



ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ

Διπλωματική Εργασία

**ΟΙ ΑΓΟΡΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**  
**Ο ΚΑΘΟΡΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΤΙΜΩΝ ΤΟΥΣ & Η ΜΕΤΑΞΥ ΤΟΥΣ ΣΥΣΧΕΤΙΣΗ**

της

ΤΣΙΤΟΥΡΙΔΟΥ Γ. ΜΑΡΙΑΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΙΟΡΔΑΝΗΣ ΕΛΕΥΘΕΡΙΑΔΗΣ, Καθηγητής.

Υποβλήθηκε ως απαιτούμενο για την απόκτηση του μεταπτυχιακού  
διπλώματος ειδίκευσης στη Διοίκηση Επιχειρήσεων

ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2021

## Αφιέρωσεις

*.....σε όσους με στήριξαν και πίστεψαν στην προσπάθειά μου αυτή*

## Ευχαριστίες

*Θα ήθελα να ευχαριστήσω στο σύνολό του το διδακτικό προσωπικό του διατμηματικού προγράμματος μεταπτυχιακών σπουδών στη διοίκηση επιχειρήσεων και κυρίως τον καθηγητή κ. Ιορδάνη Ελευθεριάδη για τις γνώσεις, την στήριξη και την αμέριστη βοήθεια και κατανόησή του στην ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας αυτής.*

*Ακόμη, ευχαριστώ τους γονείς και τους φίλους μου που με στήριζαν και ήταν παρόντες στην προσπάθειά μου.*

*Τέλος, χρωστώ ένα μεγάλο ευχαριστώ στον άνθρωπό μου, που ήταν πάντα δίπλα μου και υπήρξε η κύρια έμπνευση για την επιλογή του εν λόγω θέματος, προσφέροντας τις γνώσεις του και επιδεικνύοντας την μέγιστη υπομονή στην ολοκλήρωση του έργου αυτού.*

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι αγορές ενέργειας καλύπτουν μεγάλο τμήμα της οικονομικής δραστηριότητας παγκοσμίως. Η ενοποίηση των εκάστοτε αγορών, ο καθορισμός των τιμών τους και η μεταξύ τους συσχέτιση εξετάζονται από επενδυτές και επιχειρήσεις, αποσκοπώντας στην εξασφάλιση της απαιτούμενης ενέργειας, σε μικρό κόστος, με υψηλό κέρδος και ταυτόχρονα προστατεύοντας το περιβάλλον. Στην παρούσα εργασία αναλύονται οι αγορές φυσικού αερίου, πετρελαίου, γαιάνθρακα, ηλεκτρισμού, διοξειδίου του άνθρακα και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), ενώ ταυτόχρονα εξετάζονται οι τιμές πετρελαίου Brent, φυσικού αερίου TTF, γαιάνθρακα, εκπομπών δικαιωμάτων EUA και οριακής τιμής συστήματος ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα για το χρονικό διάστημα από τον Ιανουάριο του 2014 έως τον Νοέμβριο του 2020. Συμπεραίνεται ότι οι τιμές των καυσίμων και του ηλεκτρισμού εξαρτώνται κατά κύριο λόγο από την προσφορά και τη ζήτηση, ενώ οι εκάστοτε αγορές εμφανίζονται γενικά ενοποιημένες. Η αποτελεσματικότητα των υφιστάμενων πολιτικών απανθρακοποίησης αμφισβητείται και προτείνεται η ενίσχυση των επενδύσεων σε ΑΠΕ και κυρίως σε πηγές που δεν έχουν εκμεταλλευτεί επαρκώς στον ελλαδικό χώρο, όπως η γεωθερμία και το βιοαέριο. Η ανάλυση των εξεταζόμενων τιμών με τη χρήση του λογισμικού SPSS επιβεβαίωσε την επιρροή της προσφοράς και της ζήτησης στις εξεταζόμενες τιμές, καθώς και την κυρίαρχη θέση επιρροής των τιμών πετρελαίου στις τιμές των υπόλοιπων καυσίμων και της ηλεκτρικής ενέργειας.

**Λέξεις κλειδιά:** αγορές ενέργειας, τιμές καυσίμων, τιμές ηλεκτρισμού, τιμές άνθρακα, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ενοποίηση αγορών

## ABSTRACT

Energy markets cover a large part of economic activity worldwide. The integration of the respective markets, the determination of their prices and the correlations between them are examined by investors and companies, aiming at providing the required energy, at low cost, with high profit while simultaneously protecting the environment. This thesis analyzes the markets of natural gas, oil, coal, electricity, carbon dioxide and renewable energy (RES), while examining the prices of Brent oil, TTF natural gas, coal, carbon emission allowances EUA and marginal electricity price in Greece for the period from January 2014 to November 2020. It is concluded that prices of fuels and electricity depend mainly on supply and demand, while the respective markets appear generally integrated. The effectiveness of the existing decarbonization policies is questioned and it is proposed to strengthen investments in RES and mainly in sources that have not been sufficiently exploited in Greece, such as geothermal and biogas. The analysis of the examined prices using the SPSS software confirmed the influence of supply and demand on the examined prices, as well as the dominant influence of oil prices on the prices of other fuels and electricity.

