργειας (EFET) δεν συμφωνεί απαραίτητα ότι αυτές οι διακρίσεις τύπων αποθήκευσης φυσικού αερίου είναι οι πιο χρήσιμες και αντιπροσωπευτικές, αλλά για λόγους σαφήνειας η ομαδοποίηση των διαφορετικών τύπων αποθήκευσης διακρίνεται σε τρεις κύριες κατηγορίες:

- **Στρατηγική αποθήκευση:** περιλαμβάνει εθνικά στρατηγικά αποθέματα. Τα εν λόγω αποθέματα διατηρούνται για προμήθεια ορισμένων καταναλωτών σε ακραίες συνθήκες ασφάλειας εφοδιασμού. Όσο αφορά την προσβασιμότητα στην εν λόγω αποθήκευση, αυτή αφορά διαχειριζόμενη κατανομή ή / και χρήση χωρητικότητας.
- **Εμπορική αποθήκευση:** διακρίνεται σε τρεις τύπους ήτοι η εξαιρούμενη εγκατάσταση αποθήκευσης, η απαραίτητη αποθήκευση (απαραίτητη πρόσβαση σε δίκτυα για την προμήθεια πελατών), και η ελάχιστη αποθήκευση. Η εξαιρούμενη αποθήκευση αφορά σημαντική εγκατάσταση αποθήκευσης που θεωρείται ότι πληροί τις απαιτήσεις του άρθρου 22 και εξαιρείται πλήρως ή εν μέρει από το ρυθμιζόμενο καθεστώς πρόσβασης τρίτων (TPA). Η απαραίτητη αποθήκευση χαρακτηρίζεται από επιλογή καθεστώτος πρόσβασης που καθορίζεται από τα κράτη μέλη και μπορεί να είναι ρυθμιζόμενο TPA, διαπραγματευόμενο ή υβριδικό, ενώ η ελάχιστη αποθήκευση αφορά σχετικά μικρές «μη απαραίτητες» εγκαταστάσεις χωρίς υποχρεωτικό καθεστώς πρόσβασης τρίτων.
- **Εξαιρούμενη αποθήκευση:** πρόκειται για την αποθήκευση παραγωγής και την αποθήκευση TSO (transmissionstorageoptions). Η αποθήκευση παραγωγής αφορά το μέρος της αποθήκευσης το οποίο είναι τεχνικά απαραίτητο για την παραγωγή φυσικού αερίου. Σε αυτό το είδος δεν υπάρχει καθεστώς πρόσβασης τρίτων καθώς όλο το μέρος διατηρείται για τον παραγωγό. Όσον αφορά το είδος αποθήκευσης TSO αυτό αφορά μέρος της αποθήκευσης που απαιτείται από τον για την μεταφορά του αερίου, όπου κι σε αυτό το είδος δεν προβλέπεται καθεστώς πρόσβασης τρίτων.

Καθώς οετήσιος ρυθμός ανάπτυξης είναι περίπου ίσος με 1,8%, η ζήτηση φυσικού αερίου πρόκειται να υπερβεί τα 5.400 TWh μέχρι το έτος 2030. Με την υπόθεση της μη ύπαρξης σημαντικής διαρθρωτικής αλλαγήςστην προσφορά και τη ζήτηση ευελιξίας, η αιχμή της ζήτησης υπολογίζεται περίπου στα 1.500 TWh μόνο για εποχιακή ευελιξία, το οποίο ισοδυναμεί με κενό αποθήκευσης μεγαλύτερο των 7,2 Bcm όγκου αερίου εργασίας, ακόμη και αν όλη η προγραμματισμένη νέα χωρητικότητα απελευθερωθεί αποτελεσματικά έως το 2030.

Ωστόσο, ένα εμπόδιο στην ανάπτυξη νέας χωρητικότητας αποθήκευσης μπορεί να αποτελέσουν τυχόν αστοχίες στην αγορά, ως αποτέλεσμα της έλλειψης ανταγωνισμού. Η



εξασφάλιση ισότιμης και αμερόληπτης πρόσβασης στις υπάρχουσες εγκαταστάσεις αποθήκευσης είναι ζωτικής σημασίας για την ορθή λειτουργία της αγοράς και την ενίσχυση του ανταγωνισμού, τουλάχιστον έως ότου να εμφανιστεί νέα επαρκής ικανότητα σε άμεσο ανταγωνισμό με υπάρχουσες εγκαταστάσεις, έτσι ώστε η αγορά αποθήκευσης να είναι πλήρως ανταγωνιστική. Σε κράτη μέλη όπου υπάρχει μονοπωλιακή ιδιοκτησία αποθήκευσης, οι όροι πρόσβασης μπορούν να θεωρηθούν παράλογοι εάν το επίπεδο χρεώσεων δεν έχει σχέση με το κόστος ή εάν οι μη τιμολογιακοί όροι καθιστούν δύσκολη ή μη ελκυστική για τους νεοεισερχόμενους την πρόσβαση στις υπηρεσίες αποθήκευσης. Στα περισσότερα κράτη μέλη της ΕΕ, η ευκολότερη πρόσβαση ή καλύτερη χρήση του χώρου αποθήκευσης είναι εξαιρετικά σημαντική για την ανάπτυξη αποτελεσματικότερων και πιο ολοκληρωμένων αγορών. Η Γερμανία, η Γαλλία και η Ιταλία κατέχουν περισσότερο από το 70% της χωρητικότητας αποθήκευσης της ΕΕ.

### 1.7. Gas storage στη Γαλλία

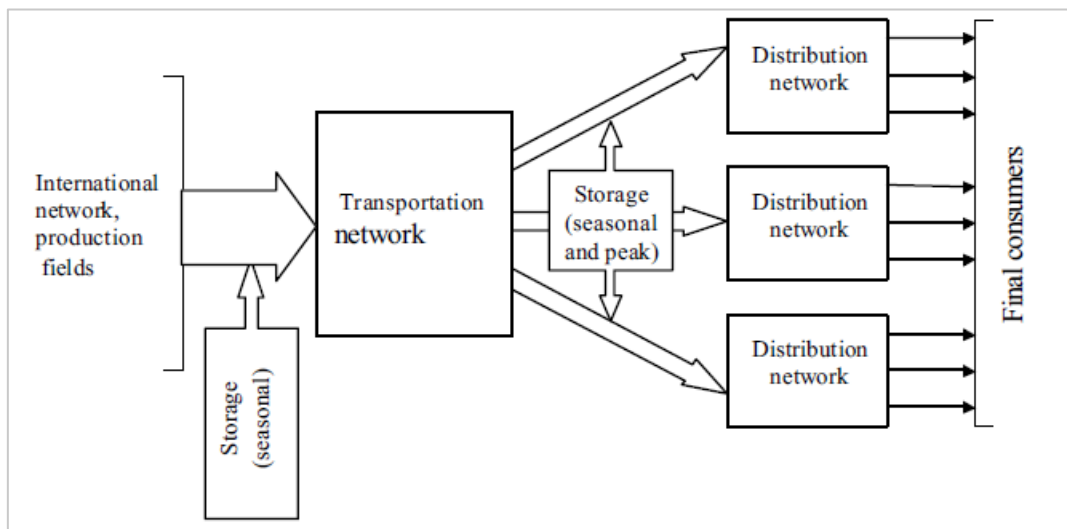
Στη Γαλλία, είναι συγκεκριμένοι οι καταναλωτές που επωφελούνται από το μεγαλύτερο μέρος της χωρητικότητας αποθήκευσης φυσικού αερίου που προορίζεται για εταιρείες. Οι φορείς αποθήκευσης είναι υποχρεωμένοι να κατανέμουν χωρητικότητα σε ορισμένους προμηθευτές, έτσι ώστε αυτοί να διαθέτουν επαρκή αποθέματα φυσικού αερίου για να ανταπεξέλθουν στις συμβατικές τους υποχρεώσεις. Αυτή η προσέγγιση καθιστά δύσκολη την ελεύθερη πρόσβαση στην αποθήκευση, δυσχεραίνοντας την ανάπτυξη σημαντικών σημάτων της αγοράς και περιορίζοντας την άρνηση κατανομής δυναμικότητας σε συμμετέχοντες στην αγορά χονδρικής πώλησης.

Στη Γαλλία, το 95% του φυσικού αερίου που καταναλώνεται εισάγεται και η θέρμανση είναι η κύρια έξοδος για το αέριο, ενώ η κύρια κατεστημένη εταιρεία, η Gaz de france (GDF), λειτουργεί 13 από τις 15 υπάρχουσες εγκαταστάσεις. Παρά την ισχύ της GDF στην αγορά, η γαλλική κυβέρνηση είναι απρόθυμη να σπάσει το ημι- μονοπώλιο της σε δεξαμενές, δηλαδή σκοπεύει επίσημα να επιτρέψει στους διαχειριστές αποθήκευσης να χρησιμοποιήσουν τις εγκαταστάσεις τους όπως θέλουν.

Το τιμολόγιο μεταφοράς στη Γαλλία είναι πολύ περιοριστικό και αποτελεί εμπόδιο εισόδου στην αγορά, διότι οι προμηθευτές υποχρεούνται να αναφέρουν την ακριβή θέση των σημείων έγχυσης και παράδοσης, τις μέγιστες ωριαίες και ημερήσιες ροές (δεσμευμένες ικανότητες) και τις μηνιαίες ποσότητες αερίου προς μεταφορά - που έχουν προβλέψει - κατά τη διάρκεια της σύμβασης. Σε περίπτωση που δεν τηρούν τις δεσμεύσεις τους, οι φορείς εκμετάλλευσης υποχρεούνται να πληρώσουν βαριές κυρώσεις. Επομένως, καθώς είναι πολύ δύσκολο να προβλεφθεί με ακρίβεια η μελλοντική ζήτηση, οι προμηθευτές χρειάζονται ευελιξία προς τα κάτω (κατάνη) για να αντιμετωπίσουν τις διακυμάνσεις της κατανάλωσης χωρίς υπερβολική

τιμή στη μετάβαση. Η GDF αντιμετώπισε αυτήν την ανάγκη στο δίκτυο της CFM<sup>1</sup> όπου δεν έχει χωρητικότητα αποθήκευσης. Οι κυρώσεις είναι τόσο σημαντικές που το GDF χάνει χρήματα για την προμήθεια φυσικού αερίου σε επιλέξιμους βιομηχανικούς καταναλωτές. Αυτό το παράδειγμα αποδεικνύει ότι οι νεοεισερχόμενοι στη γαλλική αγορά χρειάζονται υπηρεσίες εξισορρόπησης για να είναι σε θέση να πουλήσουν αέριο με ανταγωνιστικό τρόπο. Κατά συνέπεια, η ρύθμιση της αποθήκευσης αποτελεί βασική προϋπόθεση για την ύπαρξη αποτελεσματικού ανταγωνισμού στη Γαλλία. Όσον αφορά τους διαθέσιμους όγκους, ο κανονισμός δίνει τη δυνατότητα στους προμηθευτές να καλύψουν το χάσμα μεταξύ της δεσμευμένης ικανότητας μεταφοράς (δηλαδή των ωριαίων και ημερήσιων ροών) και της στιγμιαίας ζήτησης, όπως φαίνεται στην (Benoit, 2003).

Γενικότερα, η Γαλλία πρέπει να αντιμετωπίσει την ελευθέρωση της αγοράς και να αποκολλήσει τους Γάλλους από την έννοια της δημόσιας υπηρεσίας, η οποία βασίζεται στην ασφάλεια του εφοδιασμού και την ισότητα μεταξύ των καταναλωτών. Για αυτόν τον λόγο το GDF θα εξακολουθεί να έχει μια δεσμευμένη αγορά στα οικιακά - τριτογενή τμήματα, τα οποία χρειάζονται σημαντικά ποσοστά χωρητικότητας στην αποθήκευση. Αυτό εξηγεί τον λόγο που η γαλλική κυβέρνηση ήταν τόσο απρόθυμη να μεταγράψει την οδηγία στην εθνική νομοθεσία (Benoit, 2003).



Εικόνα 9: Η θέση των εγκαταστάσεων αποθήκευσης στην αλυσίδα αερίου.

<sup>1</sup> Αυτό το δίκτυο βρίσκεται στα νοτιοδυτικά της Γαλλίας και λειτουργεί από την CFM, μια εταιρεία των οποίων η GDF και η TotalFinaElf είναι οι κύριες μέτοχοι.

Storage capacities of member States of the European Union, end 1998

Country	Number of facilities	Working gas (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Number of operators	Working gas/demand <sup>a</sup> (%)	Dependence on imports (%)
Austria	5	3.00	2	40	76
Belgium	2	0.65	1	4	100
Denmark	2	0.77	1	16	0
France	15	10.50	2	27	95
Germany	38	12.54	15	13	89
Italy	8	15.10	1	26	73
Netherlands	3	5.00	1	10	0
Spain	2	1.27	1	13	100
UK	2	3.00	1	3	0

Εικόνα 10: Χωρητικότητα αποθήκευσης των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τέλος 1998.

## 1.8. Gas storage στη Γερμανία

Στη Γερμανία οι όροι και οι προϋποθέσεις για την πρόσβαση στην αποθήκευση φυσικού αερίου, προσφέρονται από διάφορους SSO όπως οι BEB, EON Gas Storage, RWE, Wingas, EWE και άλλοι. Ωστόσο, η χρήση του χώρου αποθήκευσης στο εμπόριο είναι δύσκολη για πολλούς παίκτες, λόγω δυσκολιών πρόσβασης σε υπηρεσίες αποθήκευσης. Η ταχεία ανάπτυξη του εμπορίου που ασχολείται με το φυσικό αέριο, τόσο στο σύστημα GUD όσο και στο NCG, μπορεί να ενισχύσει τη χρήση της αποθήκευσης ως εργαλείο διαπραγμάτευσης και να οδηγήσει σε περαιτέρω αύξηση της ζήτησής της. Στην γερμανική αγορά φυσικού αερίου η πρόσβαση στην χωρητικότητα αποθήκευσης δεν ρυθμίζεται, αλλά απαιτούνται μόνο διμερείς συμφωνίες, με «εύλογους» όρους.

Η Γερμανία εισάγει μεγάλες ποσότητες φυσικού αερίου και θεωρείται ένας από τους μεγαλύτερους πελάτες της εν λόγω αγοράς. Σύμφωνα με έρευνα του BP Statistic Review of World Energy που διεξήχθη το έτος 2019, παρατηρήθηκε ότι είναι ο μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας στην Ευρώπη και ο 7<sup>ος</sup> μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας παγκοσμίως. Ήταν επίσης η πέμπτη μεγαλύτερη οικονομία στον κόσμο, λαμβάνοντας υπόψη το ακαθάριστο εγχώριο προϊόν (ΑΕΠ), με ισοτιμίες αγοραστικής δύναμης μετά την Κίνα, τις Ηνωμένες Πολιτείες, την Ινδία και την Ιαπωνία το 2019. Το 2019, οι εισαγωγές ενέργειας στη Γερμανία αντιπροσώπευαν το 71% του γερμανικού ενεργειακού εφοδιασμού (εία, 2021), ενώ το 2018 οι εισαγωγές φυσικού αερίου αντιπροσώπευαν περίπου το 97% της συνολικής προσφοράς φυσικού αερίου. Εκτός από την εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου που αγγίζει το 12%, το υπόλοιπο φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται στη χώρα εισάγεται κυρίως από τέσσερις χώρες: τη Νορβηγία (12%), την Ολλανδία (45%), τη Ρωσία (34%) και το Ηνωμένο Βασίλειο / η Δανία (23%). Ωστόσο, οι εισαγωγές φυσικού αερίου από την Ολλανδία παρουσιάζουν σημαντική μείωση επειδή το Γκρόνινγκεν αναμένεται να τερματίσει την παραγωγή φυσικού αερίου το 2022 ως αποτέλεσμα ανησυχιών σχετικά με τους σεισμούς που προκλήθηκαν από τη γεώτρηση παραγωγής.

Ο ρόλος της αποθήκευσης φυσικού αερίου για τη Γερμανία είναι σημαντικός ουσιαστικά για την εξισορρόπηση (εποχιακή και βραχυπρόθεσμη) της ζήτησης καθώς και την εξασφάλιση του εφοδιασμού σε περιόδους προμήθειας. Η γεωγραφική θέση της Γερμανίας στη βορειοδυτική Ευρώπη με συνδέσεις με τους κύριους αγωγούς διαμετακόμισης και οι κοντινές εμπορικές περιοχές ευνοούν τη χρήση εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου στη χώρα, ώστε να ωφεληθεί από τις βραχυπρόθεσμες δυνατότητες εξισορροπητικής κερδοσκοπίας. Η Γερμανία δεν διαθέτει τερματικούς σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), αλλά διαθέτει καλό δίκτυο διασύνδεσης με την υπόλοιπη Ευρώπη μέσω αγωγών φυσικού αερίου. Ένα μεγάλο μέρος του φυσικού αερίου στη Γερμανία εισάγεται από τη Ρωσία μέσω του αγωγού Nord Stream και του αγωγού Yamal-Europe καθώς και από τη Νορβηγία μέσω των αγωγών Norpipe και Europipe I και II. Επιπροσθέτως, εμπορεύεται φυσικό αέριο μέσω αγωγού με τσιγγίτονες χώρες της (Δανία, Ολλανδία, Βέλγιο, Λουξεμβούργο, Γαλλία, Ελβετία, Αυστρία, Τσεχική Δημοκρατία και Πολωνία) (eia, 2021).

Η χωρητικότητα φυσικού αερίου εργασίας που έχει στην κατοχή της η Γερμανία φτάνει περίπου στα 123 bcm (billioncubicmeters) και ως εκ τούτου την καθιστά μια σημαντική χώρα στον τομέα της αποθήκευσης στην Ευρώπη. Η μεγαλύτερη ευρωπαϊκή υποδομή αποθήκευσης φυσικού αερίου Epe βρίσκεται στο δυτικό τμήμα της χώρας, η οποία συντονίζεται από 3 εταιρείες. Στην Epe το αέριο αποθηκεύεται σε σπήλαια άλατος, τα οποία αρχικά χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή αλατιού και αργότερα τροποποιήθηκαν ώστε να γίνουν κατάλληλα για την αποθήκευση φυσικού αερίου. Η εγκατάστασή τους συνδέεται με το ολλανδικό σύστημα μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης που λειτουργεί από την Gas Transport Servcies BV (GTS) και με το γερμανικό δίκτυο μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης που λειτουργεί από την Open Grid Europe GmbH (VATTENFALL, 2021). Το 8% της συνολικής χωρητικότητας φυσικού αερίου εργασίας (WGC) βρίσκεται σε υδροφόρους ορίζοντες οι οποίοι είναι καλά γεωγραφικά διασκορπισμένοι στη χώρα. Τα σπήλαια παρέχουν το 35% του συνολικού WGC και βρίσκονται κυρίως στα βορειοδυτικά, ανατολικά και κεντρικά (στη διασταύρωση των αγωγών MIDAL και STEGAL) της Γερμανίας. Το κύριο μερίδιο του WGC (57%) παρέχεται σε πετρελαιοκηλίδες εξαντλημένου πετρελαίου και φυσικού αερίου (DGF, DOF). Τα κέντρα αυτών των χώρων αποθήκευσης είναι κυρίως στο Νότο, ενώ εξαπλώνονται στη Βορειοδυτική Γερμανία. Επιπλέον, μερικά βρίσκονται στην κεντρική Γερμανία και στη νοτιοδυτική Γερμανία.

Η κατασκευή του Nord Stream 2 - ενός αγωγού φυσικού αερίου 745 μιλίων που ανήκει στην Gazprom και έχει σχεδιαστεί για την άντληση ρωσικού φυσικού αερίου απευθείας στη Γερμανία, παρακάμπτοντας την Ουκρανία και την Πολωνία - έχει καθυστερήσει επανειλημμένα. Αναφέροντας ανησυχίες για αυξημένη ευρωπαϊκή εξάρτηση από τη ρωσική ενέργεια και έλλειψη διαφοροποίησης του εφοδιασμού με φυσικό αέριο, αρκετές χώρες της

Σκανδιναβικής και Ανατολικής Ευρώπης προσπάθησαν να αποτρέψουν την κατασκευή του αγωγού. Η επέκταση των υφιστάμενων αντιμονοπωλιακών νόμων της ΕΕ σε υπεράκτιους αγωγούς που βρίσκονται στα χωρικά ύδατα των χωρών της ΕΕ το 2017 επέτρεψε στη Δανία να αρνηθεί την έγκρισή της για ένα τμήμα 91 μιλίων της νοτιοανατολικής διαδρομής του Nord Stream 2. Ωστόσο, μετά τη διαδικασία διαιτησίας που κίνησε η Gazprom, η Δανία χορήγησε άδεια για το έργο τον Οκτώβριο του 2019. Από την άλλη πλευρά οι Ηνωμένες Πολιτείες, τον Δεκέμβριο του 2019, επέβαλαν κυρώσεις σε εταιρείες που πώλησαν, μισθώνουν ή παρείχαν υποθαλάσσια σκάφη τοποθέτησης σωλήνων για την κατασκευή του Nord Stream 2 (eia, 2021). Οι ευρωπαϊκές χώρες έχουν θεωρήσει τις κυρώσεις ως παρέμβαση των ΗΠΑ στην εσωτερική λήψη αποφάσεων σχετικά με την ενεργειακή ασφάλεια.

Η συνολική χωρητικότητα των υδροφορέων στη Γερμανία είναι 2,796 εκατ. m<sup>3</sup>. Η συνολική χωρητικότητα φυσικού αερίου εργασίας είναι 1,448 εκατ. m<sup>3</sup> και έτσι περίπου το ήμισυ της συνολικής χωρητικότητας. Οι μικρότερες υποδομές αποθήκευσης φυσικού αερίου εργασίας στη Γερμανία είναι οι υδροφόροι ορίζοντες. Ο μέσος ρυθμός έγχυσης Q<sub>max</sub> κυμαίνεται στα 169.000 m<sup>3</sup> / h, ενώ ο χαμηλότερος στα 45.000 m<sup>3</sup> / h και ο υψηλότερος 400.000 m<sup>3</sup> / h. Ο μεγαλύτερος υδροφόρος ορίζοντας βρίσκεται κοντά στο Βερολίνο. Έχει 780 εκατομμύρια m<sup>3</sup> λειτουργικό δυναμικό φυσικού αερίου και ανήκει στην Berliner Gaswerke AG, μια εταιρεία διανομής που ανήκει από κοινού στην Gaz de France International S.A.S., την Vattenfall Europe AG και την Thuga AG. Η Verbundnetz Gas AG διαθέτει έναν άλλο υδροφόρο στην περιοχή αυτή (175 εκατ. M<sup>3</sup>) που επιτρέπει στην εταιρεία να αποθηκεύει μέρος του εισαγόμενου φυσικού αερίου από τη Ρωσία. Στο δυτικό τμήμα της Γερμανίας, κοντά στα ολλανδικά σύνορα, η RWE Netzservice GmbH λειτουργεί ένα μέρος που κατέχει 215 εκατομμύρια. χωρητικότητα αερίου m<sup>3</sup>. Οι E.on Ruhrgas AG, Saar Ferngas AG και Gasversorgung Suddeutschland κατέχουν έναν υδροφόρο κοντά στον ποταμό Ρήνο, όπου οι πλεονεκτικές γεωλογικές συνθήκες επιτρέπουν την αποθήκευση περίπου 262 εκατομμυρίων. συνολική χωρητικότητα αερίου m<sup>3</sup>. Οι υδροφορείς στη Νοτιοδυτική Γερμανία κοντά στις πόλεις Φρανκφούρτη / Μάιν, Μάνχαϊμ και Χαϊδελβέργη βρίσκονται κοντά στη διασταύρωση αγωγών MIDAL και SUDAL (Neumann & Zachmann, 2008).



Εικόνα 11: Χωρητικότητα αποθήκευσης των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τέλος 1998.

Η αποθήκευση φυσικού αερίου σε σπήλαια (αλάτι) είναι η πιο ευέλικτη και επιτρέπει μεγάλες ποσότητες και ρυθμούς έγχυσης και εκχύλισης λόγω της αυξημένης συχνότητας. Η αποθήκευση σε σπήλαια απαιτεί λιγότερο αέριο βάσης, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο το ποσοστό της χωρητικότητας αερίου εργασίας. Η συνολική χωρητικότητα φυσικού αερίου στη Γερμανία ανέρχεται σε 6,700 εκατομμύρια.  $m^3$ . Η συνολική χωρητικότητα είναι 9.062 Μίο  $m^3$ . Ο μέσος ρυθμός εξαγωγής  $Q_{max}$  είναι  $570.500 m^3 / h$ , ο χαμηλότερος είναι  $100.000 m^3 / h$  και ο υψηλότερος  $2.450.000 m^3 / h$ . Η δομή ιδιοκτησίας των χώρων αποθήκευσης σπηλαίων είναι διαφοροποιημένη από ό, τι για τους υδροφορείς ή το DGF. Ωστόσο, παραμένει η κυρίαρχη θέση των παραγόντων της αγοράς, όπως η E.on Ruhrgas AG (2,385 εκατ.  $M3$  WGC), η Verbundnetz Gas AG (1,441 εκατ.  $M3$  WGC) και η EWE AG (1,27 εκατ.  $M3$  WGC).

Οι γερμανικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου διοικούνται και διαχειρίζονται από 22 φορείς αποθήκευσης. Οι Wintershall (4.200 εκατ.  $M3$ ), E.on Ruhrgas (3.925 εκατ.  $M3$ ), BEB (2,477 εκατ.  $M3$ ), Verbundnetz (2,223 εκατ.  $M3$ ) και RWE DEA (1,900 εκατ.  $M3$ ) λειτουργούν περίπου τα τρία τέταρτα του συνολικού WGC. Η εξέταση διαφορετικών τύπων εγκαταστάσεων αποθήκευσης δείχνει μια πιο διαφοροποιημένη εικόνα. Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης σπηλαίων ανήκουν σε εταιρείες εισαγωγής φυσικού αερίου (E.on Ruhrgas AG και Verbundnetz Gas AG), περιφερειακές εταιρείες μεταφοράς (EWE AG, Essent Energie Gasspeicher GmbH) και εταιρείες διανομής (Stadtwerke Kiel AG, Kavernenspeicher Stassfurt



GmbH, GHG Gasspeicher Hannover GmbH ). Ωστόσο, οι περιφερειακές εταιρείες διανομής ανήκουν σε παράγοντες της αγοράς, όπως η E.on Ruhrgas AG, η RWE Energy AG και η Thyssengas. Στην ουσία, η γερμανική αγορά εγκαταστάσεων αποθήκευσης φυσικού αερίου κυριαρχείται από τους συμμετέχοντες στην αγορά - κατεστημένους από τον παλιό κόσμο.

Ο γερμανικός ενεργειακός νόμος (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) μεταφέρει τη δεύτερη οδηγία 2003/55 / ΕΚ για το φυσικό αέριο στο εθνικό δίκαιο. Στόχος είναι να παρέχει μια ασφαλή, σε λογική τιμή και φιλική προς το περιβάλλον παροχή ενέργειας (1 EnWG). 28 Η EnWG απαιτεί πρόσβαση σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης στην περιοχή παροχής φυσικού αερίου με περιορισμένο δίκτυο. Οι διαχειριστές συστημάτων αποθήκευσης πρέπει να παρέχουν σε άλλες εταιρείες κατάλληλη και χωρίς διακρίσεις πρόσβαση και υποστηρικτικές υπηρεσίες, εάν αυτή η πρόσβαση είναι τεχνικά και οικονομικά απαραίτητη για μια αποτελεσματική πρόσβαση στο δίκτυο που σχετίζεται με την προμήθεια των πελατών (28 (1) EnWG). Εντούτοις, οι διαχειριστές των συστημάτων αποθήκευσης μπορούν να αρνηθούν την πρόσβαση εάν αποδείξουν ότι δεν είναι δυνατή για λειτουργικούς ή άλλους λόγους. Πληροφορίες για τους όρους πρόσβασης, την τοποθεσία της εγκατάστασης αποθήκευσης και τη διαθέσιμη χωρητικότητα πρέπει να διατίθενται για τα ενδιαφερόμενα μέρη. Σε ένα συνοδευτικό διάταγμα, το Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) δηλώνει ότι κάθε ενδιαφερόμενο μέρος για τη χρήση του συστήματος διανομής θα έχει πρόσβαση στο δίκτυο και πρέπει να υποβληθεί συμφωνία με τον ένα φορέα εκμετάλλευσης δικτύου του οποίου το σύστημα διανομής θα χρησιμοποιηθεί για είσοδο γραμμής ή έξοδο γραμμής ( 3 (1) GasNZV). 15 Το GasNZV καθορίζει τις αιτήσεις χωρητικότητας αποθήκευσης και τις κρατήσεις. Ο χειριστής δικτύου πρέπει να δημοσιεύσει έναν χάρτη που να καλύπτει ολόκληρο το σύστημα διανομής, συμπεριλαμβανομένων όλων των θέσεων των εγκαταστάσεων αποθήκευσης (22 (1) GasNZV) (Neumann & Zachmann, 2008).

### 1.9. Gas storage στην Ιταλία

Στην Ιταλία, η ικανότητα αποθήκευσης φυσικού αερίου είναι σε μεγάλο βαθμό δεσμευμένη από τους κατεστημένους προμηθευτές φυσικού αερίου και δεν είναι σαφές εάν αυτό χρησιμοποιείται πλήρως. Ωστόσο, δεν υπάρχει πρόσθετη χωρητικότητα αποθήκευσης στη δευτερογενή αγορά. Από την άλλη, οι χρήστες είναι υποχρεωμένοι να διατηρούν ένα ελάχιστο απόθεμα στη μονάδα αποθήκευσης στο τέλος κάθε μήνα κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Ωστόσο, αυτή η τεχνική δεν αποτελεί αποτελεσματική λύση για την ασφάλεια του εφοδιασμού, διότι αποστειρώνει μια μεγάλη ποσότητα αερίου αποθήκευσης κατά τους χειμερινούς μήνες, επιδεινώνοντας τη θέση χωρητικότητας αποθήκευσης.

Η ζήτηση φυσικού αερίου στην Ιταλία το 2016 ήταν ίση με 70,9 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (bcm). Η προμήθεια φυσικού αερίου στην Ιταλία το 2016 ανήλθε σε 70,9 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα, το οποίο αντιστοιχεί σε αύξηση περίπου 3,4 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (+

5,0%) σε σύγκριση με το 2015. Η ανάπτυξη επικεντρώνεται στον θερμοηλεκτρικό τομέα, με ανάπτυξη περίπου 2,7 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων, και στον βιομηχανικό τομέα, με αύξηση 0,6 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων, αντίστοιχα. Οι εισαγωγές φυσικού αερίου το 2016 ανήλθαν σε 65,1 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα, που αντιπροσωπεύει περίπου το 92% του συνόλου και με αύξηση των απαιτήσεων εισαγωγής από το προηγούμενο έτος κατά 7%, ίση με 4,2 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα σε απόλυτη τιμή. Η αύξηση των εισαγωγών συνέβαλε στην αντιστάθμιση της μείωσης της εγχώριας παραγωγής, η οποία το 2016 κατέγραψε συνολικό όγκο 5,6 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων με μείωση 13%, περίπου 0,9 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα σε απόλυτη τιμή (Snam Rete Gas, 2017).

B SCM @ 10.6 KWH/SCM	2014	2015	2016	ABS. VAR. 2016 VS 2015	VAR% 2016 VS 2015
IMPORT	55,36	60,82	65,06	4,24	7,0%
NATIONAL PRODUCTION (*)	6,89	6,43	5,57	-0,86	-13,4%
DELTA STORAGE (**)	-0,86	-0,31	-0,20	0,11	-35,5%
<b>TOTAL AVAILABILITY OF NATURAL GAS</b>	<b>61,42</b>	<b>66,94</b>	<b>70,43</b>	<b>3,49</b>	<b>5,2%</b>
EXPORT (***)	-0,28	-0,27	-0,26	0,01	-3,7%
GAS INJECTED INTO THE REGIONAL NETWORK OF OTHER OPERATORS	0,05	0,05	0,04	-0,01	-20,0%
OTHER (****)	0,73	0,80	0,68	-0,12	-15,0%
<b>GROSS AVAILABILITY</b>	<b>61,91</b>	<b>67,52</b>	<b>70,88</b>	<b>3,36</b>	<b>5,0%</b>

Εικόνα 12: Προμήθεια φυσικού αερίου στην Ιταλία (Snam Rete Gas, 2017)..

(\*) Δεν περιλαμβάνεται η αυτοκατανάλωση φρεατίων αερίου

(\*\*) Απόσυρση δέλτα (+) και έγχυση, συμπεριλαμβανομένης της ακαθάριστης κατανάλωσης για απόσυρση / έγχυση

(\*\*\*) Περιλαμβάνει διαμετακόμιση και εξαγωγές προς τη Δημοκρατία του Αγίου Μαρίνου

(\*\*\*\*) Περιλαμβάνει την κατανάλωση τερματικών ΥΦΑ, τις καταναλώσεις σταθμών συμπιεστή αποθήκευσης και τον σταθμό επεξεργασίας παραγωγής

Προβλέπεται σταδιακή αύξηση περίπου 0,9% ετησίως για την ιταλική ζήτηση φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια της δεκαετίας 2016 - 2035, με πιο σταθερό ρυθμό ανάπτυξης την πρώτη δεκαετία (1,1%). Η αύξηση της ζήτησης υποστηρίζεται από την πρόβλεψη ανάκαμψης του μακροοικονομικού πλαισίου και της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και με τη δυνατότητα ενεργοποίησης περαιτέρω μορφών υποστήριξης της ζήτησης, όπως το βιομεθάνιο και η προοδευτική αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου στις δραστηριότητες μεταφορών. Αναλύοντας σε βάθος την τομεακή τάση της ζήτησης φυσικού αερίου, η κατανάλωση στον αστικό και βιομηχανικό τομέα αναμένεται να μειωθεί (περίπου -1%) ενώ αύξηση αναμένεται για τις θερμοηλεκτρικές καταναλώσεις (+ 1,5%) λόγω της αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής



ενέργειας και τη μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο και άνθρακας), καθώς και για τον τομέα των μεταφορών (+ 14%) λόγω της αύξησης των οχημάτων φυσικού αερίου και της χρήσης ΥΦΑ στις βαριές και θαλάσσιες μεταφορές (Snam Rete Gas, 2017).

B SCM @ 10.6 KWH/SCM	2016	2020	2026	2030	2035	VAR. % AVERAGE ANNUAL CHANGE 2016-2026	VAR. % AVERAGE ANNUAL CHANGE 2016-2035
RESIDENTIAL AND COMMERCIAL	28,9	28,2	27,2	25,9	23,8	-0,6%	-1,0%
POWER GENERATION	23,3	23,2	28,2	31,5	31,2	1,9%	1,5%
INDUSTRY	14,6	14,1	13,1	12,4	11,6	-1,1%	-1,2%
OTHER (*)	2,1	3,6	8,3	11,4	14,3	14,9%	10,8%
CONSUMPTION AND LOSSES	2,0	2,1	2,5	2,7	2,6	2,1%	1,5%
<b>TOTAL DEMAND</b>	<b>70,9</b>	<b>71,3</b>	<b>79,2</b>	<b>83,8</b>	<b>83,5</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,9%</b>

Εικόνα 13: Ετήσια ζήτηση για κάθε τομέα της αγοράς στην Ιταλία (Snam Rete Gas, 2017).

(\*) Συμπεριλαμβάνονται οι καταναλώσεις για τη γεωργία και την αλιεία, τη χημική σύνθεση, την αυτοκινητοβιομηχανία και τις δεξαμενές.

Οι εισαγωγές φυσικού αερίου θα συνεχίσουν να αποτελούν την κύρια πηγή ικανοποίησης της ζήτησης φυσικού αερίου και θα μπορούν να αυξάνονται πιο αποτελεσματικά χάρη στην ανάπτυξη του ρόλου διαμετακόμισης που διαδραματίζει το ιταλικό σύστημα φυσικού αερίου, υποστηριζόμενο από τα αναπτυξιακά σχέδια εισαγωγής και εξαγωγής του Ιταλικού δικτύου.

Σύμφωνα με την έρευνα που δημοσιεύθηκε από την ιταλική εταιρεία ενεργειακών υποδομών (Snam Rete Gas, 2017) η προγραμματισμένη ανάπτυξη των δυνατοτήτων μεταφοράς για τη δεκαετή περίοδο επιτρέπει την κάλυψη τόσο της προβλεπόμενης ζήτησης στην Ιταλία όσο και των εξαγωγών. Συγκεκριμένα, στην εν λόγω έκθεση προβλεπόταν η έναρξη των εξαγωγών προς τα βόρεια από το 2019 και η αύξηση του όγκου των εξαγωγών έως και 5 δισεκατομμύρια m<sup>3</sup> έως το 2023.

Από τις 31 Δεκεμβρίου 2016, το εθνικό δίκτυο μεταφοράς Snam Rete Gas αποτελούνταν από 9.590 km αγωγό, ενώ το περιφερειακό δίκτυο μεταφοράς από 22.926 km.

DATA EXPRESSED IN KM	2014	2015	2016	VAR. ASS. 2016 VS 2015	VAR. % 2016 VS 2015
NATIONAL GRID	9.559	9.630	9.590	-40	-0,4%
REGIONAL GRID	22.780	22.904	22.918	14	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>32.339</b>	<b>32.534</b>	<b>32.508</b>	<b>-26</b>	<b>-0,1%</b>

Εικόνα 14: Μήκος δικτύου μεταφορών SNAM RETE GAS (Snam Rete Gas, 2017).

Το δίκτυο αερίου περιλαμβάνει 11 σταθμούς συμπιεστών, με ισχύ 922 MW από τις 31 Δεκεμβρίου 2016. Το σύστημα μετάδοσης περιλαμβάνει τα εξής χαρακτηριστικά (Snam Rete Gas, 2017):

- δυνατότητα προμήθειας περισσότερων από 7.000 σημείων παράδοσης, παρέχοντας αέριο σε δίκτυα διανομής πόλεων, σε βιομηχανικούς καταναλωτές και σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με αέριο,
- διαθέτει τουλάχιστον 20 σημεία διασύνδεσης με εθνικά και περιφερειακά δίκτυα μεταφοράς άλλων μεταφορικών εταιρειών που λειτουργούν στην ιταλική επικράτεια,
- συνδέεται με περίπου 50 σημεία εισόδου για τις εθνικές εγκαταστάσεις παραγωγής,
- διασύνδεση με πολλές εγκαταστάσεις αποθήκευσης (Snam Rete Gas, 2017).

Από το τέλος του 2015, η ικανότητα αποθήκευσης στην Ιταλία άγγιξε περίπου τα 16 δισεκατομμύρια m<sup>3</sup>. Σε αυτήτην χωρητικότητα συμπεριλαμβάνονται 4,6 δισεκατομμύρια m<sup>3</sup> στρατηγικού αποθεματικού, τα οποία καθορίζονται από το MiSE (Υπουργείο Οικονομικής Ανάπτυξης) για την αντιμετώπιση πιθανών καταστάσεων έκτακτης ανάγκης φυσικού αερίου.

Επιπροσθέτως, τρία τερματικά ΥΦΑ συνδέονται με το εθνικό δίκτυο της Ιταλίας:

- Panigaglia, χωρητικότητας 3,5 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος,
- τερματικός σταθμός ΥΦΑ της Αδριατικής στο Ronigo, με χωρητικότητα 8 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος,
- υπεράκτιος τερματικός σταθμός OLT στο Λιβόρνο, με χωρητικότητα 3,75 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος.

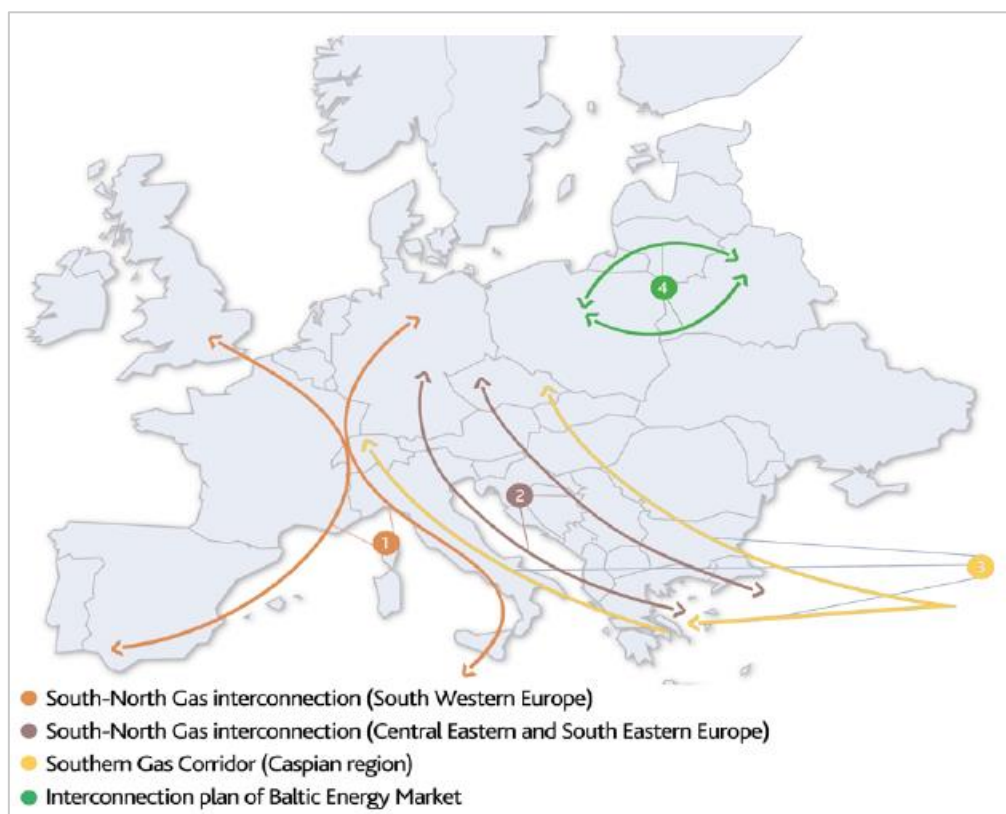
Το MiSE έχει ήδη εγκρίνει την υλοποίηση τριών νέων τερματικών ΥΦΑ:

FalconaraMarittima (αναπτύχθηκε από την ApiNòvaEnergia, με χωρητικότητα 4 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος), GioiaTauro (αναπτύχθηκε από τον τερματικό σταθμό ΥΦΑ MedGas, χωρητικότητας 12 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος) και PortoEmpedocle (το οποίο έχει επίσης εγκριθεί της Regione Sicilia, που αναπτύχθηκε από την NuoveEnergie, χωρητικότητας 8 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων / έτος).

Ο κανονισμός 2013/347 / ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές. Ο κανονισμός αναφέρει τέσσερις διαδρόμους αερίου προτεραιότητας:

- Διασύνδεση φυσικού αερίου Νότου - Βορρά ("NSI West Gas"),

- Διασύνδεση φυσικού αερίου Νότου - Βορρά για την Κεντρική Ανατολική και τη Νοτιοανατολική Ευρώπη («NSI East Gas»),
- Νότιος διάδρομος αερίου ("SGC"),
- Σχέδιο διασύνδεσης της αγοράς ενέργειας της Βαλτικής («BEMIP Gas»).

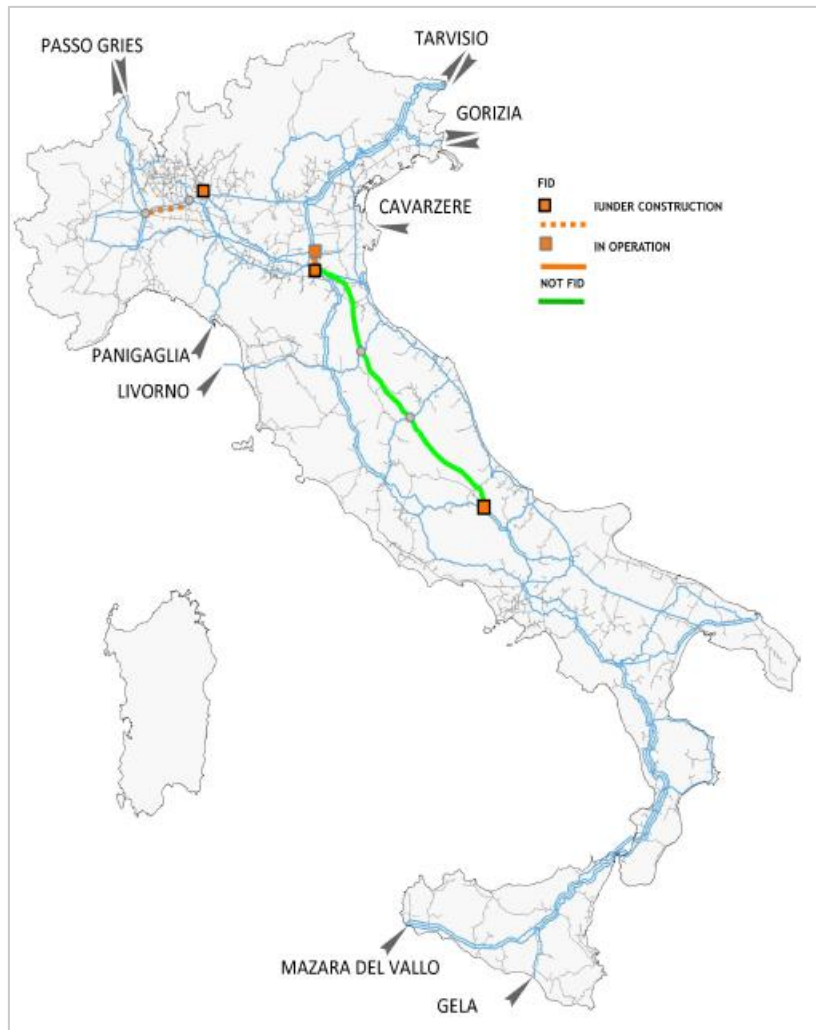


Εικόνα 15: ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΥΠΟΔΟΜΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ (Snam Rete Gas, 2017).

Ο κανονισμός 2013/347 / ΕΕ καθιέρωσε τη δημιουργία ομάδας περιφερειακής συνεργασίας για καθέναν από τους διαδρόμους. Η Ιταλία ανήκει σε τρεις περιφερειακές ομάδες (NSI West Gas, NSI East Gas και SGC). Ορισμένα έργα προτεραιότητας διασυνοριακού χαρακτήρα δηλώνονται ως «Έργα κοινού ενδιαφέροντος» («PCI») και επωφελούνται από ταχύτερες διαδικασίες αδειοδότησης, βελτιωμένο κανονιστικό πλαίσιο που επιτρέπει και υποχρεώνει τη διασυνοριακή ανάκτηση εσόδων και διευκολύνει την πρόσβαση στην ευρωπαϊκή χρηματοδότηση.

Οι PCI που αφορούν την Ιταλία περιλαμβάνουν έργα αμφίδρομης διασυνοριακής ροής μεταξύ Ιταλίας και Ελβετίας (στο σημείο διασύνδεσης Passo Gries) και του αγωγού Adriatica. Όλα τα PCI παρουσιάζονται στο δεκαετές Ευρωπαϊκό Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύων του ENTSOG, το οποίο αποτελεί αναφορά για τα εθνικά σχέδια ανάπτυξης δικτύων φυσικού αερίου.

Η Snam Rete Gas έχει εκπονήσει ένα σχέδιο ανάπτυξης δικτύου μεταφοράς σύμφωνα με τις υποδομές μεταφορών που θα κατασκευαστούν ή θα βελτιωθούν τα επόμενα δέκα χρόνια, σύμφωνα με την αναμενόμενη ανάπτυξη της αγοράς και το οποίο πληροί τις απαιτήσεις ασφάλειας εφοδιασμού, ολοκλήρωσης της ευρωπαϊκής αγοράς και ανάπτυξη προμηθειών φυσικού αερίου στην Ιταλία (Snam Rete Gas, 2017). Στα πιο σημαντικά έργα του σχεδίου συγκαταλέγεται η υλοποίηση του έργου «Υποστήριξη της βορειοδυτικής αγοράς και αμφίδρομες διασυνοριακές ροές» και η δημιουργία του νέου Linea Adriatica («αγωγός Adriatica»). Το πρώτο στοχεύει κυρίως στην ευελιξία και την ασφάλεια του εφοδιασμού στην αγορά του βορειοδυτικού τμήματος της χώρας και στη δημιουργία αυξημένης ικανότητας εξαγωγών στα σημεία διασύνδεσης των Tarvisio και Passo Gries. Το δεύτερο έργο είναι λειτουργικό για την αύξηση της ικανότητας εισαγωγής από τη Νότια Ιταλία. Με ιδιαίτερο σεβασμό στο πρώτο έργο, οι κατασκευαστικές δραστηριότητες έχουν ήδη ξεκινήσει από το 2016 για την ενίσχυση των μεταφορών στην κοιλάδα Po, γεγονός που καθιστά δυνατή τη διαχείριση των ροών αερίου στα βορειοδυτικά της χώρας. Το σχέδιο περιλαμβάνει επίσης έργα ανάπτυξης δικτύου μεταφορών, που στοχεύουν στην αναβάθμιση του δικτύου στο Νότο και στους βορειοανατολικούς διαδρόμους, τα οποία βρίσκονται ακόμη υπό διερεύνηση. Τα έργα είναι λειτουργικά για πιθανές νέες πηγές εφοδιασμού από το εξωτερικό μέσω αγωγών και τερματικών ΥΦΑ. Η έναρξη των φάσεων κατασκευής των έργων για νέα χωρητικότητα στα σημεία εισόδου εξαρτάται από τις συμβατικές δεσμεύσεις για τη χρήση μεταφορικής ικανότητας, σύμφωνα με τον κώδικα δικτύου της Snam Rete Gas. Οι εξελίξεις που αναμένονται, έπειτα από προβλέψεις της Snam Rete Gas, δεν συνδέονται απαραίτητα με συγκεκριμένα έργα εισαγωγής. Τα τρέχοντα σχέδια έχουν σχεδιαστεί για να προετοιμάσουν την ανάπτυξη νέας μεταφορικής ικανότητας τόσο από το Νότο όσο και από τα Βορειοανατολικά.