**Key words: energy markets, fuel prices, electricity prices, carbon prices, renewable resources, market integration**

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Αφιερώσεις.....	ii
Ευχαριστίες .....	iii
ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....	iv
ABSTRACT.....	v
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	viii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΧΑΡΤΩΝ .....	viii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ.....	ix
1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	1
2. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ.....	3
2.1 Ενεργειακή εξάρτηση Ευρωπαϊκής Ένωσης .....	4
2.2. Ενοποίηση Αγοράς Φυσικού Αερίου.....	7
2.3. Τιμές Φυσικού Αερίου.....	10
2.4. Συσχέτιση αγορών φυσικού αερίου με άλλες αγορές.....	12
2.4.1. Αγορά φυσικού αερίου-ηλεκτρισμού.....	12
2.4.2. Αγορά φυσικού αερίου-πετρελαίου .....	14
3. ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ .....	17
3.1. Ενεργειακή Εξάρτηση από Πετρελαιοπαραγωγές Χώρες.....	17
3.2. Ενοποίηση αγοράς πετρελαίου .....	20
3.3. Τιμές πετρελαίου .....	22
4. ΓΑΙΑΝΘΡΑΚΑΣ .....	28
4.1. Η περίπτωση της Κίνας.....	29
4.2. Πολιτικές απανθρακοποίησης και κερδοφορία μονάδων παραγωγής γαιάνθρακα .....	30
4.3. Ενοποίηση αγοράς γαιάνθρακα .....	32
4.4. Τιμές γαιάνθρακα.....	35
5. ΔΙΟΞΕΙΔΙΟ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (CO <sub>2</sub> ).....	37
5.1. Πολιτικές απανθρακοποίησης.....	38
5.1.1. Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών EU-ETS .....	39
5.1.2. Επιδότησεις σε ΑΠΕ .....	41
5.1.3. Δασμοί Άνθρακα.....	42
5.2. Συσχετίσεις εκπομπών άνθρακα .....	43
5.2.1. Εναλλαγή καυσίμων.....	45
6. ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΠΕ).....	48
6.1. Οι ΑΠΕ ως Στόχος Βιώσιμης Ανάπτυξης .....	49
6.2. Η επιρροή των ΑΠΕ στην οικονομική ανάπτυξη και τις εκπομπές CO <sub>2</sub> .....	50

6.3. Επενδύσεις σε ΑΠΕ .....	53
6.4. Εικονικό νόμισμα για ΑΠΕ .....	56
7. ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ.....	58
7.1. Τύποι αγορών ηλεκτρισμού .....	59
7.2. Τιμές ηλεκτρικού ρεύματος .....	61
7.3. Ενοποίηση Αγοράς Ηλεκτρισμού .....	63
8. ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΙΜΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ, ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ .....	67
8.1. Φυσικό αέριο .....	67
8.2. Πετρέλαιο.....	68
8.3. Γαιάνθρακας .....	70
8.4. Δικαιώματα εκπομπών.....	72
8.5. Ηλεκτρισμός .....	73
8.6. Συσχέτιση εξεταζόμενων τιμών.....	74
8.6.1. Έλεγχος κανονικότητας.....	74
8.6.2. Συντελεστής συσχέτισης του Spearman.....	75
8.6.3. Διαγράμματα διασποράς .....	77
8.7. Υπόθεση χρονικής υστέρησης για την επιρροή του πετρελαίου .....	81
9. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ.....	83
9.1. Συμπεράσματα .....	83
9.1.1. Οι εκάστοτε αγορές.....	83
9.1.2. Συσχετίσεις πηγών ενέργειας, ηλεκτρισμού και εκπομπών άνθρακα .....	86
9.2. Προτάσεις-Μελλοντική έρευνα .....	88
9.2.1. Προτάσεις.....	88
9.2.2. Περιορισμοί-Μελλοντική έρευνα.....	89
10. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	91
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....	107

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1	Περιγραφικά Μέτρα Φυσικού Αερίου TTF (2014-2020).....	67
Πίνακας 2	Περιγραφικά Μέτρα Πετρελαίου Brent (2014-2020).....	69
Πίνακας 3	Περιγραφικά Μέτρα Γαιάνθρακα (2014-2020).....	71
Πίνακας 4	Περιγραφικά Μέτρα Δικαιωμάτων Εκπομπής EUA (2014-2020)...	72
Πίνακας 5	Περιγραφικά Μέτρα Οριακής Τιμής Συστήματος Ηλεκτρισμού (2014-2020).....	74
Πίνακας 6	Έλεγχος κανονικής κατανομής.....	75
Πίνακας 7	Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman.....	76
Πίνακας 8	Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 4 μηνών.....	81
Πίνακας 9	Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 5 μηνών.....	82
Πίνακας 10	Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 2 μηνών.....	82

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΧΑΡΤΩΝ

Χάρτης 2	Βασικές Διαδρομές Μεταφοράς LNG (2016).....	4
Χάρτης 2	Εκπομπές CO <sub>2</sub> (2018).....	38
Χάρτης 3	Ποσοστά εξαγωγών παραγόμενης ενέργειας (2017).....	64
Χάρτης 4	Ποσοστά καταναλωθείσας ενέργειας από εγχώρια παραγωγή (2017).....	65



## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 3	Τελική κατανάλωση φυσικού αερίου παγκοσμίως (1990-2018).....	3
Διάγραμμα 2	Ενεργειακή Εξάρτηση (%) στην ΕΕ (2000,2017).....	5
Διάγραμμα 3	Προσφορά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη (2010-2017).....	6
Διάγραμμα 4	Τιμές Φυσικού Αερίου σε Ευρώπη, Ασία, Αμερική (2001-2018)...	9
Διάγραμμα 5	Παραγωγή Πετρελαίου ανά περιοχή (1993-2018).....	18
Διάγραμμα 6	Κατανάλωση Πετρελαίου ανά περιοχή (1993-2018).....	18
Διάγραμμα 7	Ημερήσιες Εισαγωγές Πετρελαίου στην Ευρώπη (1998-2018).....	19
Διάγραμμα 8	Κατανομή Εισαγωγών Πετρελαίου στην ΕΕ ανά χώρα (2018).....	19
Διάγραμμα 9	Τιμές Spot αργού πετρελαίου (1984-2019).....	22
Διάγραμμα 10	Παραγωγή Γαιάνθρακα ανά περιοχή (1993-2018).....	28
Διάγραμμα 11	Κατανάλωση Γαιάνθρακα ανά περιοχή (1993-2018).....	28
Διάγραμμα 12	Παγκόσμια Παραγωγή Γαιάνθρακα (1978-2019).....	29
Διάγραμμα 13	Παγκόσμια Κατανάλωση Γαιάνθρακα (1978-2019).....	29
Διάγραμμα 14	Τιμές Γαιάνθρακα (2003-2018).....	35
Διάγραμμα 15	Παγκόσμιες εκπομπές CO <sub>2</sub> σχετιζόμενες με την ενέργεια (1900-2020).....	37
Διάγραμμα 16	Τιμή Άνθρακα (2013-2019).....	40
Διάγραμμα 17	Ποσοστό πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ (1980-2019).....	49
Διάγραμμα 18	Παραγωγή ηλεκτρισμού ανά καύσιμο (2019).....	59
Διάγραμμα 19	Τύποι αγορών ηλεκτρικής ενέργειας.....	60
Διάγραμμα 20	Τιμές Φυσικού Αερίου TTF (2014-2020).....	68
Διάγραμμα 21	Τιμές Πετρελαίου Brent (2014-2020).....	70
Διάγραμμα 22	Τιμές Γαιάνθρακα (2014-2020).....	71
Διάγραμμα 23	Τιμές Δικαιωμάτων Εκπομπής EUA (2014-2020).....	73

Διάγραμμα 24	Τιμές Οριακής Τιμής Συστήματος Ηλεκτρισμού (2014-2020).....	74
Διάγραμμα 25	Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και πετρελαίου.....	77
Διάγραμμα 26	Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.....	78
Διάγραμμα 27	Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και γαιάνθρακα.....	78
Διάγραμμα 28	Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και δικαιωμάτων εκπομπών.....	79
Διάγραμμα 29	Διάγραμμα διασποράς τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου.....	79
Διάγραμμα 30	Διάγραμμα διασποράς τιμών πετρελαίου και γαιάνθρακα.....	80
Διάγραμμα 31	Διάγραμμα διασποράς τιμών φυσικού αερίου και γαιάνθρακα.....	80

## 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο τομέας της ενέργειας απασχολούσε τον άνθρωπο από τα πρώτα χρόνια της ύπαρξης του, ενώ οι ενεργειακές ανάγκες είναι συνεχώς αυξανόμενες. Η σημασία της ενέργειας αντικατοπτρίζεται και από τους στόχους που έχει θέσει ο Οργανισμός Ηνωμένων Εθνών (ΟΗΕ) στην ατζέντα 2030 για τη βιώσιμη ανάπτυξη, όπου αναφέρεται η πρόσβαση σε προσιτή, αξιόπιστη και βιώσιμη ενέργεια για όλους, ως ένας από τους 17 στόχους της ατζέντας. Η παραγωγή ενέργειας βασίζεται στις διαθέσιμες πηγές, ανανεώσιμες ή μη, οι οποίες είναι καθοριστικές τόσο για την κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης όσο και για τις τιμές ενέργειας. Παράλληλα, η διαμόρφωση της τιμής για την εκάστοτε πηγή εξαρτάται από πλήθος παραγόντων, όπως οι αναταραχές προσφοράς και ζήτησης, οι καιρικές συνθήκες και το γεωπολιτικό ρίσκο, με το πετρέλαιο να κατέχει εξέχουσα θέση επιρροής τόσο για τις υπόλοιπες αγορές ενέργειας όσο και για άλλες αγορές εμπορευμάτων, μετάλλων και χρυσού.