Εικόνα 16: ΚΥΡΙΑ ΕΘΝΙΚΑ ΜΕΓΑΛΑ ΕΡΓΑ ΣΤΗΝ ΙΤΑΛΙΑ (Snam Rete Gas, 2017).

PROJECT NAME	EXPECTED AVAILABILITY OF CAPACITY	FINAL INVESTMENT DECISION
METHANIZATION OF SARDINIA	2020/2021	NO
INTERCONNECTION WITH SLOVENIA	2023	NO
DEVELOPMENT FOR NEW IMPORTS FROM THE SOUTH ("ADRIATICA LINE")	2024	NO
MATAGIOLA - MASSAFRA PIPELINE	2026	NO
IMPORT DEVELOPMENTS FROM NORTH-EAST	TO BE DEFINED	NO
ADDITIONAL SOUTHERN DEVELOPMENTS	TO BE DEFINED	NO

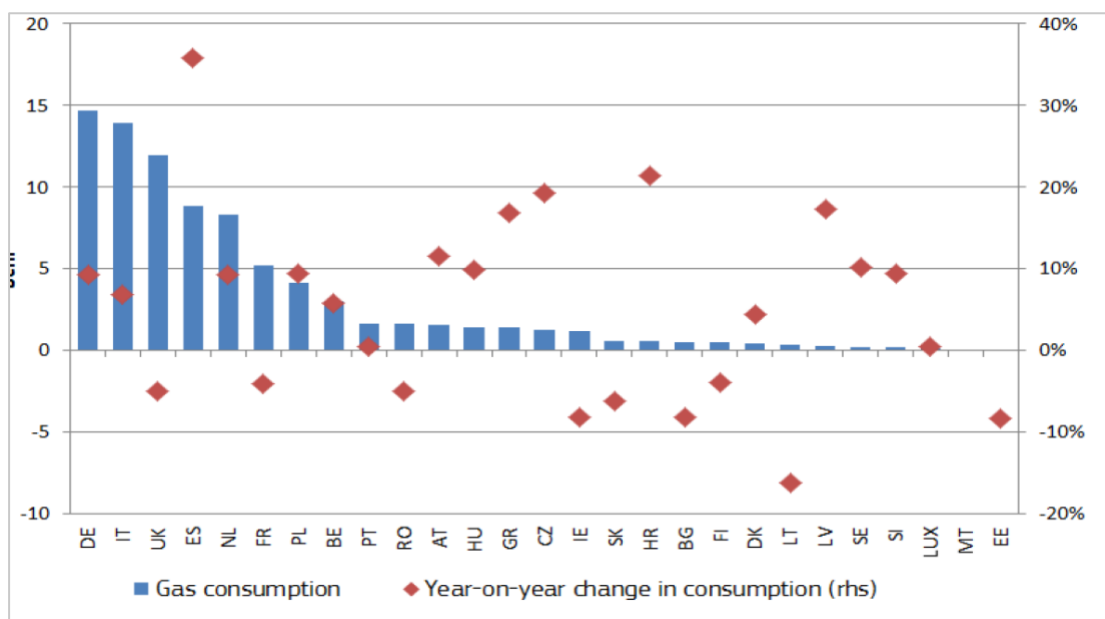
Εικόνα 17: ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2020 – 2026 (Snam Rete Gas, 2017).

Τα κύρια έργα περιφερειακής ανάπτυξης, που εξετάζονται στην παρούσα μελέτη, βρίσκονται στη Λομβαρδία, την Καμπανία και την Καλαβρία. Συγκεκριμένα, πολλά έργα επέκτασης

δικτύου προγραμματίζονται στην Καλαβρία στο πλαίσιο της ανάπτυξης εφοδιασμού φυσικού αερίου στην περιοχή.

Σε γενικές γραμμές, τα έργα δικτύου μεταφοράς που περιγράφονται στο σχέδιο αυξάνουν την ασφάλεια εφοδιασμού, την ανταγωνιστικότητα και την ολοκλήρωση της αγοράς φυσικού αερίου στην Ιταλία.

Σύμφωνα με πιο πρόσφατα στοιχεία (EuropeanCommission , 2019), το τρίτο τρίμηνο του 2019 στη Γερμανία, την Ιταλία και την Ολλανδία η κατανάλωση φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 9%, 7% και 9%, αντίστοιχα. Συγκεκριμένα στην Ιταλία αυξήθηκε κατά 0,9 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Όσον αφορά την παραγωγή φυσικού αερίου στην Ιταλία μειώθηκε κατά 11% (κατά 0,2 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα). Παρόλο που η κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ αυξήθηκε κατά το τρίτο τρίμηνο του 2019 σε σύγκριση με τον προηγούμενο χρόνο (σχεδόν 7%), οι καθαρές εισαγωγές παρέμειναν περίπου ίδιες, αυξάνοντας μόνο κατά 0,5%, σύμφωνα με τα στοιχεία της Eurostat. Ωστόσο, οι καθαρές εισαγωγές σε διαφορετικές χώρες της ΕΕ παρουσίασαν υψηλή διακύμανση. Μεταξύ των μεγάλων καταναλωτικών χωρών φυσικού αερίου, οι καθαρές εισαγωγές μειώθηκαν στη Γερμανία (κατά 13%), στο Ηνωμένο Βασίλειο παρέμειναν σταθερές, στην Ιταλία αυξήθηκαν κατά 6% και στην Ισπανία αυξήθηκαν σημαντικά, κατά 50%.



Εικόνα 18: Ετήσια αλλαγή στην κατανάλωση φυσικού αερίου το τρίτο τρίμηνο του 2019 (EuropeanCommission , 2019).

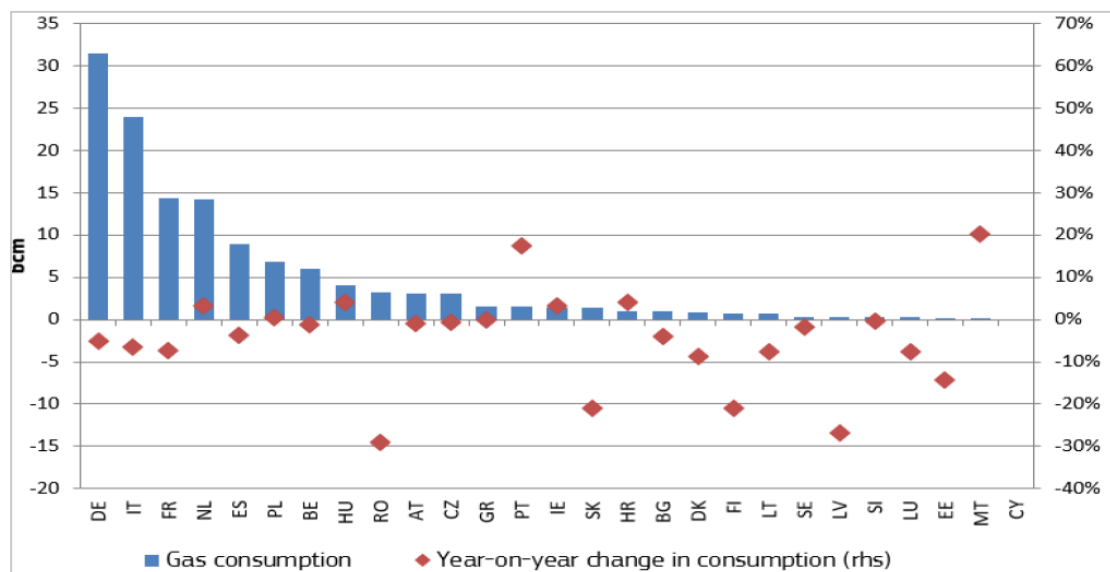
Κατά τα τρία πρώτα τρίμηνα του 2019, η παραγωγή φυσικού αερίου στην ΕΕ ανήλθε σε 82,7 bcm, δηλαδή περίπου 8,2% λιγότερο από την αντίστοιχη το 2018, υποδεικνύοντας μείωση της παραγωγής κατά 7,4 bcm. Στους έξι μεγαλύτερους παραγωγούς φυσικού αερίου της ΕΕ ανήκει

το Ηνωμένο Βασίλειο (28,8 bcm), η Ολλανδία (26,2 bcm), η Ρουμανία (7,5 bcm), η Γερμανία (4,3 bcm), η **Ιταλία (3,7 bcm)** και η Δανία (2,7 bcm), με συνδυασμένο μερίδιο 88% στη συνολική παραγωγή φυσικού αερίου στην ΕΕ. Επιπλέον, κατά το τρίτο τρίμηνο του 2019, η Ιταλία ανήκε στους πέντε πιο σημαντικούς προορισμούς εξαγωγής ΥΦΑ της ΕΕ περίπου **0,5 bcm**.

Οι τιμές των ευρωπαϊκών συμβάσεων φυσικού αερίου παρουσίασαν επανασύγκλιση το τρίτο τρίμηνο του 2019, καθώς η διαφορά μεταξύ της φθηνότερης και της πιο ακριβής σύμβασης μειώθηκε από περίπου 14 € / MWh (τον Ιούνιο) σε 5,3 € / MWh τον Σεπτέμβριο του 2019 (European Commission, 2019).

Ωστόσο, η κατάσταση το 2020 άλλαξε σημαντικά λόγω της εμφάνισης της πανδημίας του Covid-19. Η παραγωγή εγχώριου φυσικού αερίου, ύψους 16 bcm το πρώτο τρίμηνο του 2020 στην ΕΕ, μειώθηκε κατά 23% (4,8 bcm) σε σύγκριση με το πρώτο τρίμηνο του 2019. Η Ολλανδία παρήγαγε 7,2 bcm φυσικού αερίου (από 10,6 bcm το πρώτο τρίμηνο του 2019), η Ρουμανία είχε παραγωγή 2,5 bcm (κάτω από 2,6 bcm το 1ο τρίμηνο του 2019), ακολουθούμενη από τη Γερμανία (1,3 bcm, κάτω από 1,5 bcm το 1ο τρίμηνο του 2019) και την Ιταλία (1,1 bcm, κάτω από 1,3 bcm το πρώτο τρίμηνο του 2019). Πέρα από την μειωμένη ζήτηση φυσικού αερίου, η παραγωγή στην Ολλανδία και σε άλλες χώρες της ΕΕ επηρεάστηκε σημαντικά από ανταγωνιστικές εισαγωγές ΥΦΑ. Από τις αρχές του έτους, το ξέσπασμα της πανδημίας Covid-19 άρχισε να εξαπλώνεται πρώτα στην Κίνα, με αποτέλεσμα να λαμβάνονται μέτρα περιορισμού, περιορισμό της ελεύθερης κυκλοφορίας των προσώπων και σημαντική μείωση της οικονομικής δραστηριότητας. Στις 9 Μαρτίου 2020, υιοθετήθηκαν στην Ιταλία αυστηρά εθνικά μέτρα κλειδώματος, και κατά τη διάρκεια του ίδιου μήνα θεσπίστηκαν παρόμοια μέτρα σε όλες σχεδόν τις χώρες της ΕΕ, τα οποία επηρέασαν επίσης την αγορά ενέργειας, μειώνοντας σημαντικά τη ζήτηση για ενεργειακά προϊόντα και οδηγώντας σε μείωση τιμών ενέργειας. Σε απόλυτους αριθμούς, η κατανάλωση φυσικού αερίου το πρώτο τρίμηνο του 2020 μειώθηκε περισσότερο στη Γερμανία και την Ιταλία (και οι δύο κατά 1,7 bcm), στη Ρουμανία (1,3 bcm), τη Γαλλία (1,1 bcm), τη Σλοβακία (0,4 bcm), την Ισπανία (0,3 bcm) και την Φινλανδία (0,2 bcm) (European Commission, 2020).





Εικόνα 19: Ετήσια αλλαγή στην κατανάλωση φυσικού αερίου το πρώτο τρίμηνο του 2020 (European Commission, 2020).

Εξετάζοντας την ετήσια αλλαγή στην κατανάλωση φυσικού αερίου τον Μάρτιο του 2020, στην Ιταλία και την Ισπανία, που επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από τα μέτρα περιορισμού, μπορεί να παρατηρηθεί μείωση 4% και 6%. Σύμφωνα με την Eurostat, οι καθαρές εισαγωγές μειώθηκαν κατά 6% το πρώτο τρίμηνο του 2020 (από έτος σε έτος), κυρίως λόγω της μείωσης της ζήτησης φυσικού αερίου στην ΕΕ. Οι καθαρές εισαγωγές σε διάφορες χώρες της ΕΕ παρουσίασαν υψηλή διακύμανση το πρώτο τρίμηνο του 2020, με τα ποσοστά να κυμαίνονται από μείωση περίπου 46% (στην Αυστρία) έως αύξηση περίπου 217% (στη Μάλτα, αν και με οριακή τιμή, 0,1 bcm) όσον αφορά τη σύγκριση ανά έτος. Μεταξύ των μεγάλων καταναλωτικών χωρών φυσικού αερίου οι καθαρές εισαγωγές μειώθηκαν στη Γαλλία (κατά 25%), στην Πολωνία (12%), στην Ιταλία (9%), στη Γερμανία (8%) και στην Ισπανία (4%). Οι καθαρές εισαγωγές αυξήθηκαν ελαφρώς στην Ελλάδα (κατά 4%) και στη Ρουμανία (1%).

Το ασφάλιστρο τιμής του ιταλικού κόμβου στο TTF ήταν περίπου 2,2 €/ MWh τον Ιανουάριο του 2020, αλλά αργότερα άρχισε να μειώνεται καθώς οι υψηλές αποσύρσεις από τις αποθήκες και η αύξηση των αποστολών ΥΦΑ είχαν ως αποτέλεσμα λιγότερη εξάρτηση από τις εισαγωγές φυσικού αερίου από τη βορειοδυτική Ευρώπη. Η Ιταλία επλήγη ιδιαίτερα από τον κοροναϊό και τα μέτρα περιορισμού επιβλήθηκαν για πρώτη φορά στις βόρειες περιοχές της χώρας με βιομηχανική εστίαση και υψηλή κατανάλωση φυσικού αερίου. Μέχρι τον Μάρτιο του 2020 το ιταλικό ασφάλιστρο στο TTF μειώθηκε σε 1,5 €/ MWh.

Όσον αφορά του κανονισμούς που υπάρχουν σχετικά με τις τιμές και τις ποσότητες αποθήκευσης φυσικού αερίου, αξίζει να αναφερθεί ότι υπάρχουν συνδυαστικοί κανονισμοί και για τα δύο μεγέθη (Bonacina, et al., 2009). Από την πλευρά της ρύθμισης της ποσότητας, το

στρατηγικό αποθεματικό και το PSO αέριο θα πρέπει να διασφαλίζουν την απαιτούμενη διαθεσιμότητα φυσικού αερίου εργασίας, ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες των καταναλωτών ακόμη και κατά τη διάρκεια ακραίων κλιματολογικών γεγονότων ή διακοπών του εφοδιασμού. Από την πλευρά των τιμών, το κόστος που αντικατοπτρίζει η τιμολόγηση, παρέχοντας δίκαιη πρόσβαση σε υπηρεσίες και εγκαταστάσεις αποθήκευσης, πρέπει να χαλιναγωγήσει την ισχύουσα αγορά. Η επιλογή της ρύθμισης του διπλού συστήματος, που καθορίζει τόσο την τιμή όσο και την ποσότητα, έχει σκοπό να εξισορροπήσει την ασφάλεια του εφοδιασμού και τους εμπορικούς σκοπούς. Το νομοθετικό διάταγμα 164/00 («διάταγμα Letta») θέσπισε τους κανόνες για την εφαρμογή της οδηγίας της ΕΕ98 / 30 / ΕΚ σχετικά με κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου στη χώρα<sup>2</sup>. Το διάταγμα εισήγαγε σημαντικές καινοτομίες στην οργάνωση του συστήματος αποθήκευσης, κυρίως στον διαχωρισμό των προμηθειών και των πωλήσεων της εταιρείας από τις δραστηριότητες μεταφοράς και αποθήκευσης από την 1η Ιανουαρίου του 2002. Επιπλέον, εισήγαγε τη δυνατότητα ανάπτυξης νέου χώρου αποθηκευτικής ικανότητας στους τομείς παραγωγής σε προχωρημένο στάδιο εκμετάλλευσης και ανέθεσε τον μεσοπρόθεσμο προγραμματισμό πρόσθετης χωρητικότητας αποθήκευσης στο Υπουργείο Βιομηχανίας. Επιπροσθέτως, ο εν λόγω νόμος οργάνωσε την χωρητικότητα αερίου εργασίας σε τρεις διαφορετικές υπηρεσίες: αποθήκευση εξόρυξης, σχεδιασμένη για βελτιστοποίηση της παραγωγής εντός της εθνικής επικράτειας, στρατηγική αποθήκευση, σχεδιασμένη για να διασφαλίζει την ασφάλεια του εφοδιασμού, και αποθήκευση για διαμόρφωση της αγοράς, σχεδιασμένη να ανταποκρίνεται στον εποχιακό χαρακτήρα της αγοράς όσον αφορά τους δύο όγκους και τις αιχμές ζήτησης.

Όσον αφορά τη στρατηγική αποθήκευση, κάθε εισαγωγέας φυσικού αερίου κατέχει περίπου το 10% των συνολικών όγκων που εισάγονται από χώρες εκτός ΕΕ σε χωρητικότητα αποθήκευσης στην εθνική επικράτεια, με μέγιστη ημερήσια διαθεσιμότητα στο τέλος της μέγιστης εποχιακής περιόδου ίση με τουλάχιστον 50% του μέσου ημερήσιου όγκου κατά τη χειμερινή περίοδο. Αυτό το «εθνικό ασφαλιστήριο συμβόλαιο» επιβάλλεται στους φορτωτές που εισάγουν φυσικό αέριο το οποίο παράγεται σε χώρες εκτός ΕΕ. Επιπλέον, επιβάλλεται υποχρέωση στους προμηθευτές νοικοκυριών να διασφαλίζουν το αέριο ακόμη και σε ακραία γεγονότα (δηλαδή «1 στους 20» χειμώνα) (Bonacina, et al., 2009). Για να ικανοποιηθεί αυτή η απαίτηση, παρέχεται προτεραιότητα πρόσβασης στον αποθηκευτικό χώρο στους παράγοντες της αγοράς.

---

<sup>2</sup> Η ιταλική νομοθεσία για την αποθήκευση περιλαμβάνει επίσης: νόμο με ημερομηνία 26 Απριλίου 1974 ν. 170 — αποθήκευση φυσικού αερίου σε πεδία υδρογονανθράκων · υπουργικό διάταγμα της 28ης Ιουλίου 1975 σχετικά με τη βασική νομοθεσία για τις παραχωρήσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου · και Νομοθετικό Διάταγμα της 25ης Νοεμβρίου 1996 αρ.625 για την εφαρμογή της Οδηγίας 94/22 / ΕΚ σχετικά με τους όρους χορήγησης και χρήσης των αδειών αναζήτησης, εξερεύνησης και παραγωγής υδρογονανθράκων.

Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθεί ότι αυτοί οι κανονισμοί<sup>3</sup> αποκλείουν περίπου το 38% του λειτουργικού αερίου στο ιταλικό σύστημα επιτρέποντας στους φορτωτές να έχουν μέγιστο όριο τα 8,00 Bcm, δηλαδή το 18,50% της ζήτησης αερίου το χειμώνα. Οι οικιακοί πελάτες χαρακτηρίζονται από μια αρκετά ανελαστική ζήτηση. Ωστόσο, οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας έχουν μεγαλύτερη προθυμία να πληρώσουν, γεγονός το οποίο θα μπορούσε να προσφέρει πιο ενδιαφέρουσες ευκαιρίες εξισορροπητικής κερδοσκοπίας στους φορτωτές, διευκολύνοντας την αποτελεσματική χρήση των υπηρεσιών αποθήκευσης.

Τέλος, άλλα επιπλέον ψηφίσματα έχουν τεθεί σχετικά με τη χρήση της διαμόρφωσης της υπηρεσίας αποθήκευσης κατά τη φάση παράδοσης. Ειδικότερα, το ψήφισμα 303/07 (AEEG, 2007c) διέπει τις ρυθμίσεις για τη χρήση της εκχωρημένης χωρητικότητας αποθήκευσης. Ο εν λόγω νόμος εισάγει την υποχρέωση για τους χρήστες στους οποίους έχει ανατεθεί αυτή η ικανότητα, να διατηρούν ένα ελάχιστο απόθεμα διαθέσιμο στο τέλος κάθε μήνα κατά τη διάρκεια της φάσης παράδοσης<sup>4</sup>(Bonacina, et al., 2009).

### 1.10. Gas storage στην Ισπανία

Η παραγωγή φυσικού αερίου στην Ισπανία είναι σπάνια, ενώ μόλις το 0,19% της ζήτησης καλύπτεται από την εγχώρια παραγωγή (ASHURST, 2019). Η κύρια πηγή εξαγωγής φυσικού αερίου είναι το φυσικό κοίτασμα Viuza, που βρίσκεται στην αυτόνομη κοινότητα La Rioja, και το οποίο παράγει περίπου το 88% της εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου (547 GWh το 2016). Λόγω της έλλειψη εγχώριας παραγωγής οι ανάγκες φυσικού αερίου της Ισπανίας καλύπτονται σχεδόν εξ' ολοκλήρου μέσω εισαγωγών. Οι προμήθειες φυσικού αερίου ξεπερνούν τις προμήθειες ΥΦΑ κατά 16% σύμφωνα με στοιχεία για το έτος 2016. Οι πιο κοινοί διεθνείς αγωγοί φυσικού αερίου που εφοδιάζουν την Ισπανία είναι: το Μαγκρέμπ (46 τοις εκατό), με σημείο εισόδου την Zahara de los Atunes. και το Medgaz (36 τοις εκατό), με είσοδο μέσω της Αλμερίας. Το υπόλοιπο αέριο που καταναλώνεται (18 τοις εκατό) παρέχεται μέσω των διασυνδέσεων με τη Γαλλία. Όσον αφορά το ΥΦΑ, υπάρχουν έξι μονάδες επαναεριοποίησης που λειτουργούν στο Sagunto, Mugardos, Bilbao, Barcelona, Huelva και

---

<sup>3</sup>Τόσο η Stogit όσο και η Edison Stoccaggio πρέπει να αποθηκεύουν αέριο, 5,08 και 0,02 Bcm, αντίστοιχα, για στρατηγικούς σκοπούς.

<sup>4</sup>Αυτό το απόθεμα πρέπει να είναι ίσο με το μικρότερο από: (1) το απόθεμα που προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της καταναλωμένης χωρητικότητας και της απόσυρσης φυσικού αερίου από την αποθήκευση για σκοπούς διαμόρφωσης, που καθορίζεται με βάση τις πραγματικές κλιματολογικές συνθήκες (2) το απόθεμα που απαιτείται για να διασφαλιστεί ότι η κατανάλωση μπορεί να καλυφθεί για το υπόλοιπο του χειμώνα σε πολύ κρύες συνθήκες που θα συνέβαιναν κάθε 40 χρόνια κατά μέσο όρο. Αν η ποσότητα αερίου που κατέχουν οι χρήστες υπερβαίνει το ελάχιστο, θα τους επιτρέπεται να αποσύρει αέριο για χρήσεις άλλες από εκείνες που προβλέπονται κατά προτεραιότητα στην κατανομή της χωρητικότητας αποθήκευσης που ορίζεται στο ψήφισμα 119/05 (AEEG, 2005γ).

Cartagena, καθώς και ένα μη λειτουργικό εργοστάσιο επαναεριοποίησης που βρίσκεται στο Gijón.

Το μεγαλύτερο μέρος του δικτύου μεταφοράς ανήκει στην ισπανική εταιρεία ενέργειας Enagas. Το Enagas GTS είναι ο Τεχνικός Διαχειριστής του Συστήματος ("GTS"). Όσον αφορά το δίκτυο διανομής, τέσσερις επιχειρηματικοί όμιλοι, ήτοι οι Naturgy, Nortegas, Redexis gas και Madrileña Red de gas λειτουργούν και διατηρούν την πλειοψηφία των δικτύων διανομής στη χώρα (ASHURST, 2019).

Σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία που συλλέχθηκαν από το ισπανικό Υπουργείο Οικολογικής Μετάβασης («MITECO»), το 21,4% της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας κατά το έτος 2017 προερχόταν από το φυσικό αέριο. Η υπόλοιπη ενέργεια (εκτός από το ηλεκτρικό ισοζύγιο) προερχόταν κυρίως από πετρέλαιο (43,8%), άνθρακα (10,5%) και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (12%). Η Αλγερία είναι ο κύριος προμηθευτής φυσικού αερίου στην Ισπανία, η οποία προμηθεύει περίπου το 57% του συνολικού φυσικού αερίου που καταναλώνεται σε αυτήν. Το υπόλοιπο φυσικό αέριο το προμηθεύεται κυρίως από τη Νιγηρία (14%), τη Νορβηγία (10%), το Κατάρ (7%) και το Περού (6%). Όσον αφορά τις εξαγωγές φυσικού αερίου μέσω διεθνών διασυνδέσεων, βρέθηκε ότι ανήλθαν σε 42.879 GWh το 2016, κατανεμημένες μεταξύ του Ιβηρικού κέντρου φυσικού αερίου ή του «εικονικού σημείου διασύνδεσης» (εφεξής «VIP») (VIP με την Πορτογαλία που περιλαμβάνει τις φυσικές διασυνδέσεις Tuy και Badajoz) να καλύπτει το 85% των εξαγωγών συνολικά και τα VIP Πυρηναία (σημείο διασύνδεσης με τη Γαλλία που περιλαμβάνει τις διασυνδέσεις Irún και Larrau), με το υπόλοιπο 15%.

Σχετικά με την ανάπτυξη / παραγωγή φυσικού αερίου, το κύριο κανονιστικό πλαίσιο για την ανάπτυξη δραστηριοτήτων φυσικού αερίου ορίζεται στον νόμο 34/1998 της 7ης Οκτωβρίου σχετικά με τον τομέα των υδρογονανθράκων («Νόμος περί υδρογονανθράκων») και τους κανονισμούς που επεξεργάζονται το περιεχόμενο αυτού του νόμου. Η κύρια ρυθμιστική αρχή είναι η Ισπανική Επιτροπή Αγορών και Ανταγωνισμού (η «Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia» ή «CNMC»), που είναι δημόσιος φορέας ανεξάρτητος από την κυβέρνηση και είναι υπεύθυνος, μεταξύ άλλων για (i) τον καθορισμό της αμοιβής των δραστηριοτήτων διανομής και πρόσβασης τρίτων στο σύστημα διανομής, (ii) τον καθορισμό των κανόνων σχετικά με τη λειτουργία της αγοράς σύμφωνα με τους κανονισμούς της ΕΕ, (iii) τον έλεγχο των επενδυτικών σχεδίων των μεταφορέων και (iv) την άσκηση πειθαρχικών εξουσιών (ASHURST, 2019). Ωστόσο ο ρόλος της κυβέρνησης, μέσω του MITECO, έγκειται στην επιθεώρηση και εποπτεία (i) όσον αφορά τη συμμόρφωση με τους τεχνικούς όρους των υποδομών, με τις απαιτήσεις που καθορίζονται στις εκάστοτε άδειες, τους οικονομικούς όρους και τις ενέργειες των φορέων εκμετάλλευσης στην αγορά, (ii) για την έναρξη πειθαρχικής διαδικασίας, (iii) για την παρακολούθηση και διαχείριση των καταγγελιών που υποβάλλουν οι

καταναλωτές, και (iv) τη διαχείριση των εσόδων από διόδια. Αξίζει να αναφερθεί ότι σύμφωνα με την ισπανική νομοθεσία, τα αποθέματα πετρελαίου και φυσικού αερίου θεωρούνται αγαθά δημόσιου τομέα, πράγμα που σημαίνει ότι η αποκλειστική ή η ειδική χρήση τους απαιτεί τη χορήγηση διοικητικής παραχώρησης / άδειας. Επιπλέον, η χρήση του υπόγειου χώρου για την αποθήκευση υδρογονανθράκων θεωρείται δημόσιο αγαθό και ως εκ τούτου υπόκειται σε διοικητική παραχώρηση. Τέτοια διοικητική παραχώρηση θεωρείται δικαίωμα εμπιστοσύνης και μπορεί να καταχωρηθεί στα αντίστοιχα Μητρώα Ακινήτων. Οι διοικητικές παραχωρήσεις για την εκμετάλλευση των αποθεμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου είναι περιορισμένες χρονικά, με τη μέγιστη περίοδο να φτάνει 30 έτη, ανανεώσιμη για δύο διαδοχικές περιόδους 10 ετών. Οι εν λόγω διοικητικές παραχωρήσεις / άδειες θεωρούνται τύποι συμβάσεων διαχείρισης δημόσιων υπηρεσιών και ως εκ τούτου υπόκεινται στο νομικό καθεστώς των διοικητικών συμβάσεων. Σύμφωνα με το νόμο, οι αιτούντες διοικητική παραχώρηση για την ανάπτυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου πρέπει να παρέχουν εγγύηση στην MITECO. Η εγγύηση καθορίζεται με βάση το επενδυτικό πρόγραμμα και το σχέδιο αποκατάστασης που υποβάλλει ο αιτών και εγγυάται τις υποχρεώσεις του σχετικά με την επένδυση στο έργο, τη φορολογία, την κοινωνική ασφάλιση και την αποκατάσταση και οποιεσδήποτε άλλες υποχρεώσεις.

Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, υπάρχουν τρεις άδειες για τα διάφορα στάδια ανάπτυξης (ASHURST , 2019):

- Η άδεια εξερεύνησης δίνεται στον κάτοχο ώστε να εκτελεί εργασίες εξερεύνησης σε ανοιχτές περιοχές (οι γεωγραφικές περιοχές για τις οποίες δεν υπάρχει άδεια έρευνας ή ισχύουσα παραχώρηση εκμετάλλευσης). Τα έργα περιορίζονται σε ερευνητικά έργα γεωφυσικής φύσης ή σε άλλα που δεν επιχειρούν την εκτέλεση της βαθιάς γεώτρησης. Τέτοιες άδειες δεν είναι αποκλειστικές και χορηγούνται από το MITECO ή τις Αυτόνομες Περιφέρειες, εάν επηρεάζει μόνο μία από αυτές. Ο μέγιστος χρόνος διάρκειας για τις άδειες είναι τα έξι (6) έτη, με δυνατότητα ανανέωσης για άλλα τρία (3) και το γεωγραφικό πεδίο εφαρμογής πρέπει να είναι τουλάχιστον 10.000 εκτάρια και κατ' ανώτατο όριο 100.000 εκτάρια.
- Η ερευνητική άδεια εξουσιοδοτεί τον κάτοχό της να διερευνήσει, μόνο στην περιοχή που καλύπτει άδεια, την ύπαρξη υδρογονανθράκων και την υπόγεια αποθήκευσή τους, υπό τους όρους που καθορίζονται στους ισχύοντες κανονισμούς και στο εγκεκριμένο ερευνητικό σχέδιο. Η χορήγηση άδειας έρευνας δίνει το αποκλειστικό δικαίωμα για παραχωρήσεις εκμετάλλευσης ανά πάσα στιγμή κατά τη διάρκεια ισχύος της άδειας για την περιοχή για την οποία χορηγήθηκε η άδεια, υπό την προϋπόθεση της συμμόρφωσης με τους απαιτούμενους όρους.

- Η παραχώρηση εκμετάλλευσης παρέχει τη δυνατότητα χρήσης των πόρων που ανακαλύφθηκαν, είτε με εξόρυξη των υδρογονανθράκων είτε με χρήση των κατασκευών ως υπόγεια αποθήκευση οποιουδήποτε τύπου των πρώτων, καθώς και για τη συνέχιση του ερευνητικού έργου στην εκχωρούμενη περιοχή. Η κυβέρνηση εγκρίνει τη χορήγηση παραχωρήσεων για την εκμετάλλευση αποθεμάτων υδρογονανθράκων ή υπόγεια αποθήκευση μέσω βασιλικού διατάγματος.

Οι περιορισμοί στις εξαγωγές φυσικού αερίου εξαρτώνται από τις οικονομικές κυρώσεις που ισχύουν ανά πάσα στιγμή. Το καθεστώς κυρώσεων στην Ισπανία βασίζεται στην εφαρμογή των κυρώσεων της ΕΕ. Η ΕΕ έχει την εξουσία να επιβάλλει περιοριστικά μέτρα τόσο με δική της πρωτοβουλία όσο και σε συμφωνία με τα ψηφίσματα της UNSC (Συμβούλιο Ασφαλείας Ηνωμένων Εθνών (United Nations Security Council)). Επομένως, τα περιοριστικά μέτρα είναι δεσμευτικά για τα κράτη μέλη της ΕΕ. Σύμφωνα με το άρθρο 96 παράγραφος 1 του ισπανικού συντάγματος, τα ψηφίσματα της UNSC που επιβάλλουν κυρώσεις αποτελούν μέρος του ισπανικού νόμου μόλις δημοσιευθούν στην Επίσημη Εφημερίδα της Ισπανίας («Boletín Oficial del Estado»). Επί του παρόντος, οι μόνες κυρώσεις που επιβάλλει η ΕΕ είναι οι εξαγωγές αγαθών και τεχνολογιών που είναι κατάλληλες για χρήση στους τομείς των μεταφορών, των τηλεπικοινωνιών, της ενέργειας, της αναζήτησης, της εκμετάλλευσης και της παραγωγής πετρελαίου, φυσικού αερίου και ορυκτών πόρων στην Κριμαία ή τη Σεβαστούπολη ή για χρήση σε αυτές τις περιφέρειες.

Προκειμένου να αποκτήσει τη διοικητική παραχώρηση, ο αιτών πρέπει να αποδείξει ότι το έργο συμμορφώνεται με τους ισχύοντες κανονισμούς περιβάλλοντος, υγείας και ασφάλειας. Κατά τη διάρκεια της παραχώρησης, τρεις μήνες πριν από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους, ο παραχωρησιούχος υποβάλλει προς έγκριση στο MITECO ετήσιο πρόγραμμα εργασίας που θα συμμορφώνεται με το ισχύον επιχειρησιακό σχέδιο. Οι ισχύοντες νόμοι για το περιβάλλον και την ασφάλεια (μαζί με τυχόν κανονισμούς που εκπονούν τους εν λόγω νόμους) με τους οποίους πρέπει να συμμορφώνεται ο παραχωρησιούχος είναι:

- Βασιλικό διάταγμα-νόμος 16/2017, σχετικά με συγκεκριμένα μέτρα ασφάλειας για την έρευνα και εξερεύνηση υπεράκτιων υδρογονανθράκων,
- Νόμος 21/2013 της 9ης Δεκεμβρίου σχετικά με την περιβαλλοντική εκτίμηση,
- Νόμος 21/1992 για τη βιομηχανία,
- Νόμος 31/1995 για την Πρόληψη Κινδύνου Εργασίας και
- Βασιλικό διάταγμα 374/2001 για την υγεία και την ασφάλεια των εργαζομένων που κινδυνεύουν από χημικά προϊόντα.



Μολονότι υπάρχουν διάφοροι κανονισμοί και νόμοι για την παραγωγή φυσικού αερίου, οι εισαγωγές, οι εξαγωγές και οι ανταλλαγές φυσικού αερίου είναι ελεύθερες από τους κανονισμούς της ΕΕ. Οι μόνοι περιορισμοί που υπάρχουν σχετίζονται με τη διατήρηση συγκεκριμένης ποικιλίας πηγών εφοδιασμού και η διατήρηση της ελάχιστης ασφάλειας των αποθεμάτων (ASHURST , 2019). Οι εν λόγω περιορισμοί για την ελάχιστη ασφάλεια των αποθεμάτων απαιτούν από τους προμηθευτές χονδρικής να διατηρούν ανά πάσα στιγμή υπόγειο φυσικό αέριο ίσο με το ποσό που πρόκειται να καταναλωθεί σε 20 ημέρες σταθερών πωλήσεων ή κατανάλωσης κατά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος.

Με βάση με το νόμο περί υδρογονανθράκων, το σύστημα αερίου είναι δομημένο σε *ρυθμιζόμενες δραστηριότητες*, όπως είναι η επαναεριοποίηση, η κύρια αποθήκευση, ο εφοδιασμός και η διανομή, και σε *μη ρυθμιζόμενες δραστηριότητες*, όπως η παραγωγή, η υγροποίηση και η προμήθεια η οποία εξαρτάται άμεσα από την παραγωγή φυσικού αερίου. Επιπλέον μία άλλη κατηγοριοποίηση περιλαμβάνει *τημη πρωτογενή αποθήκευση* (μη ρυθμιζόμενες δραστηριότητες, που συνεπάγονται υποχρεώσεις εγγραφής και αναφοράς στις αρχές). Οι εταιρείες που αναπτύσσουν ορισμένες ή όλες τις ρυθμιζόμενες δραστηριότητες πρέπει να έχουν ως αποκλειστικό εταιρικό σκοπό την ανάπτυξη των ίδιων, χωρίς να μπορούν, να πραγματοποιούν μη ρυθμιζόμενες δραστηριότητες ούτε να συμμετέχουν σε εταιρείες που πραγματοποιούν αυτές τις δραστηριότητες.

Ο τρόπος και η διαδικασία κατασκευής, η λειτουργία, επεξεργασία / τροποποίηση και το κλείσιμο των αγωγών φυσικού αερίου, οι υποδομές αποθήκευσης και επαναεριοποίησης απαιτούν διοικητική άδεια, εκτός από διοικητική παραχώρηση που απαιτείται για την αποθήκευση. Η μεταφορά φυσικού αερίου είναι επίσης μια ρυθμιζόμενη δραστηριότητα, η οποία απαιτεί από τις εταιρείες που την πραγματοποιούν να συμμορφώνονται με ορισμένες κανονιστικές απαιτήσεις.

Όσον αφορά την πρόσβαση τρίτων στην αγορά εγκαταστάσεων μεταφοράς φυσικού αερίου είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι υπάρχει ρυθμιστικό πλαίσιο. Ο νόμος περί υδρογονανθράκων εγγυάται την πρόσβαση τρίτων στις εγκαταστάσεις σε αντάλλαγμα έναντι αμοιβής που έχει εγκριθεί από την κυβέρνηση και την υποχρέωση του ιδιοκτήτη των εγκαταστάσεων μεταφοράς και διανομής να επιτρέπει τη χρήση τέτοιων διευκολύνσεων σε εμπόρους ή απευθείας καταναλωτές στην αγορά ("consumeridores directos en mercado"). Το MITECO μπορεί να εξουσιοδοτήσει τους ιδιοκτήτες των εγκαταστάσεων να αρνηθούν την πρόσβαση εάν δεν υπάρχει αρκετή χωρητικότητα, εάν η παροχή αυτής της πρόσβασης θα οδηγούσε σε οικονομικές ή χρηματοοικονομικές δυσκολίες για τον ιδιοκτήτη ή εάν η παροχή πρόσβασης απαιτεί τροποποίηση των υφιστάμενων εγκαταστάσεων.

Όπως προαναφέρθηκε η μεταφορά και η διανομή φυσικού αερίου στην Ισπανία ανήκουν στις ρυθμιζόμενες δραστηριότητες. Ουποδομές διανομής φυσικού αερίου είναι αγωγοί με μέγιστη πίεση σχεδιασμού ίση ή μικρότερη από 16 bar και εκείνες που, ανεξάρτητα από τη μέγιστη πίεση σχεδιασμού τους, έχουν σκοπό τη μεταφορά του αερίου σε έναν μόνο καταναλωτή, ξεκινώντας από αγωγό στο βασικό δευτερεύον δίκτυο μεταφορών. Οι δορυφορικές εγκαταστάσεις ΥΦΑ που τροφοδοτούν ένα δίκτυο διανομής θεωρούνται επίσης ως εγκαταστάσεις διανομής καθώς και εγκαταστάσεις που συνδέουν τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής.

Γενικά, η εμπορία φυσικού αερίου και ΥΦΑ είναι μια απελευθερωμένη δραστηριότητα στην Ισπανία, που πραγματοποιείται από εμπόρους (comercializadores) σε δωρεάν τιμές. Επομένως, το οικονομικό καθεστώς που εφαρμόζεται στην εμπορία φυσικού αερίου υπόκειται στους όρους και τις προϋποθέσεις που έχουν συμφωνηθεί μεταξύ των μερών στο πλαίσιο κάθε σύμβασης προμήθειας. Ωστόσο, οι εταιρείες που επιθυμούν να ενεργήσουν ως έμποροι φυσικού αερίου πρέπει να ενημερώσουν γραπτώς την αρμόδια διοίκηση, το MITECO, πριν από την έναρξη της δραστηριότητας, συνοδευόμενη από την κοινοποίηση υπεύθυνης δήλωσης σχετικά με τη συμμόρφωση με τους οικονομικούς, νομικούς και τεχνικούς όρους. Η MITECO θα προωθήσει την προαναφερθείσα ανακοίνωση στο CNMC (Εθνική Επιτροπή Αγορών και Ανταγωνισμού) και στο CORES (Εταιρεία Στρατηγικών Αποθεμάτων Πετρελαιοειδών). Ο ισπανικός νόμος περί ανταγωνισμού θεσπίζει ένα σύστημα υποχρεωτικής παρακολούθησης εκ των προτέρων για τυχόν συγκεντρώσεις που αντιπροσωπεύουν ένα συγκεκριμένο μερίδιο αγοράς (δηλαδή το 30 % της σχετικής αγοράς) ή ένα ορισμένο ποσό κύκλου εργασιών (δηλ. 240 εκατομμύρια και για τους δύο συμμετέχοντες), το οποίο ισχύει εφόσον δεν υπάρχει υποχρέωση να κοινοποιούνται αυτά στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

Σχετικά με τις επενδύσεις, σύμφωνα με τους ισπανικούς κανονισμούς, η απόκτηση μετοχών εταιρειών στις οποίες ρυθμίζεται η κύρια δραστηριότητα ή οι οποίες έχουν ρυθμίσει περιουσιακά στοιχεία για την εκτέλεση τέτοιων δραστηριοτήτων, καθώς και η απόκτηση των εν λόγω περιουσιακών στοιχείων, πρέπει να κοινοποιηθεί εντός 15 ημερών από την εκτέλεση ή συναλλαγή στο MITECO. Με τον ίδιο τρόπο, η απόκτηση ποσοστού ενός μεριδίου ελέγχου μιας ρυθμιζόμενης εταιρείας πρέπει να κοινοποιηθεί στο MITECO εντός της προαναφερθείσας περιόδου. Το MITECO μπορεί να επιβάλει όρους σε αυτήν την απόκτηση εάν ο αποκτών είναι υπήκοος μιας χώρας που δεν ανήκει στην ΕΕ, λαμβάνοντας υπόψη τη χώρα στην οποία ανήκει ο αποκτών, τη σχέση της εν λόγω χώρας με την ΕΕ και τον κίνδυνο που ενέχει στην εθνική ασφάλεια εφοδιασμού.

Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθεί ότι, οι κυβερνήσεις της Γαλλίας και της Ισπανίας απέρριψαν πρόσφατα το έργο για αγωγό φυσικού αερίου που θα συνέδεε την Ισπανία και τη

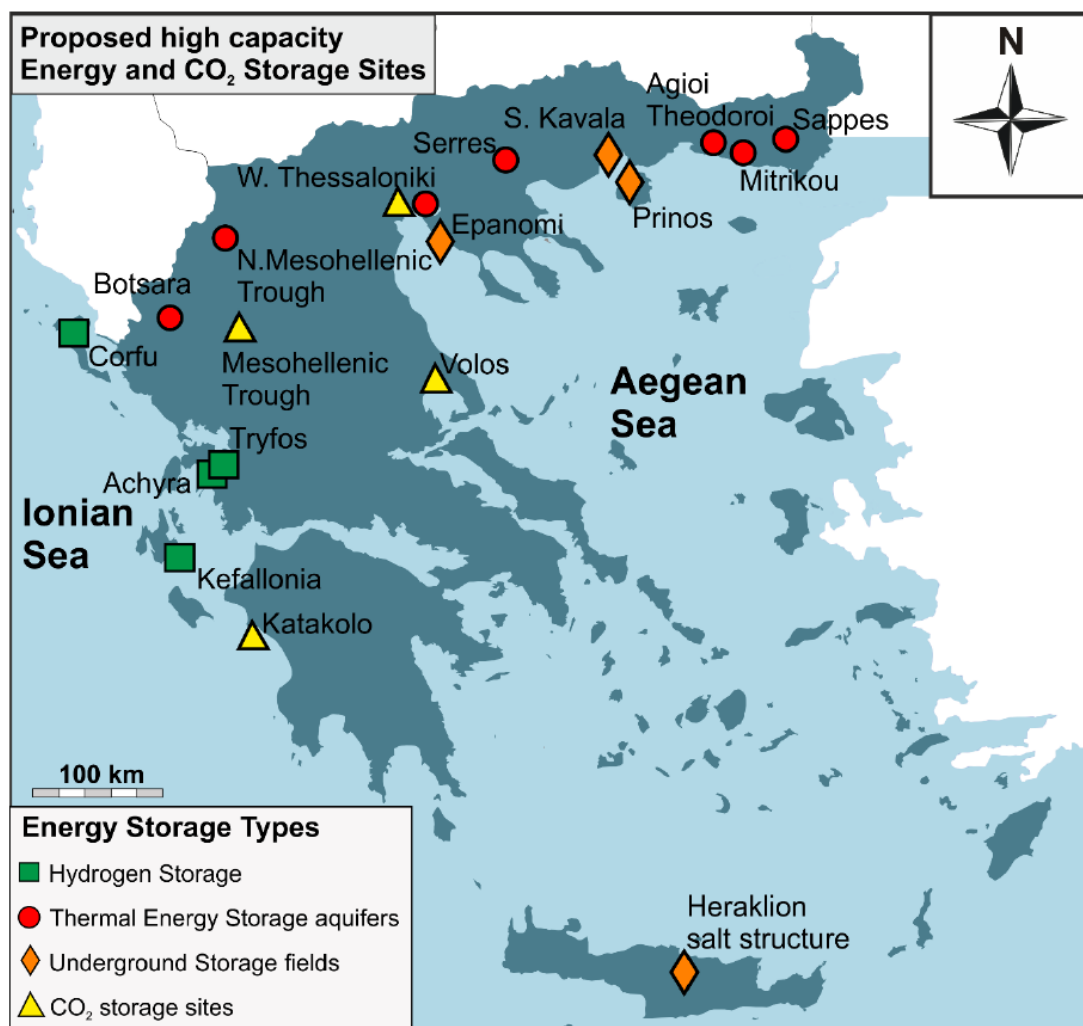
Γαλλία μέσω των ανατολικών Πυρηναίων, γνωστών ως Ανατολικά Πυρηναία της Νότιας Διαμετακόμισης. Το έργο συνίστατο στην κατασκευή, στην Ισπανία, 106 χιλιομέτρων αγωγών φυσικού αερίου, και ενός σταθμού συμπίεσης στο Martorell (Cataluña) και, στη Γαλλία, της κατασκευής 120 χιλιομέτρων αγωγών φυσικού αερίου από τα σύνορα έως το σταθμό συμπίεσης της Barbaïra. Το έργο συγχρηματοδοτήθηκε από την ΕΕ, αλλά οι ρυθμιστικές αρχές και στις δύο χώρες απέρριψαν το έργο τον Ιανουάριο του 2019 επειδή θεώρησαν ότι το έργο «δεν ανταποκρίνεται στις ανάγκες της αγοράς και δεν είναι αρκετά ώριμο για να είναι επιλέξιμο για απόφαση από τις ρυθμιστικές αρχές» και ότι ήταν επίσης πολύ δαπανηρό.

### 1.11. Gas storage στην Ελλάδα

Το χαρτοφυλάκιο παραγωγής του Ελληνικού Ηπειρωτικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας αποτελείται κυρίως από διάφορους τύπους θερμοηλεκτρικών (χρησιμοποιώντας ορυκτά καύσιμα: φυσικό αέριο και λιγνίτη), καθώς και υδροηλεκτρικών μονάδων (κατακρημνίσεις, αντλία αποθήκευσης, ποτάμια). Συγκεκριμένα το χαρτοφυλάκιο του ελληνικού συστήματος ισχύος αποτελείται από τα ακόλουθα, από απόψεως χωρητικότητας: δεκατέσσερις μονάδες λιγνίτη περίπου 4300 MW, έντεκα μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου περίπου 5000 MW, τρεις μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου περίπου 150 MW, αρκετές υδροηλεκτρικές μονάδες περίπου 3100MW και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας περίπου 5000 MW. Όπως είναι ευρέως γνωστό, η χρήση ορυκτών καυσίμων ως πηγών ενέργειας είναι ένας από τους σημαντικότερους συντελεστές των ανθρωπογενών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου που περιλαμβάνουν CO<sub>2</sub> (Davis, 2017). Για τον μετριασμό των επιπτώσεων της υπερθέρμανσης του πλανήτη, η εφαρμογή των πρακτικών δέσμευσης και αποθήκευσης CO<sub>2</sub> (CCS) θεωρείται ως μια υπερσύγχρονη τεχνολογία που στοχεύει στη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα (Rosenbauer, et al., 2012). Για να επιτευχθεί αποτελεσματική και βιώσιμη διαχείριση ενέργειας, είναι σημαντικό να προωθηθούν πρακτικές που αποσκοπούν στη μείωση του αποτυπώματος άνθρακα μέσω της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολική, βιομάζα, ηλιακή και γεωθερμική ενέργεια) στην Ελλάδα, με την ενσωμάτωση των εννοιών αποθήκευσης ενέργειας (Bott, et al., 2019). Πιο συγκεκριμένα, οι εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας ως έννοια στοχεύουν στην παροχή τεχνολογιών που μετατρέπουν την ενέργεια σε αποθηκευμένες μορφές (NatarajBarath, et al., 2015). Επιπροσθέτως, η αποθήκευση ενέργειας εξισορροπεί την κατανάλωση ενέργειας με την παραγωγή (προσφορά – ζήτηση), αποθηκεύοντας υπερβολική ενέργεια για μεγάλες και / ή μικρές περιόδους (Mofijur, et al., 2019), γεγονός που είναι εξαιρετικά χρήσιμο και σημαντικό στην περίπτωση του φυσικού αερίου.