Στο παρελθόν, η θεωρία περί οικονομικής ανάπτυξης περιλάμβανε την τεχνολογία, την εργασία και το ανθρώπινο και φυσικό κεφάλαιο, χωρίς να λαμβάνεται υπόψιν η ποιότητα του περιβάλλοντος και η επάρκεια των φυσικών πόρων. Ως αποτέλεσμα ήταν η εμφάνιση της κλιματικής αλλαγής και συνεχείς συγκρούσεις σχετικά με την εξασφάλιση των απαραίτητων φυσικών πόρων. Το 1997 το Πρωτόκολλο του Κιότο αποτέλεσε την πρώτη παγκόσμια συμφωνία σχετικά με τον περιορισμό των αερίων του θερμοκηπίου. Έκτοτε άρχισε να διαμορφώνεται η αγορά άνθρακα και εντάθηκε η διείδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό μίγμα. Τα τελευταία χρόνια, η στροφή προς την καθαρή ενέργεια και η επίτευξη των σχετικών στόχων απανθρακοποίησης που έχουν τεθεί, έχει στρέψει το ενδιαφέρον στις επενδύσεις σε ΑΠΕ και στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών, αποσκοπώντας στη σταδιακή εγκατάλειψη των ορυκτών καυσίμων.

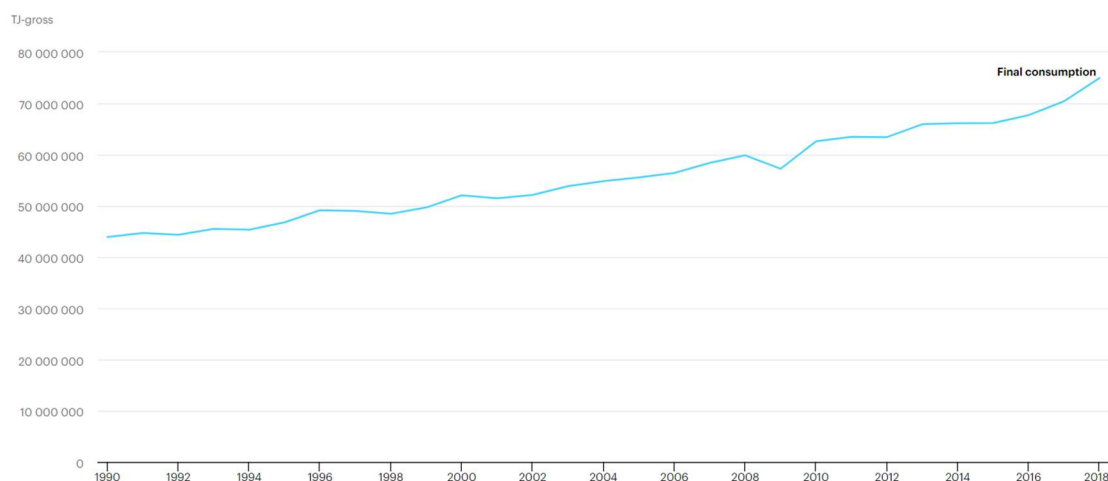
Στην παρούσα εργασία εξετάζονται οι αγορές φυσικού αερίου, πετρελαίου, γαιάνθρακα και ηλεκτρισμού, αναλύοντας παράγοντες καθορισμού των εκάστοτε τιμών, καθώς και την ενοποίηση της κάθε αγοράς. Επιπλέον, εξετάζονται οι αγορές άνθρακα και ΑΠΕ, εστιάζοντας στις πολιτικές απανθρακοποίησης και ενίσχυσης των επενδύσεων σε ΑΠΕ. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ των προαναφερόμενων μεταβλητών, οι οποίες εξετάζονται και μέσω τιμών τους για το διάστημα από τον Ιανουάριο του 2014 έως τον Νοέμβριο του 2020.

Αναλυτικότερα, στο δεύτερο κεφάλαιο εξετάζεται η αγορά φυσικού αερίου, η εξάρτηση της Ευρώπης από τις εισαγωγές, η ενοποίηση της αγοράς σε παγκόσμιο επίπεδο,

παράγοντες καθορισμού των τιμών του καυσίμου, καθώς και η αλληλοεπιρροή της αγοράς με εκείνες του ηλεκτρισμού και του πετρελαίου. Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύεται η αγορά πετρελαίου, η αντίστοιχη ενεργειακή εξάρτηση, η ενοποίησή της και η διαμόρφωση των τιμών σε αυτή. Το τέταρτο κεφάλαιο αφορά την αγορά γαιάνθρακα και δίνεται έμφαση στην περίπτωση της Κίνας και στην επιρροή των πολιτικών απανθρακοποίησης στην εν λόγω αγορά, παράλληλα με την εξέταση της ενοποίησής της και των αντίστοιχων τιμών. Στο πέμπτο και έκτο κεφάλαιο εξετάζονται οι αγορές διοξειδίου του άνθρακα και ΑΠΕ, ως στενά συνδεδεμένες, λαμβάνοντας υπόψη τις πολιτικές απανθρακοποίησης και ενίσχυσης επενδύσεων σε ΑΠΕ. Το έβδομο κεφάλαιο αφιερώνεται στην αγορά ηλεκτρισμού, το βαθμό ενοποίησής της και τους παράγοντες επιρροής των τιμών ηλεκτρικού ρεύματος. Στο κεφάλαιο 8 εξετάζονται οι τιμές του πετρελαίου Brent, του φυσικού αερίου TTF, του γαιάνθρακα, των δικαιωμάτων εκπομπών EUA και η οριακή τιμή συστήματος ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, από το 2014 έως το 2020, με κύριο στόχο την εξήγηση των διακυμάνσεών τους και την εύρεση των μεταξύ τους συσχετίσεων. Τέλος, στο ένατο κεφάλαιο ακολουθούν τα συμπεράσματα και οι σχετικές προτάσεις, ενώ στο δέκατο κεφάλαιο παρατίθεται η απαραίτητη βιβλιογραφία.