Πέρα από την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων (δηλ. εποχιακή ζήτηση, καθημερινά), η αποθήκευση ενέργειας παρέχει πρόσθετα οφέλη όπως είναι: η μείωση του λειτουργικού

κόστους, η ολοκλήρωση μεταβλητών πηγών ενέργειας (όπως αιολική, ηλιακή, φυσικό αέριο και γεωθερμική ενέργεια) και η μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων κ.λπ. (παροχή ενέργειας χαμηλού άνθρακα).



Εικόνα20: Κύριοι προτεινόμενοι τόποι αποθήκευσης ενέργειας και  $CO_2$  υψηλής χωρητικότητας (αποθήκευση υδρογόνου: 26.600 MWh<sub>[e]</sub>, Θερμική χωρητικότητα: 2930–4651 MJ; Χωρητικότητα αποθήκευσης αερίου: 928.097–4.826.105 MWh<sub>[e]</sub>; Αποθήκευση  $CO_2$ : 27.600 t (Koukouzas, et al., 2019) έως 1350 Mt (Arvanitis, et al., 2019).

Παρά τα πλεονεκτήματα της αποθήκευσης φυσικού αερίου, στην Ελλάδα δεν υπάρχει ακόμη υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης φυσικού αερίου, ωστόσο υπάρχουν πολλές συγκεκριμένες τοποθεσίες με δυνατότητες για υπόγεια αποθήκευση ενέργειας (Arvanitis, 2018). Οι υδροφόροι ορίζοντες για εποχική υπόγεια αποθήκευση θερμότητας ή φυσικού αερίου βρίσκονται σε ιζηματογενείς λεκάνες της ηπειρωτικής Ελλάδας (όπως λεκάνη Θεσσαλονίκης, Βόρεια Ελλάδα), καθώς και στα νησιά του Αιγαίου (όπως Εύβοια, Λέσβος, Χίος και Ρόδος). Το φυσικό αέριο μπορεί να αποθηκευτεί επαρκώς σε δεξαμενές εξαντλημένου φυσικού αερίου που υπάρχουν στην Ελλάδα, όπως φαίνεται στην Εικόνα20, οι οποίες επιλέγονται με βάση έναν

αρκετά μεγάλο όγκο χώρου πόρων, κατά προτίμηση υψηλή διαπερατότητα πετρωμάτων δεξαμενής και την απουσία μιγμάτων αερίων όπως υδρόθειο. Επιπλέον, δεξαμενές υδρογονανθράκων που θα μπορούσαν να χρησιμεύσουν ως πιθανοί τόποι αποθήκευσης υπόγειου αερίου περιλαμβάνουν αυτές της Επανομής (Θεσσαλονίκη, Βόρεια Ελλάδα), το Κατάκολο (Νότια Ελλάδα) και τον Πρίνο (Βόρεια Ελλάδα) (Arvanitis, , 2018 ).

Υπάρχουν τρεις τύποι αποθήκευσης υπόγειου φυσικού αερίου στο τρέχον στάδιο και αυτοί περιλαμβάνουν δεξαμενές εξαντλημένου πετρελαίου και φυσικού αερίου, σπήλαια άλατος και υδροφόρους ορίζοντες. Το φυσικό αέριο εγχέεται στις περιοχές αποθήκευσης κατά τη διάρκεια της χαλαρής περιόδου χρήσης φυσικού αερίου (καλοκαιρινοί μήνες) και παράγεται κατά τη διάρκεια της πολυάσχολης περιόδου (χειμώνας) από τις δεξαμενές αποθήκευσης (Renru, 2011). Σε εξαντλημένες δεξαμενές φυσικού αερίου και πετρελαίου, η μετατροπή φυσικού αερίου / πετρελαίου (από την παραγωγή σε στάδιο αποθήκευσης) ωφελείται από την υπάρχουσα υποδομή (πηγάδια, συστήματα συλλογής και συνδέσεις αγωγών), καθώς και για τη μαζική κοινωνική αποδοχή. Αυτοί είναι οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενοι τρόποι υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου, οι οποίοι χρησιμοποιούνται περισσότερο λόγω της ευρείας διαθεσιμότητάς τους (Speight, 2019).

Το ποσό του φυσικού αερίου που αποθηκεύεται εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη δημιουργία πόρων καθώς και την διαπερατότητα των πετρωμάτων, παράγοντες οι οποίοι επηρεάζουν σημαντικά τη ροή του αερίου. Ο ρυθμός ροής στη συνέχεια επηρεάζει το ρυθμό έγχυσης και απόσυρσης του αερίου εργασίας (Speight, 2016). Σύμφωνα με προβλέψεις, αναμένεται μια αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας τα επόμενα χρόνια στην Ελλάδα. Επομένως, θα αναπτυχθούν προγραμματισμένα έργα υποδομής, στα οποία η Ελλάδα συμμετέχει ως χώρα διέλευσης. Αυτά τα έργα περιλαμβάνουν το Trans Adriatic Pipeline (TAP) (Papadopoulou, et al., 2015; Khalova, et al., 2019 ), το IGB (Interconnector Greece Bulgaria) διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας-Βουλγαρίας (Khalova, et al., 2019 ) και τους αγωγούς φυσικού αερίου EastMed (Khalova, et al., 2019 ) για τη βελτίωση της ασφάλειας και της ποικιλομορφίας της ευρωπαϊκής ενέργειας.

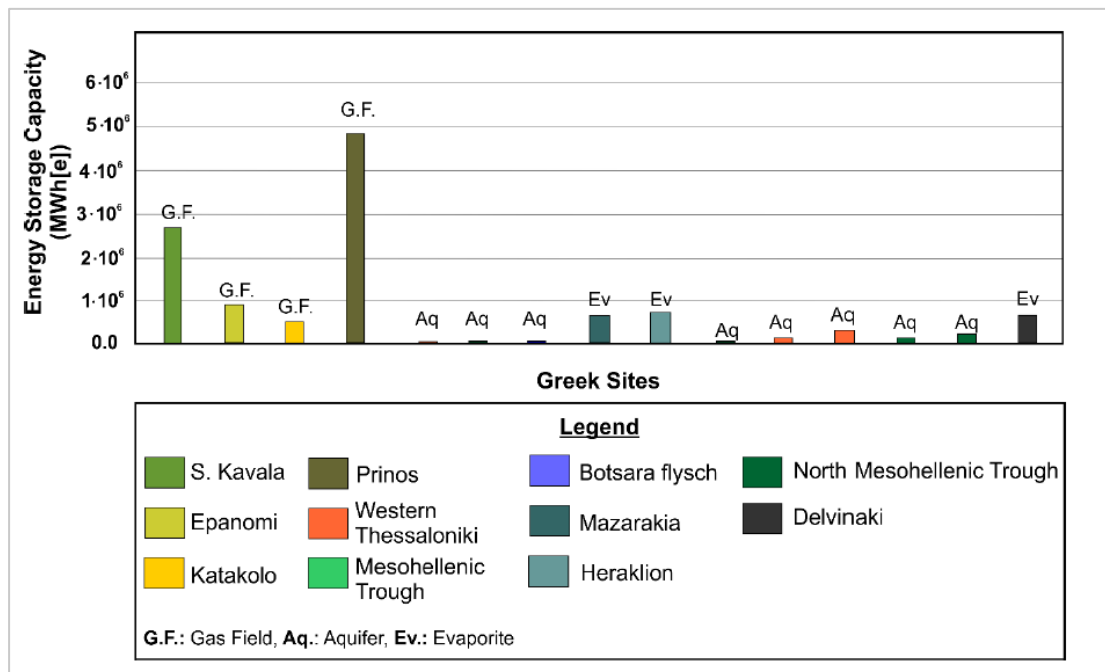
Τα αποτελέσματα της μελέτης των (Arvanitis, et al., 2020) δείχνουν ότι οι πιθανοί τόποι για την εφαρμογή τεχνολογιών υπόγειας αποθήκευσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα περιλαμβάνουν πεδία φυσικού αερίου, υδροφόρους ορίζοντες και εξατμισιγενές πετρώματα (εβαπορίτες), όπως φαίνεται στην Εικόνα 21. Συγκεκριμένα, τα πεδία αερίου Πρίνου και Νότιας Καβάλας παρουσιάζουν σημαντικά υψηλότερη χωρητικότητα αποθήκευσης σε σύγκριση με τους άλλους τύπους που παρουσιάζονται, Εικόνα 22. Αυτά τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν περαιτέρω το υψηλό δυναμικό αποθήκευσης του φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας για σκοπούς αποθήκευσης φυσικού αερίου. Το πεδίο φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας (Βόρεια Ελλάδα) είναι μια πολλά υποσχόμενη υπόθεση για την αποθήκευση υπόγειου αερίου στην

Ελλάδα. Είναι μια τοποθεσία με αποδεδειγμένη σκοπιμότητα και αναμένεται να αναπτυχθεί τα επόμενα χρόνια. Τα διαθέσιμα δεδομένα δείχνουν ότι η αθροιστική παραγωγή φυσικού αερίου μέχρι σήμερα είναι περίπου 847 Mm<sup>3</sup> (εκατομμύρια m<sup>3</sup>) (Recovery Factor RF 85%) και ο υπολογιζόμενος όγκος αερίου που απομένει είναι 148 Mm<sup>3</sup>, αντίστοιχα. Οι εβαπορίτες είναι τα δεύτερα πιο σημαντικά είδη που παρουσιάζουν τιμές χωρητικότητας αποθήκευσης που κυμαίνονται από 649.668 έως 757.327 MWh (ε). Όσον αφορά τους υδροφορείς που μελετήθηκαν, αυτοί που περιλαμβάνονται στους ιζηματογενείς σχηματισμούς της λεκάνης της Δυτικής Θεσσαλονίκης και του Meso Hellenic Through παρουσιάζουν τις υψηλότερες δυνατότητες αποθήκευσης υπόγειου αερίου. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά νοικοκυριό είναι 3765 kWh για την Ανατολική Μακεδονία και τη Θράκη συμπεραίνεται ότι τα πεδία φυσικού αερίου Πρίνος και Καβάλας θα μπορούσαν να καλύψουν τις ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας για τα νοικοκυριά σε αυτήν την περιοχή.

Sites Considered (* Gas Field, ** Aquifer, *** Salt Structure)	Total Gas Volume (Mm <sup>3</sup> )	Working Gas Volume (Mm <sup>3</sup> )	Cushion Gas Volume (Mm <sup>3</sup> )	Energy Storage Capacity (MWh <sub>[e]</sub> )
South Kavala *	847	720	127	2,672,920
Epanomi *	500	250	250	928,097
Katakolo *	300	150	150	556,858
Prinos *	2280	1300	980	4,826,105
Western Thessaloniki_ Alexandria **	3	1	2	3712
Mesohellenic Trough_ South Grevena **	44	13	31	48,261
Flysch Botsara syncline **	33	10	23	37,123
Mazarakia ***	281	175	106	649,668
Heraklion ***	328	204	124	757,327
Mesohellenic Trough Filio **	25	8	17	29,699
Western Thessaloniki SG **	136	41	95	152,208
Western Thessaloniki DG **	29	93	20	345,252
North Mesohellenic basin SG **	130	39	91	144,783
North Mesohellenic basin DG **	214	64	150	237,593
Delvinaki ***	218	175	106	649,668

Εικόνα 21: Χωρητικότητα αποθήκευσης υπόγειου αερίου (UGS) σε επιλεγμένους τόπους στην Ελλάδα (Arvanitis, et al., 2020).





Εικόνα 22: Μέση χωρητικότητα αποθήκευσης υπόγειου αερίου (UGS) των Ελληνικών παρατημένων ορυχείων, εξαιμωμένων πετρωμάτων και υδροφόρου ορίζοντα (Arvanitis, et al., 2020).

Όσον αφορά την οργάνωση της αγοράς του φυσικού αερίου στην Ελλάδα, σημειώνεται ότι η ελληνική αγορά φυσικού αερίου δομήθηκε με την Οδηγία 91/296/ΕΟΚ σχετικά με τη διαμετακόμιση φυσικού αερίου μέσω των μεγάλων δικτύων, καθώς και την Οδηγία 90/377/ΕΟΚ, για τη διαφάνεια των τιμών αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας που διατίθενται στον τελικό βιομηχανικό καταναλωτή (Φορτσάκη & Φαραντούρης, 2016). Αρχικά, στα πλαίσια της τότε κρατικής δομής και παρέμβασης, ο τομέας του φυσικού αερίου οργανώθηκε σύμφωνα με το μονοπωλιακό μοντέλο. Στο στάδιο αυτό, ίσχυε ο ν. 2364/1995, που σχετιζόταν με την εισαγωγή, μεταφορά, εμπορία και διανομή φυσικού αερίου και άλλες διατάξεις, ο οποίος μετέπειτα τροποποιήθηκε από το ν. 2528/1997. Σύμφωνα με το θεσμικό πλαίσιο, που καθορίστηκε με το ν. 2364/1995, η ελεγχόμενη - κυρίως από το ελληνικό κράτος - μονοπωλιακή επιχείρηση φυσικού αερίου ΔΕΠΑ Α.Ε. είχε υπό την ιδιοκτησία της και διαχείρισή της το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου, εισήγαγε το φυσικό αέριο και το μεταπούλούσε στους μεγάλους βιομηχανικούς πελάτες και τη ΔΕΗ καθώς και στις Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), στις οποίες συμμετείχαν και ιδιώτες επενδυτές. Οι ΕΠΑ λειτουργούσαν σαν μονοπωλιακές σε συγκεκριμένες περιοχές της χώρας και πωλούσαν αέριο στους μικρούς καταναλωτές των περιοχών αυτών.

Σύμφωνα με το άρθρο 3 του ν. 2364/1995 η άδεια για εισαγωγή, μεταφορά, αποθήκευση, επεξεργασία, διανομή και πώληση φυσικού αερίου στην Ελλάδα γίνεται σύμφωνα με τα

οριζόμενα στον νόμο, είναι δημόσιας ωφέλειας και τελεί υπό την εποπτεία του Υπουργείου Βιομηχανίας, Ενέργειας και Τεχνολογίας. Οι εν λόγω δραστηριότητες ασκούνταν στο σύνολο τους από την Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (εφεξής ΔΕΠΑ). Ειδικότερα, η ΔΕΠΑ είχε το δικαίωμα για όλες τις προαναφερθείσες δραστηριότητες καθώς και της προσθήκης οσμητικών ουσιών πώλησης, διανομής και γενικά εμπορίας του φυσικού αερίου (Κόλια & Μαυρουδή, 2019).

Η αγορά φυσικού αερίου στη Ελλάδα βασιζόταν σε μεγάλο βαθμό και συνεχίζει να βασίζεται σε εισαγωγές από άλλες χώρες, δεδομένου ότι το φυσικό αέριο δεν αποτελεί ενδογενή πηγή καυσίμου για τη χώρα. Κατά τα πρώτα έτη της λειτουργίας του (1996) διέθετε μία μόνο κύρια είσοδο εισαγωγών, την Βουλγαρία, από την οποία και γινόταν εισαγωγή φυσικού αερίου αποκλειστικά ρωσικής προέλευσης. Η δεύτερη είσοδος εισαγωγών βρισκόταν στο σταθμό υγροποίησης (ΥΦΑ) της Ρεβυθούσας στην Αττική, η οποία για τεχνικούς και οικονομικούς λόγους είχε τον ρόλο της εξισορρόπησης των διακυμάνσεων του όγκου φυσικού αερίου (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2003).

Σχετικά με τη μεταφορά φυσικού αερίου, η οποία σύμφωνα με το νόμο 2364/1995, νοείται η διοχέτευση φυσικού αερίου μέσω δικτύου αγωγών πίεσης σχεδιασμού μεγαλύτερης των 19 barg, καθώς επίσης και η διαμετακόμιση φυσικού αερίου σε υγροποιημένη μορφή μέσω πλοίων ή οχημάτων, υπάρχουν διαφορετικοί κανονισμοί. Ως Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου ορίστηκε το σύνολο των εγκαταστάσεων του δικτύου μεταφοράς του φυσικού αερίου μέσα στην ελληνική επικράτεια, το οποίο περιλαμβάνει τον κεντρικό αγωγό, τους κλάδους μεταφοράς, τις κάθε μορφής εγκαταστάσεις ή χώρους αποθήκευσης και επανεισαγωγής του αερίου στο δίκτυο μεταφοράς, τις εγκαταστάσεις μετρήσεων, συμπίεσης, αποσυμπίεσης, ελέγχου και γενικά τις εγκαταστάσεις που αποτελούν στοιχεία της λειτουργίας και υποστήριξης του δικτύου μεταφοράς. Φορέας διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, στο οποίο στην συνέχεια συμπεριλήφθηκε και ο σταθμός υγροποιημένου φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα, σε όλη την ελληνική επικράτεια ορίστηκε η ΔΕΠΑ (άρθρο 3 παρ. 3 του ν. 2364/1995), στην οποία και παραχωρήθηκε το ανεκχώρητο δικαίωμα του προγραμματισμού, κατασκευής, κυριότητας και εκμετάλλευσης του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς. Στην ΔΕΠΑ ανατέθηκε επίσης και το αποκλειστικό προνόμιο της χρήσης της υποδομής αυτής για την εισαγωγή, παροχή και προμήθεια φυσικού αερίου σε πελάτες. Ειδικότερα, σύμφωνα με το άρθρο 3 παρ. 6 του εν λόγω νόμου η ΔΕΠΑ είχε το δικαίωμα πώλησης φυσικού αερίου: α) στις Εταιρείες Διανομής Αερίου (εφεξής ΕΔΑ) και στις Εταιρείες Παροχής Αερίου (εφεξής ΕΠΑ), β) στους μεγάλους καταναλωτές, γ) για κίνηση οχημάτων, καθώς και δ) σε βιομηχανικούς και άλλους καταναλωτές φυσικού αερίου, ανεξαρτήτως ύψους κατανάλωσης, κατά το χρονικό διάστημα, που μεσολαβούσε ως την έκδοση των κατωτέρω αναφερόμενων αδειών διανομής. Ουσιαστικά ο κλάδος τελούσε υπό μονοπωλιακό καθεστώς.

Σχετικά με τη διανομή του φυσικού αερίου, ως Διανομή ορίστηκε «η διοχέτευση φυσικού αερίου μέσω αγωγών, εκτός των αγωγών πίεσης άνω των 19 barg». Το φυσικό αέριο εισάγεται στην Ελλάδα μέσω αγωγών υψηλής πίεσης, από τους οποίους μεταφέρεται στις εισόδους των πόλεων. Έπειτα, από εκεί διανέμεται μέσα από δίκτυα μέσης και χαμηλής πίεσης σε βιομηχανικούς, εμπορικούς και οικιακούς καταναλωτές. Η ανάπτυξη των δικτύων διανομής στις αστικές περιοχές της χώρας και η παροχή αερίου στους πελάτες των περιοχών αυτών επετεύχθη μέσω της θεσμοθέτησης, σύστασης και λειτουργίας των Εταιριών Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές της χώρας. Όπως προαναφέρθηκε, η ΔΕΠΑ είχε το δικαίωμα πώλησης φυσικού αερίου μεταξύ άλλων στους μεγάλους καταναλωτές καθώς και για κίνηση οχημάτων. Τα εν λόγω δικαιώματα, μπορούσε, βάσει ρητής νομοθετικής πρόβλεψης, να τα εκχωρήσει στο σύνολό τους ή εν μέρει στις ήδη υπάρχουσες Εταιρείες Διανομής Αερίου (εφεξής ΕΔΑ) καθώς και στις Εταιρείες Παροχής Αερίου (εφεξής ΕΠΑ), η σύσταση των οποίων προβλέφθηκε από τις διατάξεις των παρ. 6 και 7 του άρθρου 4 του ν.2364/1995. Περαιτέρω στις ΕΔΑ ή στη ΔΕΠΑ χορηγήθηκε εκ του νόμου το αποκλειστικό δικαίωμα :

- προγραμματισμού μελέτης σχεδιασμού, κατασκευής, κυριότητας και εκμετάλλευσης Συστήματος Διανομής Φυσικού Αερίου στη γεωγραφική περιοχή δραστηριότητας τους και
- πώλησης φυσικού αερίου σε καταναλωτές, που καταναλώνουν ετησίως όγκο φυσικού αερίου μέχρι του αντίστοιχου των εκατό (100) γιγαβατωρών Ανώτερης Θερμογόνου Δύναμης.

Τα προαναφερόμενα δικαιώματα των ΕΔΑ ή της ΔΕΠΑ κατά περίπτωση, πλην του δικαιώματος της κυριότητας, επιτρεπόταν να προσδοθούν μόνο σε Ανώνυμες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), η σύσταση των οποίων θα ελάμβανε χώρα, κατόπιν ειδικά καθοριζόμενης από το νόμο διαδικασίας. Ειδικότερα οι ΕΔΑ ή η ΔΕΠΑ μπορούσαν να προκηρύσσουν δημόσιους διεθνείς διαγωνισμούς, χωρίς χρονικό προσδιορισμό, με αντικείμενο την ανάδειξη ιδιωτών επενδυτών, οι οποίοι επρόκειτο να συνάψουν σύμβαση μαζί τους για την εκμετάλλευση δικτύου διανομής φυσικού αερίου και να συμμετάσχουν στη υπό σύσταση ΕΠΑ, με αποκηρυσσόμενο ποσοστό συμμετοχής σε κάθε περίπτωση μέχρι σαράντα εννέα τοις εκατό (49%) επί του μετοχικού κεφαλαίου. Στο διαγωνισμό μπορούσαν να συμμετάσχουν επιχειρήσεις ή ομάδες επιχειρήσεων συμβατικά συνδεδεμένες, με πείρα στην ανάπτυξη, λειτουργία και διαχείριση συστημάτων διανομής φυσικού αερίου. Οι υπό σύσταση ΕΠΑ θα είχαν την μορφή ανωνύμων εταιρειών και αποκλειστικό σκοπό τον προγραμματισμό, τη μελέτη, το σχεδιασμό, την κατασκευή και την εκμετάλλευση συστήματος διανομής φυσικού

αερίου, στα γεωγραφικά όρια της δραστηριότητας που προσδιορίζονταν επακριβώς στο καταστατικό τους, κατόπιν χορήγησης άδειας διανομής χρονικής ισχύος από 25 έως 35 έτη.

Το 1995 η ΔΕΠΑ ίδρυσε τρεις θυγατρικές εταιρείες, τις ΕΔΑ Αττικής, Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας, των οποίων κατείχε το σύνολο των μετοχών. Στη συνέχεια οι ΕΔΑ Αττικής, Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας διεξήγαγαν κατά τα έτη 2000-2001 τρεις διεθνείς διαγωνισμούς για την εξεύρεση ιδιωτών επενδυτών, προκειμένου να συστήσουν από κοινού τις αντίστοιχες ΕΠΑ, με αντικείμενο την ανάπτυξη, λειτουργία, συντήρηση και εκμετάλλευση του συστήματος διανομής φυσικού αερίου, που εντάσσεται στις περιοχές τους για τα επόμενα τριάντα χρόνια. Μετά την ολοκλήρωση των διαγωνισμών, που ανέδειξαν ως πλειοδότες επενδυτές τις εταιρείες Attiki Denmark ApS για την περιοχή της Αττικής και την εταιρεία ITALGAS για τις περιοχές της Θεσσαλονίκης και της Θεσσαλίας, συστάθηκαν οι ΕΠΑ Αττικής, Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας με συμμετοχή των αντίστοιχων ΕΔΑ κατά 51% και των Attiki Denmark ApS και ITALCAS αντίστοιχα κατά 49%. Στο πλαίσιο αυτό ιδρύθηκαν:

- Η ΕΠΑ Αττικής, για την οποία εκδόθηκε Άδεια Διανομής φυσικού αερίου για τριάντα (30) έτη, με την υπ' αριθμ. Δ1/18887/06-11-2001 (ΦΕΚ Β' 1521/13-11-2001),
- Η ΕΠΑ Θεσσαλονίκης, για την οποία εκδόθηκε Άδεια Διανομής φυσικού αερίου για τριάντα (30) έτη, με την υπ' αριθμ. Δ1/Γ/Φ7/11819/2000 (ΦΕΚ Β' 1086/31-08-2000),
- Η ΕΠΑ Θεσσαλίας, για την οποία εκδόθηκε Άδεια Διανομής φυσικού αερίου για τριάντα (30) έτη, με την υπ' αριθμ. Δ1/Γ/Φ7/11818/2000 (ΦΕΚ Β' 1087/31-08-2000).