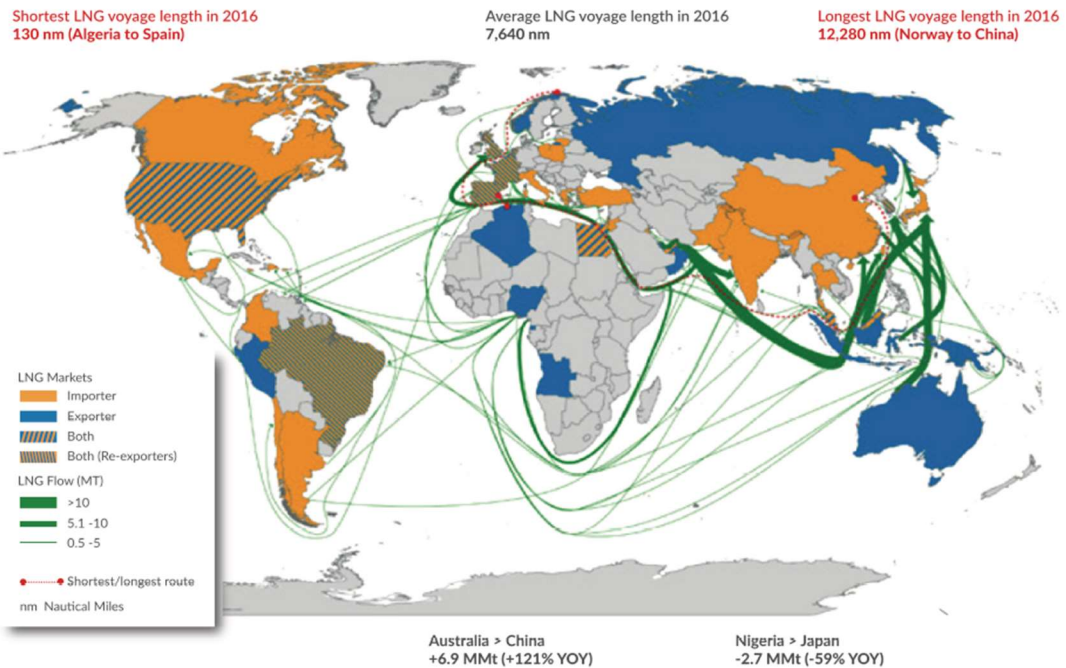
## 2. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

Ο Edwards (2010) υπογραμμίζει την αρχική χρήση του φυσικού αερίου, στο τέλος του 20<sup>ου</sup> αιώνα, ως καύσιμο που εξυπηρετούσε σκοπούς θέρμανσης. Οι υποδομές δε που κατασκευάστηκαν τις δεκαετίες 1970-1980, περίοδο δηλαδή με χαμηλές τιμές του καυσίμου, είναι τόσες πολλές που καθιστούν οικονομικά ασύμφορη την πλήρη αντικατάστασή τους με σκοπό τη χρήση διαφορετικών πηγών ενέργειας, παρά την αύξηση στις τιμές του φυσικού αερίου τα τελευταία χρόνια. Σταδιακά το φυσικό αέριο κυριάρχησε εκτός από τη θέρμανση και στον τομέα παραγωγής ηλεκτρισμού, λόγω των μειωμένων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συγκριτικά με τον ανταγωνιστικότερο γαιάνθρακα, αλλά και της υψηλής αποδοτικότητάς του. Στο διάγραμμα 1 είναι φανερό πως η κατανάλωση φυσικού αερίου συνάντησε ανοδικές τάσεις και αυξήθηκε περίπου κατά 70% μεταξύ 1990 και 2018.



Διάγραμμα 1 Τελική κατανάλωση φυσικού αερίου παγκοσμίως (1990-2018), IEA

Η μεταφορά του γίνεται είτε σε αέρια μορφή μέσω αγωγών είτε σε υγροποιημένη μορφή (τύπος LNG). Για τη λειτουργία των αγωγών απαιτούνται συγκεκριμένες συνθήκες πίεσης για την επίτευξη ροής του αερίου. Συνεπώς, στην περίπτωση αυτή δεν είναι δυνατή η παύση λειτουργίας τους, ενώ σε καταστάσεις μειωμένης ζήτησης απαιτούνται υπόγειες δεξαμενές αποθήκευσης (Edwards, 2010). Προς καλύτερη κατανόηση της εμβέλειας μεταφορών υγροποιημένης μορφής παγκοσμίως, οι διαδρομές του LNG για το 2016 απεικονίζονται στο χάρτη 1. Σύμφωνα με την ετήσια έκθεση της BP (2019), το 2018 οι εισαγωγές LNG στην Ευρώπη προέρχονταν κατά κύριο λόγο από την Αλγερία, τη Νιγηρία, το Κατάρ και τη Ρωσία. Οι Oglend, Osmundsen & Kleppe (2020) υπογραμμίζουν ότι το LNG είναι από τις λίγες μορφές ενέργειας που έχει χαμηλές εκπομπές CO<sub>2</sub>, και παράλληλα δύναται να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις.

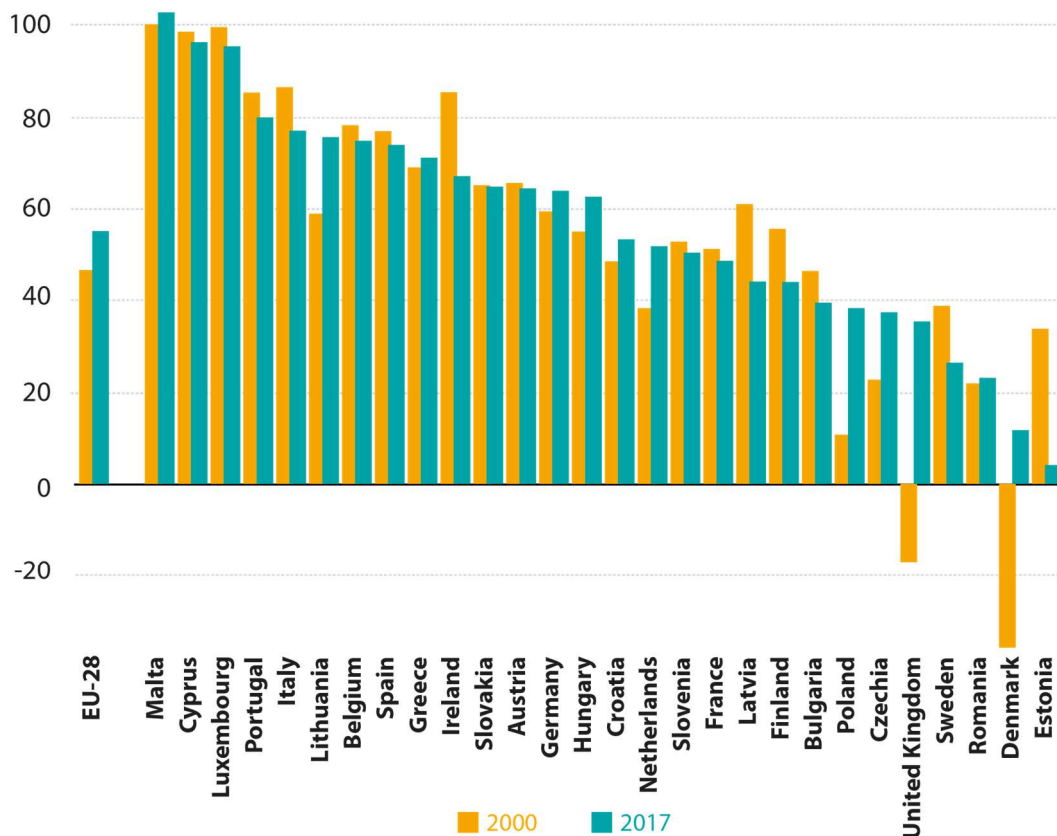


Χάρτης 1 Βασικές Διαδρομές Μεταφοράς LNG (2016), <https://www.igu.org/resources-data>

## 2.1 Ενεργειακή εξάρτηση Ευρωπαϊκής Ένωσης

Στο διάγραμμα 2 απεικονίζεται η ενεργειακή εξάρτηση των χωρών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το 2017 ήταν κατά μέσο όρο 55%, δηλαδή πάνω από τις μισές ενεργειακές ανάγκες της Ένωσης καλύπτονταν από εισαγόμενη ενέργεια. Εντοπίζεται αύξηση στην ενεργειακή εξάρτηση συγκριτικά με το 2000, όπου το αντίστοιχο ποσοστό κυμαινόταν γύρω στο 47%, ενώ στην περίπτωση της Ελλάδας γίνεται φανερό ότι η αύξηση δεν ήταν ιδιαίτερα σημαντική. Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat<sup>1</sup> οι εισαγωγές για το 2017 αφορούν κατά 66% πετρελαϊκά προϊόντα και κατά 26% αέριο. Σημαντική είναι η ενεργειακή εξάρτηση από τη Ρωσία, δεδομένου ότι κατά το ίδιο έτος εξυπηρέτησε το 30% στις εισαγωγές πετρελαίου και το 40% σε αυτές του φυσικού αερίου, ενώ ακολουθεί η Νορβηγία με αντίστοιχα ποσοστά 11% και 26%.