Η ελληνική αγορά φυσικού αερίου, ως περίπτωση ρυθμιζόμενης αγοράς, παρουσιάζει ιδιαιτερότητες, όπως και οι λοιπές ευρωπαϊκές εθνικές αγορές φυσικού αερίου, συνιστάμενες στην έντονη εξάρτηση από τις εισαγωγές τρίτων χωρών, σε δυσκαμψίες, λόγω της συγκέντρωσης των προμηθευτών και λόγω των μακροχρόνιων συμβάσεων, καθώς και στην έλλειψη ρευστότητας και διαφάνειας. Επίσης, το γεγονός ότι για μακρό χρονικό διάστημα η ελληνική αγορά φυσικού αερίου θεωρείτο ως αναδυόμενη αγορά και τελούσε υπό καθεστώς παρέκκλισης από την εφαρμογή των ευρωπαϊκών κανόνων απελευθέρωσης της εν λόγω αγοράς είναι ένα ακόμη στοιχείο που συγκαταλέγεται στα προηγούμενα. Περαιτέρω, η εξέλιξη της εν λόγω αγοράς επηρεάζεται, μεταξύ άλλων και από τη γεωστρατηγική θέση της χώρας σε ένα κομβικό σημείο διακίνησης διασυννοριακών ροών ενέργειας στην Ανατολική Μεσόγειο. Ενόψει των ανωτέρω, θα μπορούσε να ειπωθεί ότι η ρυθμιστική παρέμβαση της αρμόδιας εθνικής αρχής ενέργειας αποκτά έναν ιδιαίτερο ρόλο, για την επίτευξη ωρίμανσης της ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου. Η Τρίτη Οδηγία υπ' αριθμ. 2009/73/ΕΚ και ο ν. 4001/2011 που την ενσωμάτωσε σαφώς συντέλεσαν στην επιτάχυνση και στην βελτίωση της απελευθέρωσης της εν λόγω αγοράς στην Ελλάδα, αναμορφώνοντας το ρόλο της εθνικής

ρυθμιστικής αρχής, η συμβολή της οποίας είναι εξαιρετικά σημαντική για την επίτευξη του στόχου της δημιουργίας μιας αποτελεσματικά λειτουργικής εθνικής αγοράς φυσικού αερίου. Ωστόσο, η προσπάθεια πλήρους ανοίγματος της ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου στον ανταγωνισμό είναι πολυσύνθετη, καθώς επηρεάζεται τόσο από τις εκάστοτε επικρατούσες πολιτικές και οικονομικές συνθήκες, όσο και από την εξέλιξη των διοικητικών και ρυθμιστικών κανόνων, που διαρκώς πρέπει να μεταβάλλονται, για να ανταποκρίνονται στις νέες κοινωνικές και οικονομικές απαιτήσεις.

## Μελέτη περίπτωσης αποθήκη φυσικού αερίου στην Καβάλα

### 1.12. Το φυσικό αέριο στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα, η ανάπτυξη φυσικού αερίου από τα μέσα της δεκαετίας του 1960, τόσο ως όραμα όσο και ως πραγματικό δίκτυο με τις υποδομές του, συνδέθηκε στενά με σχέδια για το ηλεκτρικό σύστημα. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι, για την μείωση της εξάρτησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον λιγνίτη και το πετρέλαιο, η εθνική Δημόσια Εταιρεία Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) έγινε ο κύριος χρήστης φυσικού αερίου. Ενώ υπήρχαν προγράμματα και πολιτικές που έδιναν έμφαση στην υδροηλεκτρική ενέργεια, καθώς και σχέδια για πυρηνικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, από το 1960 ο γηγενής λιγνίτης έγινε η κυρίαρχη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας (Arapostathis & Fotopoulos, 2019). Η αυξανόμενη ανάγκη για αντάρκτη ενέργεια νομιμοποίησε τη μαζική εξερεύνηση και εξόρυξη λιγνίτη στη Βόρεια Ελλάδα και καθοδήγησε γρήγορα το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας προς τη χρήση του. Το μεγάλο ποσοστό εξάρτησης από τις εισαγωγές έως και 75% θεωρήθηκε μείζον ελάττωμα του ενεργειακού μείγματος και ανεπιθύμητο για την οικονομία. Αυτή η ανησυχία επεκτάθηκε με τις κρίσεις τιμής του πετρελαίου τα έτη 1973/74 και 1979/80 και βοήθησε στη νομιμοποίηση του λιγνίτη ως της πιο ασφαλούς, αποτελεσματικής και κατάλληλης πηγής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Arapostathis, et al., 2017). Ωστόσο, μετά το 1995, το φυσικό αέριο άρχισε να παίζει σημαντικό ρόλο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και έως το 1998 ποσοστό που άγγιζε τα 3/5 του φυσικού αερίου χρησιμοποιήθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι κυριότεροι παράγοντες που έπαιξαν καθοριστικό ρόλο στη μετάβαση προς τη χρήση φυσικού αερίου ήταν κάποιες κρατικές εταιρείες και οργανισμοί, ιδρύματα και ρυθμιστικοί οργανισμοί και εταιρείες του ιδιωτικού τομέα.

Σύμφωνα με την έρευνα των (Fotopoulos, et al., 2019) υπάρχουν δύο σημαντικές μεταβάσεις προς το καθεστώς φυσικού αερίου στην Ελλάδα. Στην πρώτη μετάβαση προς τη χρήση φυσικού αερίου, οι τρεις ανταγωνιστικές και διαφορετικές λογικές (το κράτος, η αγορά και η κοινωνία των πολιτών) έπαιξαν καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση του χώρου δράσης, με την λογική να είναι η κυρίαρχη. Κατά τη διάρκεια αυτής της μετάβασης, τα αρχικά οράματα και οι προσδοκίες άλλαξαν, όπως και ο «χώρος δράσης». Το φυσικό αέριο θεωρήθηκε ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ως πρωταρχική εισροή για την κατασκευή και γενικά τη βαριά βιομηχανία. Δυστυχώς το δίκτυο χαμηλής πίεσης το οποίο θα μπορούσε να εξυπηρετήσει νοικοκυριά και εμπορικούς χώρους ως πιθανή προτεραιότητα υποτιμήθηκε. Επιπλέον, οι δημοτικές αρχές παραμελήθηκαν και ο ρόλος τους μειώθηκε.

Στη δεύτερη μετάβαση τα οράματα / προσδοκίες άλλαξαν για άλλη μια φορά με τη δέσμευση ενός νέου θεσμού, της «Τρόικας». Η «τρίοικα», βασιζόμενη σε οράματα μιας νεοφιλελεύθερης οικονομίας, ενήργησε ως ενισχυτής της μετάβασης βάσει μιας «λογικής αγοράς» που εστιάζει



στην ελευθέρωση / ιδιωτικοποίηση. Η εμπλοκή της προκάλεσε επιπλοκές που αναμόρφωσαν τον χώρο δράσης και ανακατεύθυναν την πορεία της μετάβασης. Γενικά, τα οράματα, οι έννοιες, καθώς και οι υλικές δικτυακές υποδομές ενέργειας όπως αυτές του φυσικού αερίου, παράγονται μαζί με την εθνική και διεθνή πολιτική καθώς και τις αλλαγές στη λογική της κυβέρνησης σε κάθε μετάβαση.

Ωστόσο, σε αυτές τις δύο σημαντικές μεταβάσεις, υπήρχαν και τα λεγόμενα «παρακλάδια» ή διασταυρώσεις στα μονοπάτια τους. Σε αυτά τα σημεία διακλάδωσης, οι φορείς του καθεστώτος ενήργησαν με σκοπό να κατευθύνουν τον χώρο δράσης και να επηρεάσουν την ιδιοκτησία και τον έλεγχο του τεχνολογικού δικτύου. Κατά την πρώτη φάση της πρώτης μετάβασης, το φυσικό αέριο θεωρήθηκε ως πηγή ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που θα μπορούσε να αξιοποιηθεί μαζί με το πετρέλαιο από πιθανές εγχώριες πηγές. Παρά τις απαραίτητες εισαγωγές φυσικού αερίου και τις επιπτώσεις τους στην ενεργειακή ασφάλεια, το δίκτυο θεωρήθηκε ως κρίσιμη ουσία που θα ενίσχυε την ενδυνάμωση της επιρροής της χώρας στα Βαλκάνια. Αντιθέτως, στα τέλη της δεκαετίας του 1980, η απόφαση της κυβέρνησης Παπανδρέου να προχωρήσει στην κατασκευή του δικτύου φυσικού αερίου βασίστηκε στην κατανόηση του φυσικού αερίου ως τεχνολογικής υποδομής που θα συνέβαλλε τόσο στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας όσο και στην οικονομική της ανάπτυξη. Παρόλο που τα πολιτικά οράματα της σοσιαλιστικής-λαϊκιστικής κυβέρνησης περιλάμβαναν κάποιες φιλοδοξίες αποκέντρωσης και πολυεπίπεδης διακυβέρνησης, η δημιουργία του δικτύου και η διακυβέρνησή του υλοποιήθηκαν με τρόπους που οδήγησαν σε μια ιεραρχική δομή και τον αποκλεισμό φορέων από τις περιφερειακές αρχές.

Στη δεύτερη μετάβαση, το καθεστώς φυσικού αερίου αναδιαμορφώθηκε για πρώτη φορά από διεθνή ιδρύματα συμπεριλαμβανομένης της ΕΕ, επιδιώκοντας την αύξηση του ανταγωνισμού της αγοράς και την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας και, ως εκ τούτου, μια λογική διακυβέρνησης περισσότερο προσανατολισμένη στην αγορά. Λόγω της χρηματοπιστωτικής κρίσης, το καθεστώς φυσικού αερίου αναδιαμορφώθηκε περαιτέρω μέσω της οικονομικής δύναμης της «Τρόικας», με συγκεκριμένες πιέσεις προς την ιδιωτικοποίηση, την ελευθέρωση και την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου και το άνοιγμά της σε διεθνή ιδιοκτησία και έλεγχο. Στο αρχικό στάδιο αυτής της μετάβασης, η έμφαση στην ιδιωτικοποίηση και την ελευθέρωση ήταν μια πίεση για την οικοδόμηση της αγοράς σύμφωνα με ένα νεοφιλελεύθερο παράδειγμα και όραμα. Στο μεταγενέστερο στάδιο της δεύτερης μετάβασης, υπό συνθήκες κρίσης, οι υποδομές φυσικού αερίου θεωρήθηκαν επίσης ως κρατικά περιουσιακά στοιχεία που θα μπορούσαν να πωληθούν για να μειώσουν το χρέος της χώρας, ενώ το ελληνικό ενεργειακό σύστημα θα κατευθυνόταν προς μια ακόμη πιο κατευθυνόμενη στην αγορά λογική διακυβέρνησης.

Στα πρώτα χρόνια του 21<sup>ου</sup> αιώνα, μεγάλη έμφαση δόθηκε στην ελευθέρωση και την απορρύθμιση των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου, κυρίως λόγω των πιέσεων της ΕΕ. Η κρατική κυριαρχία μειώθηκε ή έτεινε προς μείωση μέσω της εφαρμογής των κοινοτικών οδηγιών. Πριν από την κρίση, το κράτος αντιστάθηκε σθεναρά σε αυτές τις πιέσεις για ιδιωτικοποίηση, ελευθέρωση και απορρύθμιση, είτε για ευκαιριακούς λόγους είτε επειδή πίστευε ότι θα μπορούσε να επιτύχει στόχους πολιτικής μέσω της ιδιοκτησίας της υποδομής φυσικού αερίου. Κατά τη διάρκεια της κρίσης, οι επιβεβλημένες απαιτήσεις των Μνημονίων της Τρόικας άλλαξαν τις σχέσεις εξουσίας και την ικανότητα του κράτους να αναλαμβάνει θεσμική και νομοθετική αντίσταση. Ωστόσο, το παιχνίδι ισχύος στον σχεδιασμό ενεργειακών υποδομών εξακολουθεί να αλλάζει. Παρά τις συμφωνίες και τα υπογεγραμμένα μνημόνια, αυτή είναι μια κοινωνικοπολιτική διαδικασία που περιλαμβάνει συζήτηση, διαπραγματεύσεις και πιέσεις για την πραγματική υλοποίησή της. Φαίνεται ότι το ελληνικό κράτος έχει κάποια αντιπροσωπεία να συμμετέχει στη γεωπολιτική δυναμική της διαμετακόμισης φυσικού αερίου. Παρ' όλα αυτά, ενώ ο ρόλος του κράτους έχει αναδιαμορφωθεί στο δυναμικό διεθνές περιβάλλον και κάποιος οργανισμός / αντιπροσωπεία διασφαλίζει τη γεωπολιτική της ενέργειας, είναι αβέβαιο εάν το κράτος μπορεί ακόμα να επηρεάσει τα δομικά χαρακτηριστικά των ενεργειακών οδών μετάβασης με τρόπους που επιθυμεί.

Όπως προαναφέρθηκε, η εισαγωγή φυσικού αερίου εγγράφηκε σε ένα ευρύτερο γεωπολιτικό πλαίσιο για τη σοσιαλιστική κυβέρνηση του Παπανδρέου, ενώ την ίδια στιγμή η σοβιετική πλευρά είχε συμφέροντα να βρει έναν σύνδεσμο με τη Νοτιοανατολική Μεσόγειο. Η επέκταση του δικτύου φυσικού αερίου, οι διασυνδέσεις και η χωρητικότητα αποθήκευσης ΥΦΑ έχουν ισχυρό τεχνο-πολιτικό χαρακτήρα και σημαντικές διακρατικές γεωπολιτικές διαστάσεις. Τα αντιληπτά πλεονεκτήματα για τη γεωπολιτική θέση της Ελλάδας από τη δημιουργία νέων διασυνδέσεων και νέων αγωγών ήταν ένα σημείο διακλάδωσης, καθώς οι εθνικοί και διεθνείς φορείς έλαβαν αποφάσεις για τη μετατροπή της Ελλάδας σε χώρα διέλευσης. Ενώ οι κυρίαρχοι διεθνείς παράγοντες προώθησαν τη λογική της αγοράς, τα συμφέροντά τους και οι προτεραιότητές τους έρχονταν σε σύγκρουση τόσο μεταξύ τους όσο και με τις υπάρχουσες προτεραιότητες και κατανόηση των υφιστάμενων ελληνικών κρατικών φορέων και πολιτικών οραμάτων για τη μελλοντική τους ανάπτυξη (Fotopoulos, 2016). Παρά την οικονομική κρίση, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή τόνισε τα ελληνικά ενεργειακά έργα ως σημαντικά ευρωπαϊκά «έργα κοινού ενδιαφέροντος» και προώθησε τη μετατροπή της Ελλάδας σε χώρα διέλευσης. Ωστόσο, με την πάροδο του χρόνου ορισμένα από αυτά τα έργα έχασαν έδαφος, ειδικά εκείνα που οραματίστηκαν και θεσπίστηκαν από την ελληνική κυβέρνηση και τη ΔΕΠΑ, όπως το ανεσταλμένο έργο Διασύνδεσης Τουρκίας-Ελλάδας-Ιταλίας (ITGI), ενώ άλλα που οραματίστηκαν και θεσπίστηκαν από διακρατικούς φορείς (εταιρείες, ιδρύματα και οργανισμούς), όπως ο TAP έχουν αποκτήσει δυναμική. Ανάμεσα σε αυτά τα έργα βρίσκεται

και η υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης φυσικού αερίου στη Νότια Καβάλα χρησιμοποιώντας ένα υπάρχον πεδίο εξάντλησης φυσικού αερίου (Stambolis&Sofianos, 2012), όπως και ο τελικός σταθμός εισαγωγής ΥΦΑ του Αιγαίου στα περίχωρα της Καβάλας στη Β. Ελλάδα (Stambolis&Sofianos, 2012).

Διεθνείς κοινωνικοί φορείς, όπως η εταιρεία SOCAR του Αζερμπαϊτζάν, υπέβαλαν προσφορά και αγόρασαν το 66% των μετοχών της ΔΕΣΦΑ. Το Αζερμπαϊτζάν έβλεπε την Ελλάδα ως ένα παράθυρο ευκαιρίας για να ενδυναμώσει τον διεθνή του ρόλο στη μεταφορά φυσικού αερίου στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, καθώς απέκτησε την πλειοψηφία των μετοχών του ΔΕΣΦΑ τελικά απέκτησαν θέση προτεραιότητας σε μεγάλα έργα αγωγών συμπεριλαμβανομένου του Trans Adriatic Pipeline (TAP) και της διασύνδεσης Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB). Η SOCAR ήθελε να γίνει ένα υποχρεωτικό σημείο διέλευσης και βασικός παράγοντας στον ενεργειακό διάδρομο και κόμβο στον οποίο επρόκειτο να μεταμορφωθεί η Ελλάδα (Gurbanov, 2015).

Η περιπλοκότητα της ιδιωτικοποίησης του ΔΕΣΦΑ έδωσε χώρο σε περισσότερους διακρατικούς παράγοντες της αγοράς και των κρατικών φορέων να προσπαθήσουν να διασφαλίσουν τα δικά τους συμφέροντα. Για παράδειγμα, η Ρωσία προσπαθούσε να δημιουργήσει εμπόδια στην ενεργειακή επέκταση του Αζερμπαϊτζάν (Adilgizi, 2015). Το ρωσικό-ελληνικό ενεργειακό μνημόνιο που υπεγράφη τον Ιούνιο του 2015 για την κατασκευή του ελληνικού τμήματος του τούρκικου αγωγού, εισήγαγε τους Ρώσους στον χώρο δράσης του ελληνικού καθεστώτος φυσικού αερίου, οδηγώντας σε ανησυχίες το Αζερμπαϊτζάν. Η Ελλάδα στόχευε να προωθήσει τη θέση της στη γεωπολιτική της ενέργειας στο πλαίσιο των νέων ρόλων για τους παράγοντες του καθεστώτος, των νέων φορέων στη δημιουργία καθεστώτων και την προώθηση διαφορετικών τεχνολογικών υποδομών. Η Ελλάδα έχει υποστηρίξει ενεργά το έργο «New South Stream Project», το ITGI και το Poseidon για την παράδοση ρωσικού φυσικού αερίου κάτω από τη Μαύρη Θάλασσα στην Ευρώπη μέσω τρίτων χωρών (RT, 2016).

Η περίοδος που καλύπτεται σε αυτό το τμήμα χαρακτηρίστηκε από την πολιτική κυριαρχία του υπερεθνικισμού, ο οποίος σχετίζεται με τη σταδιακή αποδυνάμωση του ρόλου του ελληνικού κράτους στον σχεδιασμό και τον έλεγχο των ενεργειακών υποδομών και στην εμφάνιση διεθνών παραγόντων στη διαμόρφωση του χώρου δράσης της διακυβέρνησης της δεύτερης μετάβασης του καθεστώτος φυσικού αερίου. Ταυτόχρονα, εισήγαγε την αναδιάρθρωση της λογικής διακυβέρνησης του ενεργειακού συστήματος, των τεχνολογικών επιλογών και, κυρίως, της οργάνωσης του καθεστώτος φυσικού αερίου, μέσω της εισαγωγής διεθνικών παραγόντων. Σε αυτήν τη δεύτερη μετάβαση του ελληνικού καθεστώτος φυσικού αερίου, ο ρόλος και η υπηρεσία του κράτους αναδιαμορφώθηκαν. Ενώ οι διεθνείς πιέσεις και οι νέοι διεθνείς παράγοντες, όπως η «Τρόικα» μείωσαν την εξουσία του κράτους, η πολιτική του αγωγού αναμόρφωσε τον ρόλο και τη δύναμή της μέσω της συμμετοχής του κράτους στην

ενεργειακή γεωπολιτική. Το όραμα του μετασχηματισμού της Ελλάδας σε ενεργειακό κόμβο που καλλιεργήθηκε τόσο από διεθνικούς όσο και από εθνικούς φορείς έγινε ισχυρό και κατηύθυνε σχετικές πολιτικές και αποφάσεις.

### 1.13. Ο τομέας της ενέργειας στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα κατά τη διάρκεια του 2016, το 68,5% της κατανάλωσης φυσικού αερίου αφορούσε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το 10,1% αναφέρεται σε πελάτες που συνδέονται με δίκτυο και το 21,4% σε διανομή δικτύου (ΔΕΣΦΑ, 2017). Οι μονάδες φυσικού αερίου είναι πιο ευέλικτες στο λειτουργικό τους προφίλ σε σύγκριση με τον άνθρακα και την πυρηνική ενέργεια και ορισμένες από αυτές, όπως οι κινητήρες καύσης αερίου έχουν επίσης το πρόσθετο χαρακτηριστικό συγκρίσεως της στάθμης ανάντης και κατάντης τεχνικού έργου. Η επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, η οποία είναι άφθονη, περιορίζεται λόγω της αστάθειας που επηρεάζει τη σταθερότητα του συστήματος. Για την ύπαρξη ενός μοντέλου που να εφαρμόζει όλες τις απαιτήσεις στο πλαίσιο της κυκλικής οικονομίας, πρέπει να υπάρχει πλήρης αξιοποίηση της διαθέσιμης ενέργειας. Επομένως, το προτεινόμενο μοντέλο επιχειρεί να εκπληρώσει αυτήν την απαίτηση υιοθετώντας εργαλεία βελτιστοποίησης πράσινης εφοδιαστικής αλυσίδας εντός του επιθυμητού πλαισίου κυκλικής οικονομίας. Με βάση αυτά τα ειδικά χαρακτηριστικά, η αλυσίδα εφοδιασμού ΥΦΑ είναι ένα κρίσιμο μέρος του μοντέλου κυκλικής οικονομίας, το οποίο περιλαμβάνει την πλήρη εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας απορροφώντας όλη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μονάδες φυσικού αερίου που καλύπτουν βασικές και μέγιστες απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας (Strantzali, et al., 2019).

Κατά το 2016 οι εισαγωγές ΥΦΑ στην Ελλάδα ήταν 1.307.000m<sup>3</sup> και το 2017 ήταν 2.322.166m<sup>3</sup>. Στην Ευρώπη, η έγκριση μιας ευρωπαϊκής οδηγίας που θεσπίστηκε το 2015, περιορίζει την περιεκτικότητα σε θείο των καυσίμων των πλοίων σε 0,1% σε συγκεκριμένες περιοχές γνωστές ως SECA (περιοχή ελέγχου εκπομπών θείου) και 0,5% για όλα τα άλλα ευρωπαϊκά ύδατα έως το 2020. Επίσης, θέτει πιο αυστηρά πρότυπα NO<sub>x</sub> για νέες κατασκευές. Αυτή η φιλόδοξη οδηγία τοποθετεί το ΥΦΑ ως την καλύτερη λύση για τους θαλάσσιους στόλους που θα πρέπει να συμμορφωθούν με αυτήν την οδηγία. Εκτός από τον ναυτιλιακό τομέα, η πλειονότητα των ελληνικών νησιών δεν συνδέεται με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής χώρας και η ζήτησή τους καλύπτεται από κινητήρες εσωτερικής καύσης (που λειτουργούν με βαρέα καύσιμα - HFO). Σύμφωνα με τις οδηγίες της ΕΕ 2010/75 και 2015/2193, το υφιστάμενο σύστημα καύσης πετρελαίου θα πρέπει να αλλάξει τα καύσιμα του από HFO σε HFO χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο (LSHFO), προκειμένου να συμμορφωθεί με τα όρια εκπομπών SO<sub>2</sub> στους σταθμούς καύσης. Έτσι, η επιλογή καύσης φυσικού αερίου στους κινητήρες εσωτερικής καύσης έχει αποδειχθεί ως εναλλακτική λύση του μέλλοντος. Καθώς τα

ελληνικά νησιά είναι πολύ μακριά από τους αγωγούς της ηπειρωτικής χώρας, ο μόνος τρόπος τροφοδοσίας με φυσικό αέριο είναι μέσω των μεταφορέων ΥΦΑ (Strantzali, et al., 2019).

Η Ρεβυθούσα είναι ο τερματικός σταθμός εισαγωγής ΥΦΑ στην Ελλάδα. Λαμβάνει ΥΦΑ από μεταφορείς από τερματικούς σταθμούς εξαγωγής ΥΦΑ, συνήθως από την Αλγερία. Μπορεί να το αποθηκεύσει ή να το εξατμίσει και να εγχύσει το παραγόμενο αέριο στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου. Προς το παρόν, χρησιμοποιείται ως εγκατάσταση αποθήκευσης αιχμής. Η Ρεβυθούσα θα πληροί τις προϋποθέσεις για να γίνει ένα σημείο εισόδου φυσικού αερίου για ολόκληρη τη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Θα έχει τη δυνατότητα να προμηθεύει τις γειτονικές χώρες και να γίνεται το κέντρο ενεργειακών εξελίξεων στα ανατολικά Βαλκάνια. Δύο ακόμη τερματικοί σταθμοί εισαγωγής ΥΦΑ έχουν προταθεί για την Ελλάδα, ο πρώτος στην Αλεξανδρούπολη και ο δεύτερος στην Καβάλα, χωρητικότητας 170.000 m<sup>3</sup> ο καθένας, και οι δύο στο Βόρειο Αιγαίο (Strantzali, et al., 2019).