<sup>1</sup> <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

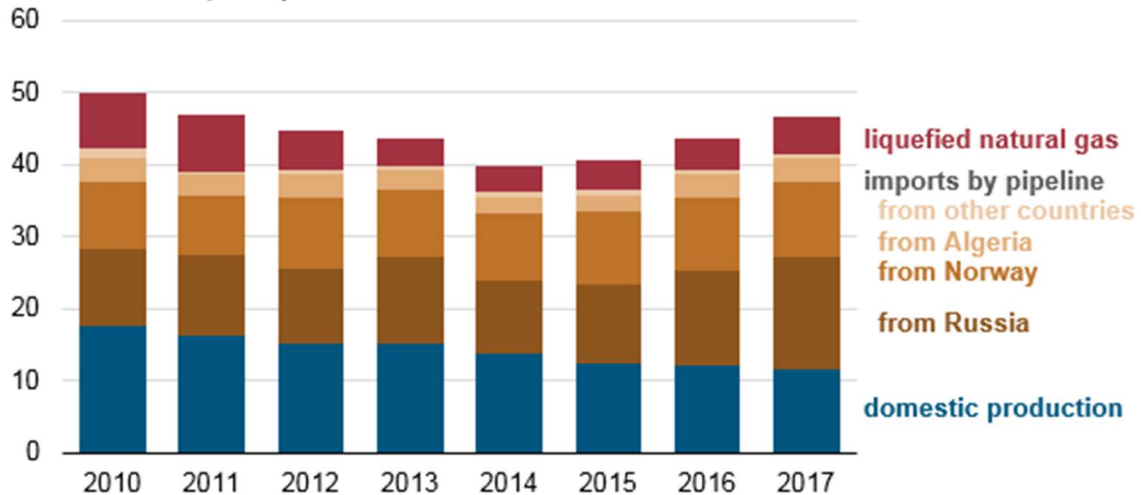


Διάγραμμα 2 Ενεργειακή Εξάρτηση (%) στην ΕΕ (2000,2017), Eurostat

Πιο συγκεκριμένα, στο διάγραμμα 3 απεικονίζεται η διαμόρφωση στην παροχή φυσικού αερίου στην Ευρώπη, όπου επισημαίνεται η συνεχώς αυξανόμενη εξάρτηση από τις εισαγωγές και η αντίστοιχα μειούμενη παραγωγή. Επιβεβαιώνεται εν μέρει δε ότι η αγορά φυσικού αερίου έχει τη μορφή διμερούς ολιγοπωλίου, όπου η προσφορά εξυπηρετείται κυρίως από τη Ρωσία, τη Νορβηγία και την Αλγερία, ενώ στον αντίποδα ως κύριοι αγοραστές αναφέρονται η Γαλλία, η Γερμανία και η Ιταλία, όπως επισημαίνουν οι Ikonnikova & Zwart (2014). Με γνώμονα την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης εξετάζονται στρατηγικές που θα οδηγήσουν στον περιορισμό της εξάρτησης από την κυρίαρχη Ρωσία και στην ενίσχυση των εισαγωγών από νέους προμηθευτές, όπως η περίπτωση της Κασπίας, ακόμη και σε υψηλότερες τιμές. Επιπλέον, η θέσπιση ορίων στην ποσότητα των προϊόντων ανά ζεύγη προμηθευτή-καταναλωτή θα ενισχύσει τη διαπραγματευτική δύναμη των αγοραστών, δεδομένου ότι αν δεν επιτευχθεί συμφωνία με κάποιον από αυτούς, ο πωλητής δεν θα είναι σε θέση να εξισορροπήσει την απώλεια μέσω αύξησης της πωληθείσας ποσότητας σε άλλο αγοραστή. Δεν πρέπει να παραληφθεί όμως ότι η εν λόγω πολιτική δεν είναι εύκολο να εφαρμοσθεί λόγω της δυσκολίας θέσπισης ορίων ανά αγοραστή. Εν αντιθέσει, η εύρεση νέων προμηθευτών μπορεί εξίσου να ενισχύσει τη διαπραγματευτική θέση των αγοραστών (Ikonnikova & Zwart, 2014).

### Europe natural gas supply composition (2010-2017)

billion cubic feet per day



Διάγραμμα 3 Προσφορά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη (2010-2017), EIA

Ο Asenon (2018) εξηγεί την κρισιμότητα εξάρτησης από τις εισαγωγές από την Ρωσία αναφερόμενος στην κρίση Ρωσίας-Ουκρανίας το 2009 και επισημαίνοντας ότι οι χώρες στα Δυτικά Βαλκάνια δεν είχαν επαρκή πρόσβαση σε φυσικό αέριο, αφού μόνο το 10% της συνήθους παροχής διοχετεύτηκε μέσω του βασικού αγωγού στη Σλοβακία. Παράλληλα, υπογραμμίζει ότι για την ενεργειακή εξασφάλιση της Ευρωπαϊκής Ένωσης απαραίτητη είναι η ανάληψη αποφάσεων και ενεργειών όπως η κατασκευή νέων αγωγών, η ενίσχυση του υφιστάμενου δικτύου μεταφοράς, η κατασκευή αντίστροφων συνδέσεων μεταξύ των χωρών, όπως και μονάδων αποθήκευσης αερίου, καθώς και η εξασφάλιση σταθμών για υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG). Η πρόταση μονάδων αποθήκευσης και υποδομών αντίστροφης ροής (από τα δυτικά προς τα ανατολικά, εν αντιθέσει της υφιστάμενης από τα ανατολικά – Ρωσία – προς τα δυτικά), σε συνδυασμό με την αύξηση νέων διαδρομών εισαγωγών, υποστηρίζεται και από τους Richter & Holz (2015).

Καθοριστικής σημασίας κρίνεται η κατασκευή του Νότιου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου (South Gas Corridor, SGC), μέσω του οποίου εξασφαλίζεται ενεργειακή ασφάλεια στην Ευρώπη, διασφαλίζοντας τη διαφοροποίηση των πηγών και των διαδρομών φυσικού αερίου (Asenon, 2018). Σύμφωνα με την επίσημη ιστοσελίδα<sup>2</sup> του Διαδρατικού Αγωγού (TAIP), ο SGC υπερβαίνει σε μήκος τα 4000 χλμ., ενώ διέρχόμενος από επτά χώρες, διοχετεύει φυσικό αέριο από τις ακτές της Κασπίας στο Αζερμπαϊτζάν στην Ευρώπη.