Το πεδίο φυσικού αερίου στη νότια Καβάλα ανακαλύφθηκε τον Δεκέμβριο του 1972 και τέθηκε σε παραγωγή τον Μάιο του 1981. Καλύπτει έκταση 5 km<sup>2</sup> και βρίσκεται στον Κόλπο της Καβάλας, 11 χιλιόμετρα νότια του πετρελαίου "Prinos" και σε βάθος 1.700 μέτρων. Αρχική ποσότητα αερίου (αρχικό GIP) ήταν ίση με 995 εκ. m<sup>3</sup>. Η αθροιστική παραγωγή φυσικού αερίου έως σήμερα είναι περίπου ίση με 847 εκατ. m<sup>3</sup> (85% RF) και ο εκτιμώμενος εναπομένον όγκος αερίου 148 εκατ. m<sup>3</sup>. Το ποσοστό απόσυρσης ανά ημέρα είναι 4 εκ. m<sup>3</sup> ενώ ο ρυθμός έγχυσης είναι 5 εκ. m<sup>3</sup> ανά ημέρα. Το εκτιμώμενο ύψος της επένδυσης υπολογίζεται σε 400 εκ. €, το οποίο διαμοιράζεται ως εξής: χερσαίες εγκαταστάσεις 187 εκ. ευρώ, αγωγοί: 93 εκ. ευρώ, έγχυση αερίου: 62 εκ. ευρώ, διάτρηση για γεωτρήσεις: 40 εκ. ευρώ, διαμορφώσεις πλατφόρμας: 18 εκ. ευρώ (Νικολάου, 2010), (Kitsilis, 2011).

Η κατασκευή μιας υπόγειας αποθήκης αερίου στο υπεράκτιο πεδίο της Νότιας Καβάλας, η οποία είναι εξαντλημένη δεξαμενή, είναι μια ενεργειακή υποδομή που μπορεί να προσφέρει μια ποικιλία μηχανισμών για την υποστήριξη μέτρων για τον μετριασμό ή / και την αποτροπή κρίσεων στην ασφάλεια του εφοδιασμού στην Ελλάδα, καθώς και να συμβάλει τόσο στην εξασφάλιση της ισορροπίας στο σύστημα μεταφοράς και όσο και στην αύξηση του ανταγωνισμού, ο οποίος θα έχει προφανή επίπτωση στη μείωση του ενεργειακού κόστους. Αυτή η υποδομή, σε συνδυασμό με το έργο FSRU στην Αλεξανδρούπολη και τους αγωγούς φυσικού αερίου TAP και IGB, είναι πολύ σημαντική για τις ελληνικές και βαλκανικές αγορές. Η υπόγεια αποθήκη μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μακροπρόθεσμη αποθήκευση επαρκών ποσοτήτων φυσικού αερίου είτε για εμπορικούς σκοπούς είτε για χρήση σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης, η εμφάνιση της οποίας θα μπορούσε να έχει σημαντικό αντίκτυπο στον εφοδιασμό της Ελλάδας. Η τρέχουσα αγορά φυσικού αερίου, οι υπάρχουσες υποδομές και το γεγονός ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το εισαγόμενο

φυσικό αέριο, τονίζει την ανάγκη κατασκευής της υπόγειας αποθήκης, η οποία θα χρησιμεύσει ως πρόσθετο σημείο εισόδου στο σύστημα μεταφοράς, αυξάνοντας έτσι το επίπεδο ενεργειακής ασφάλειας και συμβάλλοντας στην ικανοποίηση του προτύπου υποδομής (N-1) και του προτύπου εφοδιασμού που προβλέπεται στον ευρωπαϊκό κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938.

Η Ελλάδα προωθεί επίσης πολλά διασυνοριακά / διεθνή έργα μεταφοράς φυσικού αερίου, ενισχύοντας τη διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας για την Ελλάδα και άλλες ευρωπαϊκές χώρες και, σε συνδυασμό με την προώθηση συστημάτων αποθήκευσης φυσικού αερίου, ενισχύει την ενεργειακή τους απόδοση σε περίπτωση έλλειψης φυσικού αερίου. Τα έργα αυτά μπορούν να φέρουν διάφορα πλεονεκτήματα στην Ελλάδα, όπως για παράδειγμα:

**Μείωση του ποσοστού εξάρτησης ενέργειας:** Η υψηλή ενεργειακή εξάρτηση είναι ένα ζήτημα που αφορά ολόκληρη την Ευρωπαϊκή Ένωση, με τα υψηλότερα ποσοστά να εμφανίζονται σε μικρές, ανεπτυγμένες οικονομίες όπως αυτή της Ελλάδας. Η υψηλή ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας οφείλεται στην ιδιαίτερα υψηλή χρήση προϊόντων πετρελαίου και, σε μικρότερο βαθμό, στο φυσικό αέριο, τα οποία μαζί αντιπροσωπεύουν περισσότερο από το 65% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας και σχεδόν εξ ολοκλήρου εισάγεται κυρίως από χώρες εκτός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου. Στο πλαίσιο του NECP (National Energy and Climate Plan), στόχος είναι να αποφευχθεί αρχικά η αύξηση των ποσοστών ενεργειακής εξάρτησης και τελικά να μειωθούν σταδιακά αυτά τα ποσοστά, διασφαλίζοντας την ορθή λειτουργία και την ασφάλεια του εφοδιασμού του εθνικού ενεργειακού συστήματος. Σε ποσοτικούς όρους, ο στόχος αυτός συνίσταται στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από τους υψηλούς μέσους ρυθμούς που έφταναν περίπου το 78% τα τελευταία χρόνια. Ο αρχικός στόχος είναι να αποφευχθεί η αύξηση αυτών των ποσοστών και να σταθεροποιηθούν σε επίπεδο 75%, και στη συνέχεια να μειωθούν σε περίπου 70% έως το 2030. Ουσιαστικά, αναμένεται ορατή μείωση του ρυθμού της ενεργειακής εξάρτησης παρά τη σταδιακή κατάργηση του λιγνίτη στην εγχώρια παραγωγή ενέργειας και την ανάκαμψη της ελληνικής οικονομίας, κυρίως λόγω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και της σημαντικής αύξησης του μεριδίου RES. Επιπλέον, ο στόχος για την περίοδο μετά το 2030 είναι η περαιτέρω και ταχύτερη μείωση του ρυθμού της ενεργειακής εξάρτησης κυρίως μέσω της αύξησης της χρήσης του δυναμικού ΑΠΕ, της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και μιας συνολικής αλλαγής στα πρότυπα κατανάλωσης ενέργειας αυξάνοντας τη χρήση νέων τεχνολογιών και εφαρμογών.

**Διασύνδεση αυτόνομων ηλεκτρικών νησιωτικών συστημάτων:** Στην Ελλάδα, υπάρχουν επί του παρόντος 29 αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα (32 έως την πρόσφατη εφαρμογή της Cyclades Interconnection - Phase A το 2018), τα οποία απαιτούν αυξημένα λειτουργικά



κεφάλαια και δεν μπορούν να διασφαλίσουν - πλήρως και κάτω από όλες τις περιστάσεις - ομαλή και βέλτιστη παροχή ενέργειας στους καταναλωτές. Ο στόχος είναι, έως το τέλος της επόμενης δεκαετίας, τα περισσότερα από αυτά τα αυτόνομα συστήματα να διασυνδεθούν με το διασυνδεδεμένο σύστημα, επιτυγχάνοντας έτσι εξοικονόμηση για την εθνική οικονομία, μειώνοντας την ενεργειακή εξάρτηση, παρέχοντας την ίδια υψηλής ποιότητας ηλεκτρική ενέργεια και υπηρεσίες στους ανθρώπους, συμμόρφωση με τις απαιτήσεις της περιβαλλοντικής νομοθεσίας και περαιτέρω αξιοποίηση του δυναμικού των εγχώριων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που διατίθενται σε αυτά τα νησιωτικά συστήματα. Ακόμη και αν η διασύνδεση ορισμένων μικρών και απομακρυσμένων ηλεκτρικών συστημάτων δεν είναι τεχνικά αποτελεσματική και οικονομικά αποδοτική, καινοτόμες ενεργειακές εφαρμογές θα εφαρμοστούν σε αυτά τα συστήματα στο πλαίσιο της ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων και «έξυπνων» νησιωτικών πολιτικών. Σε ποσοτικούς όρους, βάσει αυτού του στόχου, όλα τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα θα έχουν διασυνδεθεί ή αναβαθμιστεί έως το 2029.

**Διασφάλιση επαρκούς χωρητικότητας συστήματος:** Στόχος είναι η Ελλάδα να εξασφαλίσει επαρκή χωρητικότητα συστήματος προκειμένου να επιτύχει ένα ελάχιστο επίπεδο αξιοπιστίας για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα, σε συνδυασμό με τον στόχο της για το κλείσιμο όλων των εγκαταστάσεων με λιγνίτη έως το 2028. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, είναι απαραίτητο να υιοθετηθούν μηχανισμοί για την ενίσχυση του συστήματος με ικανότητα παραγωγής ενέργειας ή για την προώθηση της απόκρισης στη ζήτηση, εάν η λειτουργία και οι τιμές της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας δεν δώσουν τα κατάλληλα «σήματα» για την ανάπτυξη νέας ικανότητας παραγωγής ενέργειας. Ειδικότερα, η συμμετοχή της ζήτησης στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός από την αύξηση της επαρκούς χωρητικότητας του συστήματος, θα οδηγήσει σε μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και μείωση της ενεργειακής εξάρτησης.

Επίσης, αναμένεται να αναπτυχθούν νέες διασυνδέσεις και να ενισχυθούν οι υπάρχουσες διασυνδέσεις με γειτονικά συστήματα καθώς και να αναπτυχθούν νέοι αγωγοί φυσικού αερίου, οι οποίοι θα έχουν περιφερειακό ενδιαφέρον και ισχυρή ικανότητα μεταφοράς προς τρίτες χώρες, ενισχύοντας τον ρόλο της Ελλάδας ως ενεργειακού κόμβου.

#### 1.14. Εκτίμηση της οικονομικής αξίας μιας UGS για τον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα

Η έκθεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής «Ο ρόλος της αποθήκευσης φυσικού αερίου στην εσωτερική αγορά και στη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού» παρουσιάζει διάφορες αξιολογήσεις σχετικά με την υπόγεια αποθήκευση φυσικού αερίου (UGS), λαμβάνοντας υπόψη την ασφάλεια του εφοδιασμού σε συνεταιριστικά και μη συνεργάσιμα σενάρια. Μελετώντας

το παράδειγμα της Βραζιλίας και λαμβάνοντας υπόψη τα οικονομικά μεγέθη της χώρας, γίνεται μία παραδοχή για την οικονομική αξία μιας UGS στην Ελλάδα (European Commission, 2016).

Στη Βραζιλία ο τομέας της ενέργειας θα μπορούσε να πληρώσει για τη χρήση της χωρητικότητας αποθήκευσης φυσικού αερίου, την οποία διαχειρίζεται ο ONS/ Εθνικός διαχειριστής συστήματος. Από τη μία πλευρά, το ONS θα ζητούσε την εισαγωγή στο UGS φυσικού αερίου λήψης ή πληρωμής που αγόρασε (αλλά δεν απαιτείται) από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με αέριο όταν οι δεξαμενές και τα επίπεδα βροχόπτωσης είναι ευνοϊκά και κατά συνέπεια η οριακή τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος (PLD) είναι χαμηλή. Από την άλλη πλευρά, κατά τη διάρκεια δυσμενών συνθηκών με χαμηλά επίπεδα αερίου στις δεξαμενές και υψηλή οριακή τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος, το ONS θα ζητούσε την απόσυρση φυσικού αερίου από το UGS για την προμήθεια σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με αέριο. Η χρήση φυσικού αερίου από την UGS θα απέτρεπε τις εισαγωγές ΥΦΑ και με αυτόν τον τρόπο θα μειωθούν τα έξοδα μεταφοράς και το αντίστοιχο ρίσκο. Το ίδιο μοτίβο μπορεί να ακολουθήσει και η Ελλάδα (Almeida, et al., 2018).

Όσον αφορά το παράδειγμα της Βραζιλίας, η οικονομική και τεχνική μελέτη σκοπιμότητας για μία UGS υπολογίστηκε με βάση τη συμπεριφορά του PLD την περίοδο 2006-2015, και με την υπόθεση ενός εγχυτήρα αερίου (Cushion Gas) 1,5 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων (bcm) και ένα αέριο εργασίας (Working Gas) 1,5 bcm, υποθέτοντας ότι οι εγχύσεις τόσο για το αέριο Cushion Gas όσο και για το αέριο εργασίας θα γίνονταν όταν το PLD είναι μικρότερο ή ίσο με 35,00 R \$ ανά MWh. Οι αποσύρσεις από το UGS θα γίνονταν κατά τη διάρκεια της περιόδου στην οποία το ΥΦΑ εισέρχεται πράγματι για την παροχή της ζήτησης του θερμικού ενεργειακού τομέα, με την προϋπόθεση ότι το λειτουργικό αέριο ήταν επαρκές. Τα ποσοτικά στοιχεία παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα της Εικόνα 23.

Assumptions Adopted for the UGS Facility.		
Source: Authors' analysis.		
Assumption	Value	Note
CAPEX - Investment (US\$ million)	315	0.21 US\$/m <sup>3</sup> (International Gas Union, 2000; Goraieb et al., 2005b)
OPEX - Cost of injection and withdrawal (US\$/m <sup>3</sup> )	0.015	(International Gas Union, 2000; Goraieb et al., 2005b)
Volume of Cushion Gas (bcm)	1.5	(Goraieb et al., 2005b)
Maximum Volume of Working Gas (bcm)	1.5	(Goraieb et al., 2005b)
Value of PLD that defines the natural gas injection (R\$/MWh)	< or = 35	
Daily injection and withdrawal capacity (MMm <sup>3</sup> /day)	15	
Inflexible gas demand from "must run" gas-fired power plants (MMm <sup>3</sup> /day)	11	Maximum value adopted
Price of inflexible gas already paid by the power sector (US\$/MMBtu)	5	Based on the price of natural gas in PPT contracts
Total cost of natural gas injected into UGS = Gas cost (US\$/MMBtu) + Cost of additional power generation (R\$/MWh based on monthly PLD)	NG = 5 + EE = monthly PLD	The cost of gas (US\$/MMBtu 5) for the volume of natural gas injected into UGS plus the additional cost of generating power via hydropower plants, which will be priced according to Monthly Energy Cost of PLD per MWh converted to US\$ via average Ptax for the corresponding month
Pricing of gas withdrawn from UGS (US\$/MMBtu)	Price of the LNG	Price of the LNG that was imported in the same period
Restrictions on the flow of power and the movement of natural gas	There are no restrictions, except for natural gas injections and withdrawals to/from UGS limited to a maximum of 15 MMm <sup>3</sup> /day	
Valuation Period of Discounted Cash Flow for UGS (in years)	2006-2014	Evaluated with UGS facility from the first LNG regasification terminal in Brazil

Εικόνα 23: Παράδειγμα οικονομικής μελέτης για μία UGS στη Βραζιλία (Almeida, et al., 2018).

Το 2006, το PLD ήταν χαμηλότερο από 35,00 R\$ / MWh τον Ιανουάριο, Μάρτιο και Απρίλιο, επιτρέποντας την έγχυση φυσικού αερίου στο UGS να σχηματίσει το μαξιλάρι αερίου, με σωρευτικό όγκο 1012 MMm<sup>3</sup>. Αυτό οδήγησε σε συνολικό κόστος 396 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ το 2006, 325 εκατομμυρίων δολαρίων στο CAPEX (Capital expenditure / κεφαλαιουχικές δαπάνες) και 71 εκατομμυρίων δολαρίων, συμπεριλαμβανομένου του OPEX (Operating expense / λειτουργικά έξοδα) για την έγχυση, καθώς και το κόστος του εγχυμένου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας στο κόστος PLD (Almeida, et al., 2018).

Το 2007, το PLD ήταν χαμηλότερο από 35,00 R\$ / MWh τον Ιανουάριο, Φεβρουάριο και Μάρτιο, επιτρέποντας μια νέα έγχυση φυσικού αερίου στο UGS, ολοκληρώνοντας τη δημιουργία του Cushion Gas (αθροιστικός όγκος 1500 MMm<sup>3</sup>) και ξεκίνησε η έγχυση αερίου εργασίας (502 MMm<sup>3</sup> έως το τέλος του 2007). Αυτό είχε ως αποτέλεσμα συνολικό κόστος ύψους 64,3 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ για το 2007, συμπεριλαμβανομένου του OPEX για την έγχυση, καθώς και το κόστος του εγχυμένου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας με κόστος PLD (Almeida, et al., 2018).

Το 2008, το PLD ήταν χαμηλότερο από 35,00 R\$ / MWh τον Μάιο, επιτρέποντας μια νέα έγχυση φυσικού αερίου στο UGS, αυξάνοντας τα επίπεδα αερίου εργασίας (των οποίων ο όγκος αυξήθηκε από 502 MMm<sup>3</sup> σε 843 MMm<sup>3</sup>). Τον Δεκέμβριο του 2008, εισήχθη το πρώτο φορτίο ΥΦΑ, το οποίο θα μπορούσε να αποφευχθεί με την απόσυρση φυσικού αερίου από την UGS. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κόστος το 2008 ύψους 43,4 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ, συμπεριλαμβανομένου του OPEX για την έγχυση, καθώς και το κόστος του εγχυμένου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας με κόστος PLD. Την ίδια χρονιά, με την απόσυρση του φυσικού αερίου από την UGS το Νοέμβριο, μειώθηκαν οι εισαγωγές ΥΦΑ, το UGS παράγαγε τα πρώτα του έσοδα, το οποίο είναι το κόστος ΥΦΑ μείον το λειτουργικό κόστος του UGS, με καθαρό κέρδος 23,45 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ (Almeida, et al., 2018).

Έχοντας ως παράδειγμα την περίπτωση της Βραζιλίας, ακολουθείται στην παρούσα ερευνητική εργασία η ίδια τεχνική εκτίμησης της οικονομικής και τεχνικής μελέτης σκοπιμότητας για την UGS στην Ν. Καβάλα.

Πίνακας 1: Υποθέσεις που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση της οικονομικής διάστασης της αποθήκης UGS στην Ν. Καβάλα

Υπόθεση	Τιμές / Ποσά	Σημείωση
Κεφαλαιουχική δαπάνη – επένδυση (εκατομμύρια €)	400	έκταση 5 km <sup>2</sup> (Kitsilis, 2011), (Νικολάου, 2010)
Λειτουργικά έξοδα – κόστος έγχυσης και εξαγωγής / απόσυρσης (εκατομμύρια €/m <sup>3</sup> )	16	περίπου 4 - 5% της κεφαλαιουχικής δαπάνης (Farahani , et al., 2015)
Όγκος αποθηκευμένου αερίου έγχυσης (bcm)	0,005	(Arvanitis, et al., 2020)
Μέγιστος όγκος αερίου εργασίας (bcm)	0.36	με ετήσια δυνατότητα κυκλικής ροής δύο φορές το χρόνο (σε 90 ημέρες) (ως εκ τούτου, συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης φυσικού αερίου περίπου 0.720 bcm (Arvanitis, et al., 2020), (Kitsilis, 2011)
Τιμή PLD που καθορίζει την έγχυση φυσικού αερίου (€ / MWh)	<= 45	με βάση τις τιμές που βρέθηκαν στο διαδίκτυο
Καθημερινή ικανότητα έγχυσης και απόσυρσης (MMm <sup>3</sup> / ημέρα)	5 και 4	Κύκλοι εισπίεσης / έγχυσης: 2.0 / έτος, των 75βημερών έκαστος (Kitsilis, 2011)
Ακατάλληλη ζήτηση από μονάδες ΗΠ με καύσιμο φυσικό αέριο (MMm <sup>3</sup> / ημέρα)	3.5 / έτος 0,01 / ημέρα	με βάση τις τιμές του ΔΕΣΦΑ που βρέθηκαν στο διαδίκτυο( <a href="http://www.desfa.gr">www.desfa.gr</a> , 2021)

Τιμή άκαμπτου αερίου που έχει ήδη καταβληθεί από τον τομέα της ενέργειας (€ / MMBtu)	3	Με βάση την τιμή του φυσικού αερίου στις συμβάσεις των σταθμών παραγωγής ενέργειας PPT
Συνολικό κόστος φυσικού αερίου που εισάγεται σε UGS = Κόστος αερίου (€ / MMBtu) + Κόστος πρόσθετης παραγωγής ενέργειας (€ / MWh βάσει μηνιαίου PLD)	3 +EE=μηνιαία PLD	Το κόστος φυσικού αερίου (€ / MMBtu 3)για τον όγκο του φυσικού αερίου που εγχέεται στο UGS συν το πρόσθετο κόστος παραγωγής ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών σταθμών, το οποίο θα τιμολογείται σύμφωνα με το μηνιαίο κόστος ενέργειας PLD ανά MWh
Τιμολόγηση φυσικού αερίου από την UGS (€ / MMBtu)	Τιμή του ΥΦΑ	Τιμή του ΥΦΑ που εισήχθη την ίδια περίοδο
Περιορισμοί στη ροή ισχύος και στην κίνηση του φυσικούαέριο	εγχύσεις και αναλήψεις φυσικού αερίου προς / από UGS που περιορίζονται σε μέγιστο 5και 4MMm3 / ημέρα	-
Περίοδος αποτίμησης των προεξοφλημένων ταμειακών ροών για UGS (σε έτη)	2006-2014	Αξιολογήθηκε με εγκατάσταση UGS από τον πρώτο τερματικό επαναεριοποίησης ΥΦΑ στην Ελλάδα

Όσον αφορά την περίπτωση της αποθήκης στην Καβάλα, η οικονομική και τεχνική μελέτη σκοπιμότητας υπολογίστηκε με την υπόθεση ενός αερίου έγχυσης (Cushion Gas) 0,005 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων (bcm) και ένα αέριο εργασίας (Working Gas) 0,36 bcm, υποθέτοντας ότι οι εγχύσεις τόσο για το αέριο Cushion Gas όσο και για το αέριο εργασίας θα

γίνονταν όταν το PLD είναι μικρότερο ή ίσο με 45 € ανά MWh. Οι αποσύρσεις από το UGS θα γίνονταν κατά τη διάρκεια της περιόδου στην οποία το ΥΦΑ εισέρχεται πράγματι για την παροχή της ζήτησης του θερμικού ενεργειακού τομέα, με την προϋπόθεση ότι το λειτουργικό αέριο ήταν επαρκές.

Με την υπόθεση ότι το 2006 η τιμή του PLD ήταν μικρότερη από 45€/MWh για τρεις μήνες (Ιανουάριο, Μάρτιο, Απρίλιο), αυτό θα επέτρεπε την έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη με τον σωρευτικό όγκο να φτάνει τα 312 MMm<sup>3</sup>, ολοκληρώνοντας τη δημιουργία του Cushion Gas (συνολικού όγκου 127MMm<sup>3</sup>) και ξεκινώντας την έγχυση του αερίου εργασίας (185 MMm<sup>3</sup> έως το τέλος του 2006). Αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κόστος **467.004.525 €** συμπεριλαμβανομένων της κεφαλαιουχικής δαπάνης (400 εκ. €), των λειτουργικών εξόδων (16 εκ.\*0,31278) καθώς και του κόστους του εγχυόμενου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας στο κόστος του PLD.

Με την υπόθεση ότι το 2007 η τιμή του PLD ήταν μικρότερη από 45€/MWh για τρεις μήνες (Ιανουάριο, Φεβρουάριο, Μάρτιο), αυτό θα επέτρεπε την έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη με τον συνολικό σωρευτικό όγκο του αερίου εργασίας να φτάνει τα 497 MMm<sup>3</sup>. Αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κόστος **7.952.048 €** συμπεριλαμβανομένων των λειτουργικών εξόδων για την έγχυση και του κόστους του εγχυόμενου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας στο κόστος του PLD.

Το έτος 2008 με την τιμή του PLD να ήταν μικρότερη από 45€/MWh για τρεις μήνες, αυτό θα επέτρεπε την έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη με τον σωρευτικό όγκο του αερίου εργασίας να φτάνει τα 720MMm<sup>3</sup> ολοκληρώνοντας τη δημιουργία αερίου εργασίας. Παρά τους τρεις μήνες με τιμές PLD κάτω από 45,00 €/MWh, μόνο 56 μέρες έγχυσης ήταν επαρκείς για να επιτευχθεί η μέγιστη χωρητικότητα αερίου εργασίας. Έτσι το συνολικό κόστος θα άγγιζε τα **3.584.048 €** συμπεριλαμβανομένων των λειτουργικών εξόδων για την έγχυση και του κόστους του εγχυόμενου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας στο κόστος του PLD.

Το 2009 η τιμή του PLD ήταν μικρότερη από 45€/MWh για τρεις μήνες. Ωστόσο, δεν υπήρχε περαιτέρω έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη, δεδομένου ότι η μέγιστη χωρητικότητα αποθήκευσης είχε ήδη επιτευχθεί στο προηγούμενο έτος. Το 2009 εισήχθη το πρώτο φορτίο ΥΦΑ, το οποίο θα μπορούσε να αποφευχθεί λαμβάνοντας αέριο από την αποθήκη. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα συνολικό κόστος **1.760.020 €** συμπεριλαμβανομένων των λειτουργικών εξόδων για την έγχυση, καθώς και το κόστος του εγχυμένου φυσικού αερίου και της πρόσθετης παραγωγής ενέργειας στο κόστος της PLD. Την ίδια χρονιά, με την απόσυρση του φυσικού αερίου από την αποθήκη τον Νοέμβριο, με αποτέλεσμα να αποφευχθούν οι εισαγωγές ΥΦΑ, η αποθήκη παρήγαγε τα πρώτα της έσοδα, τα οποία είναι το κόστος ΥΦΑ μείον το λειτουργικό κόστος της αποθήκης (= 1.760.000€) ενώ το καθαρό κέρδος υπολογίστηκε σε **21.435.419**



€.Επιπλέον, η χωρητικότητα του αερίου εργασίας θα είχε μειωθεί από 720 MMm<sup>3</sup>σε 620 MMm<sup>3</sup> με την απόσυρση αερίου από την αποθήκη για ένα μήνα.

Το 2010 η τιμή του PLD ήταν μικρότερη από 45€/MWh για τέσσερις μήνες, επιτρέποντας μία νέα έγχυση αερίου εργασίας στην αποθήκη (με τον όγκο να φτάνει στη μέγιστη χωρητικότητα). Βέβαια λόγω του περιορισμού της χωρητικότητας η έγχυση έγινε μόνο για ένα μήνα (25 ημέρες). Αυτό επέφερε συνολικό κόστος **1.600.048 €**.

Το 2011, το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 4 μήνες. Ωστόσο, δεν υπήρχε περαιτέρω έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη, καθώς η μέγιστη χωρητικότητα αποθήκευσης είχε ήδη επιτευχθεί το προηγούμενο έτος. Μεταξύ Σεπτεμβρίου και Δεκεμβρίου του 2011, πραγματοποιήθηκαν νέες εισαγωγές ΥΦΑ, οι οποίες θα μπορούσαν να είχαν αποφευχθεί με την απόσυρση φυσικού αερίου από την αποθήκη σύμφωνα με το προτεινόμενο σενάριο. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα συνολικά έσοδα το 2011 ύψους **129.177.024€** το οποίο είναι το αποφευχθέν κόστος του ΥΦΑ, μείον το λειτουργικό κόστος του UGS. Άρα το καθαρό κέρδος ισοδυναμεί με **120.857.015 €**. Επίσης η χωρητικότητα θα είχε αυξηθεί λόγω της απόσυρσης 520 Mm<sup>3</sup>.

Το 2012, το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 3 μήνες, επιτρέποντας μια νέα εισαγωγή / έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη, συμπληρώνοντας πάλι τη μέγιστη χωρητικότητα σε αέριο εργασίας. Μεταξύ Φεβρουαρίου και Ιουνίου πραγματοποιήθηκαν εισαγωγές ΥΦΑ οι οποίες θα μπορούσαν να αποφευχθούν με την απόσυρση αερίου από την αποθήκη. Αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα ένα κέρδος **6,380 εκ. €**. Επίσης η χωρητικότητα θα είχε αυξηθεί λόγω της απόσυρσης 650 Mm<sup>3</sup>.

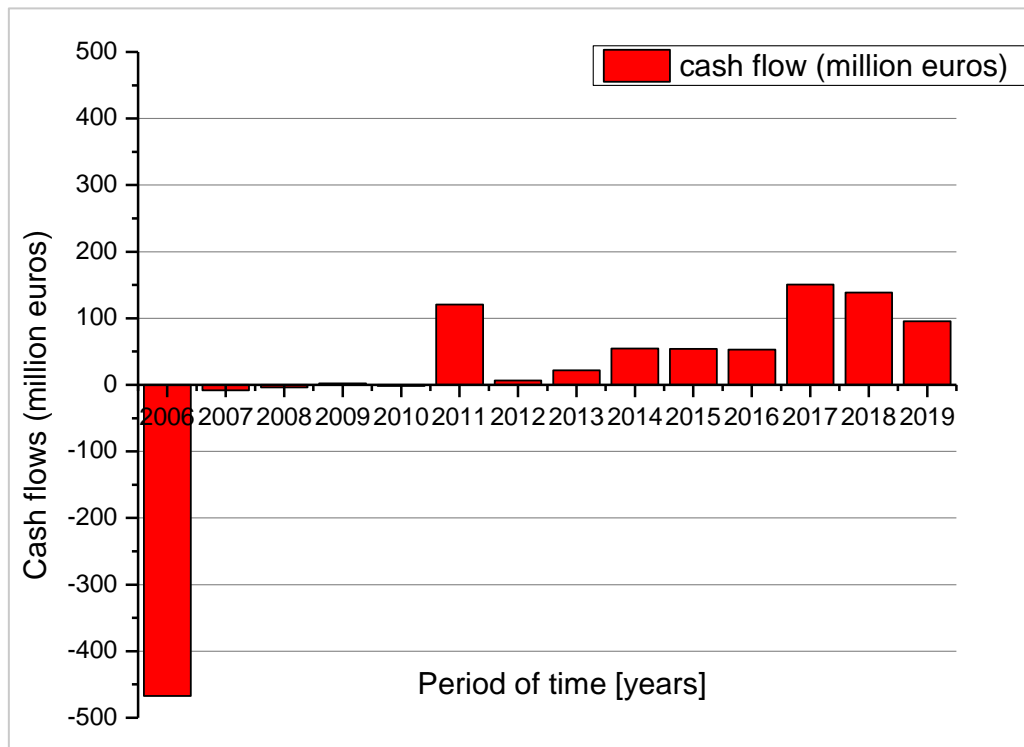
Το 2013, το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 2 μήνες, επιτρέποντας μια νέα εισαγωγή / έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη, συμπληρώνοντας 208 Mm<sup>3</sup>. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κόστος **22.091.934 €**.

Το 2014 το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 2 μήνες, επιτρέποντας μια νέα εισαγωγή / έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη συμπληρώνοντας 416 Mm<sup>3</sup>. Αν είχαν αποφευχθεί οι εισαγωγές αερίου για το ίδιο έτος θα είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κέρδος **54.844.704 €**.

Το 2015 το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 2 μήνες, επιτρέποντας μια νέα εισαγωγή / έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη συμπληρώνοντας 624 Mm<sup>3</sup>. Αν είχαν αποφευχθεί οι εισαγωγές αερίου για το ίδιο έτος θα είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κέρδος **54.058.528 €**.

Το 2016 το PLD ήταν χαμηλότερο από 45€/MWh για 2 μήνες, επιτρέποντας μια νέα εισαγωγή / έγχυση φυσικού αερίου στην αποθήκη συμπληρώνοντας τη μέγιστη χωρητικότητα. Αν είχαν

αποφευχθεί οι εισαγωγές αερίου για το ίδιο έτος θα είχε ως αποτέλεσμα ένα συνολικό κέρδος **53.043.754 €**. Οι αντίστοιχες παραδοχές έγιναν και για τα έτη 2017-2019.



Σχήμα 0-1: Διάγραμμα ταμειακών ροών για την αποθήκη φυσικού αερίου.

Σύμφωνα με τις παραπάνω υποθέσεις / παραδοχές και υπολογισμούς από τον

Πίνακας 1, προκύπτει ότι το έργο θα είχε εσωτερικό ποσοστό απόδοσης 4% και μια καθαρή παρούσα αξία NPV 131,10 εκατομμυρίων €, λαμβάνοντας υπόψη ένα κόστος κεφαλαίου 8% ετησίως.

## ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Στην παρούσα ερευνητική εργασία γίνεται μια προσπάθεια υπολογισμού της οικονομικής αξίας που μια υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου UGS μπορεί να παρέχει στον ελληνικό τομέα ενέργειας. Η αποθήκη η οποία μελετάται είναι αυτή της Ν. Καβάλας. Στην εργασία τονίζονται ορισμένες σημαντικές ιδιαιτερότητες που χαρακτηρίζουν τις αγορές φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και με βάση το παράδειγμα άλλων χωρών γίνεται μία αρχική εκτίμηση της οικονομικής αξίας του έργου.

Το πεδίο φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας (Βόρεια Ελλάδα) είναι μια πολλά υποσχόμενη υπόθεση για την αποθήκευση υπόγειου αερίου στην Ελλάδα. Είναι μια τοποθεσία με αποδεδειγμένη σκοπιμότητα και αναμένεται να αναπτυχθεί τα επόμενα χρόνια. Τα διαθέσιμα δεδομένα δείχνουν ότι η αθροιστική παραγωγή φυσικού αερίου μέχρι σήμερα είναι περίπου 847 Mm<sup>3</sup> (εκατομμύρια m<sup>3</sup>) (Recovery Factor RF 85%) και ο υπολογιζόμενος όγκος αερίου που απομένει είναι 148 Mm<sup>3</sup>, αντίστοιχα. Η υπόγεια αποθήκη μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μακροπρόθεσμη αποθήκευση επαρκών ποσοτήτων φυσικού αερίου είτε για εμπορικούς σκοπούς είτε για χρήση σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης, η εμφάνιση της οποίας θα μπορούσε να έχει σημαντικό αντίκτυπο στον εφοδιασμό της Ελλάδας. Η τρέχουσα αγορά φυσικού αερίου, οι υπάρχουσες υποδομές και το γεγονός ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το εισαγόμενο φυσικό αέριο, τονίζει την ανάγκη κατασκευής της υπόγειας αποθήκης, η οποία θα χρησιμεύσει ως πρόσθετο σημείο εισόδου στο σύστημα μεταφοράς, αυξάνοντας έτσι το επίπεδο ενεργειακής ασφάλειας και συμβάλλοντας στην ικανοποίηση του προτύπου υποδομής (N-1) και του προτύπου εφοδιασμού που προβλέπεται στον ευρωπαϊκό κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938.

Γενικά, με βάση τις υποθέσεις που έγιναν για την οικονομική αξία του εν λόγω έργου παρατηρείται ότι υπάρχει σημαντική οικονομική αξία που σχετίζεται με την αποθήκευση φυσικού αερίου σε περιόδους χαμηλών τιμών ισχύος και την κατανάλωσή του σε περίοδο υψηλών τιμών ισχύος.

## Βιβλιογραφία

- Energy Information Administration, 2021. *Natural gas explained, Use of natural gas.* [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>  
[Πρόσβαση 14 02 2021].
- (FERC), F. E. R. C., 2015. *Energy primer: A handbook of energy market basics*, U.S.: s.n.
- A S H U R S T , 2019. *Spain: Oil & Gas Regulation 2019*, S P A I N : A S H U R S T .
- Acar, C., Beskese, A. & Temur, G. T., 2019. A novel multicriteria sustainability investigation of energy storage systems. *Int J Energy Res*, p. 6419–6441.
- Adilgizi, . L., 2015. What Does Greek Crisis Mean for Azerbaijan’s Energy Interest.. *Eurasianet.*
- Agency, I. -. I. E., 2019. <https://www.iea.org>. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security>  
[Πρόσβαση 07 02 2021].
- Almeida, J. R. U. C., Almeida, E. L. F. D., Torres, E. A. & Freires, F. G. M., 2018. Economic value of underground natural gas storage for the Brazilian power sector. *Energy Policy*, p. 488–497.
- Arapostathis, S. & Fotopoulos, Y., 2019. Transnational energy flows, capacity building and Greece's quest for energy autarky. *Energy Policy* , Issue 39-50.
- Arapostathis, S., Kandaraki, A., Garyfallos , A. & Tympas, A., 2017. "Tobacco for Atoms" : nuclear politics, ambivalences and resistances about a reactor that was never built. *Hist. Technol.* , pp. 205-227.
- Arvanitis, , A., 2018 . *Investigation of the Possibilities for the Subsurface Energy Storage in the frame of the EC-funded ESTMAP Project* , Thessaloniki,: In Proceedings of the 11th National Conference on Renewable Energy Sources .
- Arvanitis, , A. και συν., 2019. *Combined CO2 Geological Storage and Geothermal Energy Utilization in Greece.*, Athens,: In Proceedings of the 15th International Congress of the Geological Society of Greece Harokopio University of Athens .
- Arvanitis, A. και συν., 2020. Potential Sites for Underground Energy and CO2 Storage in Greece: A Geological and Petrological Approach. *energies*.

Benoit, E., 2003. The need for regulation of gas storage: the case of France. *Energy Policy*, 31, p. 167–174.

Bonacina,, M., Creti, A. & Sileo, A., 2009. Gas storage services and regulation in Italy: A Delphi analysis. *Energy Policy* 37, p. 1277–1288.

Bott, , C., Dressel, , I. & Bayer,, . P., 2019. State-of-technology review of water-based closed seasonal thermal energy storage systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, p. 109241.

Bradbury,, J., Clement,, Z. & Down , A., 2015. *Greenhouse Gas Emissions and Fuel Use within the*, s.l.: Department of Energy, Office of Energy Policy and Systems.

Burgherr, P. & Hirschberg, S., 2008. Severe accident risks in fossil energy chains: a comparative analysis. *Energy*, pp. 538-53.

Channel, J., Lam, T. & Shahriar, P., 2012. *Shale & Renewables: a Symbiotic Relationship*, s.l.: Citi Research..

Davis, , W., 2017. The Relationship between Atmospheric Carbon Dioxide Concentration and Global Temperature for the Last 425 Million Years. *Climate*.

Davis, S. & Shearer, . C., 2014. A crack in the natural-gas bridge. *Nature* 514, pp. 436-437.

De Bruijne, M. & van Eeten, M., 2007. Systems that should have failed: critical infrastructure protection in an institutionally fragmented environment. *Journal of Contingencies and Crisis Management*, 15, pp. 18-29.

DECC, 2015. *Physical gas flows across Europe and diversity of gas supply in 2014*, s.l.: s.n.

Dincer, I. & Acar, C., 2017. Smart energy systems for a sustainable future. *Applied Energy*, p. 225-235.

Edenhofer, O. και συν., 2014. Technical summary. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. IPCC Working Group III Contribution to AR5. Cambridge University Press*.

eia, 2021. <https://www.eia.gov/>. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/DEU>  
[Πρόσβαση 07 04 2021].

Energy Information Administration, 2021. *Natural Gas Explained, Delivery and storage*.  
[Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/delivery-and-storage.php>  
[Πρόσβαση 30 01 2021].

European Commission , 2019. *Quarterly Report on European Gas Markets* , s.l.: European Commission .

European Commission, 2014. *Communication from the commission to the European Parliament and the Council on the short term resilience of the European gas system – Preparedness for a possible disruption of supplies from the East during the fall and winter of 2014/2015*, s.l.: s.n.

European Commission, 2016. *ec.europa.eu*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>  
[Πρόσβαση 07 02 2021].

European Commission, 2016. *The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply*, s.l.: s.n.

European Commission, 2020. *Quarterly Reports on European Gas Markets* , s.l.: European Commission.

European Environment Agency , 2013. *Annual report 2013 and Environmental statement 2014*, s.l.: s.n.

Federal Ministry for Economics Affairs and Energy, 2018. *Natural gas supply in Germany*. s.l.:Federal Ministry for Economics Affairs and Energy.

Feingersh, J., 2015. *Making a success of the energy transition*, Berlin: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

Fotopoulos, Y., 2016. *Governing Visions, Networks Uncertainties, Policies and Practices in the Natural Gas Transition in Greece*, s.l.: European Master’s Programme on Society, Science and Technology (ESST)..

Fotopoulos, Y., Arapostathis, S.& Pearson, P. J., 2019. Branching points and transition pathways in the Greek Natural Gas Regime, 1966–2016. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, p. 69–89.

Gas Committee, E. F. o. E. T., 2009. *Gas Storage in Europe "Adding security through flexibility"*, s.l.: s.n.

Gazprom, O., 2014. *Annual Report: The Power of Growth*, s.l.: s.n.

Gilbert, A. & Sovacool, B., 2014. Better modelling for the energy mix. *Nature* 515 (7526), p. 198.



- Gillessen, B., Heinrichs, H., Hake, J.-F. & Allelein, H.-J., 2019. Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition. *Applied Energy*, p. 113377.
- Gundel, S., 2005. Towards a new typology of crises. *Journal of Contingencies and Crisis Management*, 3, p. 106e15.
- Gupta, A. & Chopra, A., 2019. *www.gminsights.com*. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/subsea-umbilicals-risers-flowlines-market> [Πρόσβαση 04 03 2021].
- Gurbanov, I., 2015. Greece Appeared A “Gordian Knot” for Azerbaijan’s SOCAR.. *Energy Corridors Review. Wordpress* .
- Holden, L., Loland, A. & Lindqvist, O., 2011. Valuation of long - term flexible gas contracts. *The Journal of Derivatives*, 3, pp. 75-85.
- IEA,, 2011. *Are we entering a golden age of gas?: world energy outlook special report*, s.l.: International Energy Agency.
- IEA, 2017. *Energy security*; . s.l.:IEA.
- Johansson, B., 2013. A broadened typology on energy and security. *Energy*, 53, pp. 199-205.
- Joode, J. d. & Ozdemir, O., 2010. Demand for seasonal gas storage in northwest Europe until 2030: Simulation results with a dynamic model. *Energy Policy* , 38, p. 5817–5829.
- Khalova, G., Illeritskiy, . N. & Smirnova, V., 2019 . Prospects for the Construction of the Poseidon Gas Pipeline as a Factor in Supplying the Needs of the Southern Europe Countries with Natural Gas. *Int. J. Energy Econom. Policy* , p. 143–148..
- Kitsilis, M.-C., 2011. *Issues for Underground Gas Storage (UGS) in ‘South Kavala’ offshore gas field*, Thessaloniki,: In Proceedings of the 5th South East Europe Energy Dialogue .
- Knudsen , B. R. & Foss , B., 2017. Shale-gas wells as virtual storage for supporting intermittent renewables. *Energy Policy* 102, pp. 142-144.
- Koukouzas, , N. κατσιν., 2019. Potential for Mineral Carbonation of CO<sub>2</sub> in Pleistocene Basaltic Rocks in Volos Region (Central Greece).. *Minerals*.
- Kruyt, B., van Vuuren, D., de Vries, H. & Groenenberg, H., 2009. Indicators for energy security. *Energy Policy* , 37, p. 2166e81.

Mofijur, , M. κατσιν., 2019. Phase Change Materials (PCM) for Solar Energy Usages and Storage: An Overview. *Energies*, p. 3167.

Moniz, E., Jacoby, H. & Meggs, A., 2011. *The Future of Natural Gas*, s.l.: MIT Energy Initiative.

Nataraj Barath,, . J., Husev, , O. & Manonmani, , N., 2015. Overview of Energy Storage Technologies For Renewable Energy. *IJISSET*.

Natural Gas Europe, 2014. *Underground storage: down in the dumps*. s.l.:s.n.

Neumann, A. & Zachmann, G., 2008. Natural Gas Storage in Germany. *Springer*.

Olsen, O., Kruke, B. & Hovden, J., 2007. Societal safety: concept, borders and dilemmas. *Journal of Contingencies and Crisis Management*, 15, pp. 69-79.

Papadopoulou, D., Tourkolias, . C. & Mirasgedis , S., 2015. Assessing the macroeconomic effect of gas pipeline projects: The case of Trans-Adriatic Pipeline on Greece. *SPOUDAI*, p. 100–118.

Popescu, C.-A. & Simion, C., 2012. method for defining critical infrastructures. *Energy* , pp. 32-4.

Realgy Energy Services, 2012. *www.realgyenergyservices.wordpress.com*. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://realgyenergyservices.wordpress.com/2012/03/30/so-what-exactly-is-natural-gas-storage/> [Πρόσβαση 01 03 2021].

Renpu, , W., 2011 . *Basis of Well Completion Engineering*.. 3rd επιμ. Oxford, UK, : Gulf Professional Publishing.

Rosenbauer, , R., Thomas, , B., Bischoff , J. & Palandri, , J., 2012. Carbon sequestration via reaction with basaltic rocks: Geochemical modeling and experimental results. *Geochim. Cosmochim. Acta*, p. 116–133.

RT, 2016. *Athens Supports Reboot of South Stream Gas Project*, s.l.: s.n.

Sharples, J. D., 2016. The importance of gas storage facilities in the European gas and power markets. *International Journal of Environmental Studies*, 73, p. 369–378.

Snam Rete Gas, 2017. *Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2017 – 2026*, s.l.: Snam Rete Gas.

Speight, J., 2019. *Recovery, storage, and transportation..* 2nd επιμ. Boston, MA, USA : Gulf Professional Publishing.

Speight, J., 2016. *Reservoirs and Reservoir Fluids*. Hoboken, NJ, USA: Wiley .

Stambolis, C. & Sofianos, N., 2012. *The Role of Greece as a Supply Route to Europe in View of the Latest Gas Discoveries in the East Mediterranean*, s.l.: IENE Research Note No.3..

Statoil, 2015. *Annual report 2014*, s.l.: s.n.

Stern, J., Pirani, S. & Yafimava, K., 2009. The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: A comprehensive assessment. *Oxford Institute for Energy Studies* .

Stern, J., 2006. The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006. *Oil, Gas & Energy Law, Global Energy Law & Regulation Portal*.

Stokes, D., Spinks, O. & Rogers, H., 2021. *Timera energy*. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://timera-energy.com/europe-providing-global-gas-supply-flexibility/> [Πρόσβαση 31 01 2021].

Strantzali, E., Aravossis, K., Livanos, G. A. & Nikoloudis, C., 2019. “A decision support approach for evaluating liquefied natural gas supply options: Implementation on Greek case study”. *Journal of Cleaner Production*, pp. 414-423.

Strupczewski, A., 2003. Accident risks in nuclear-power plants. *Applied Energy*, pp. 79-86.

Tunison, G., 2008. *The Outlook for Energy: A View to 2030*. Michigan: ExxonMobil Refining & Supply.

UNDP, 1994. Human development report 1994. *Oxford University Press*, Τόμος Oxford UK.

UNITED NATIONS, 2015. *PARIS AGREEMENT*. Paris: UNITED NATIONS.

VATTENFALL, 2021. <https://group.vattenfall.com/>. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://group.vattenfall.com/what-we-do/market-transparency/gas-storage> [Πρόσβαση 07 04 2021].

www.prnewswire.com, 2015. [www.prnewswire.com](https://www.prnewswire.com). [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.prnewswire.com/news-releases/oil--gas-subsea-umbilicals-risers--flowlines-surf-market-2015-2025-296872891.html> [Πρόσβαση 04 03 2021].

Βλαχάβα, K., 2016. [www.kedisa.gr](http://www.kedisa.gr). [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://kedisa.gr/eurwpaikh-energeiakh-asfaleia-kindynoi-kai-prooptikes-meros->

a/

[Πρόσβαση 07 02 2021].

Δαγκαλίδης, Α., 2013. *ΚΛΑΣΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ 20 ΔΕΞΑΜΕΝΟΠΛΟΙΑ LNG*. s.l.:ΤΡΑΠΕΖΑ ΠΕΙΡΑΙΩΣ.

ΔΕΠΑ, 2019. *depa.gr*. [Ηλεκτρονικό]  
Available at: <https://www.depa.gr/fysiko-aerio/metakinisi-ke-metafores/>  
[Πρόσβαση 14 02 2021].

ΕΛΣΤΑΤ, 2013. ΠΕΙΡΑΙΑΣ: ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ.

Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2009. *ΟΔΗΓΙΑ 2009/119/ΕΚ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 14ης Σεπτεμβρίου 2009 σχετικά με υποχρέωση διατήρησης ενός ελάχιστου επιπέδου αποθεμάτων αργού πετρελαίου ή/και προϊόντων πετρελαίου από τα κράτη μέλη*. s.l.:s.n.

Καρώνης, Δ., 2007. *Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, Υγροποιημένο φυσικό αέριο*. s.l.:Σχολή Χημικών Μηχανικών.

Κόλια, Μ. & Μαυρουδή, Γ., 2019. *Οι υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας στους τομείς ηλεκτρισμού και του φυσικού αερίου στην Ελλάδα*. s.l.:ΣΑΚΚΟΥΛΑ .

Νικολάου, Κ., 2010. *www.iene.gr*. [Ηλεκτρονικό].

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2003. *Έκθεση Πεπραγμένων της ΡΑΕ Ιανουάριος 2003 - Μάρτιος 2004*, s.l.: s.n.

Σταματάκη, Σ., 2002. *Υπεδαφική αποθήκευση φυσικού αερίου - ανάπτυξη στρατηγικών αποθεμάτων. Ορυκτός Πλούτος*.

Φορτσάκη, Θ. & Φαραντούρης, Ν., 2016 . *Δίκαιο της ενέργειας*. s.l.:s.n.