Ο Talus (2014) αναφέρεται στο ρόλο του LNG για τη διαφοροποίηση των πηγών και διαδρομών του αερίου. Πιο συγκεκριμένα, ο Chyong (2019) παρουσιάζει την

<sup>2</sup> <https://www.tap-ag.gr/>



κατάρρευση του ολιγοπωλίου στην Ευρώπη δεδομένου ότι μεταξύ 1999-2016 οι εισαγωγές LNG αυξήθηκαν κατά 2,5 φορές, συγκριτικά με αύξηση 31% στις αντίστοιχες μέσω αγωγών, κυρίως ρωσικής προέλευσης. Παράλληλα, υπογραμμίζει τη συμβολή των τεχνολογικών εξελίξεων στη μείωση του κόστους μεταφοράς αερίου, τόσο σε αέρια όσο και σε μορφή LNG.

Την εξάρτηση από τη ρωσική παροχή αερίου εξετάζουν και οι Abrell & Weigt (2016) σε μοντέλα που βασίζονται σε τρία σενάρια σχετικά με την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, το 40%DEF, με μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 40% έως το 2050, το 80%DEF, με μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 80% έως το 2050 και το 80%GREEN, αντίστοιχο με το 80%DEF αλλά με επιπρόσθετη δέσμευση για χρήση ΑΠΕ, ενίσχυση ενεργειακής αποδοτικότητας και περιορισμό τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS) και πυρηνικής ενέργειας. Θεωρώντας παροχή κατά 75% μειωμένη στις συνδέσεις Ρωσίας-Λευκορωσίας και Ρωσίας-Ουκρανίας, γίνεται φανερό ότι η έλλειψη καλύπτεται από πηγές όπως το LNG και η αφρικανική παραγωγή. Η επιρροή στις τιμές είναι μεγαλύτερη στο 40%DEF σενάριο, λόγω μεγαλύτερης ενεργειακής εξάρτησης. Στα σενάρια 80% παρότι υπάρχουν αυξήσεις στις τιμές φυσικού αερίου, το σύστημα διαχειρίζεται ευκολότερα την έλλειψη εισαγωγών, οδηγώντας σε ασήμαντες αλλαγές τιμών στην αγορά ηλεκτρισμού.

## **2.2. Ενοποίηση Αγοράς Φυσικού Αερίου**

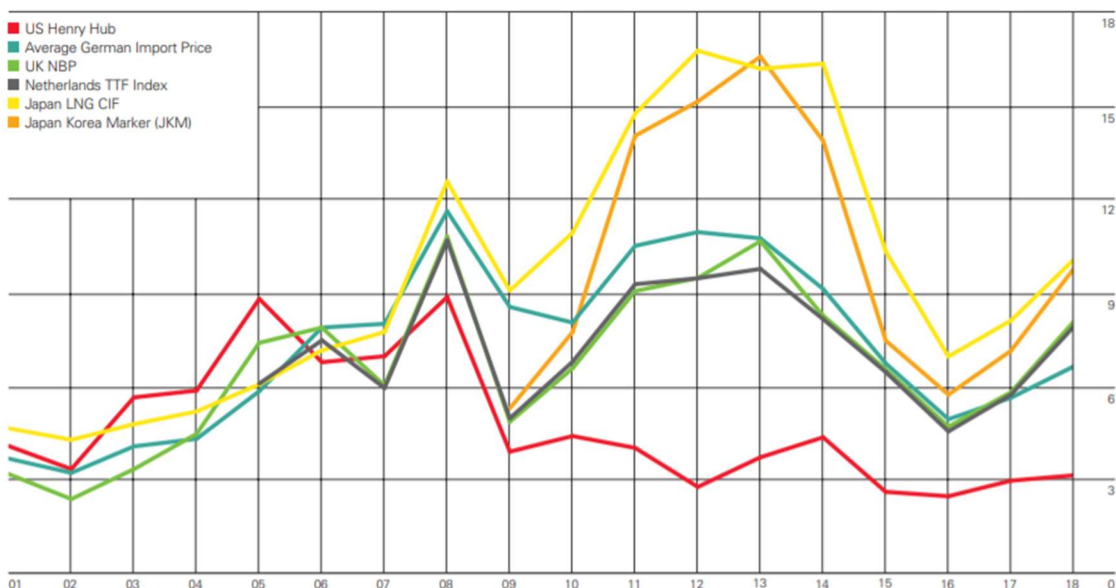
Το Baker Institute ορίζει πως αν υπάρξει παγκόσμια αγορά αερίου, οποιοδήποτε γεγονός επηρεάσει την προσφορά σε μία περιοχή, αυτόματα θα έχει επιρροή και στις υπόλοιπες αγορές. Ο Mazighi (2004) αναφέρει ότι στους καταναλωτές αερίου, η παγκοσμιοποίηση της αγοράς δεν θα προσφέρει την ίδια ενεργειακή ασφάλεια, καθώς οι μακροχρόνιες συμβάσεις θα δώσουν έδαφος σε εμπορική και ανταγωνιστική αγορά, η οποία αντίστοιχα θα εκθέσει και τους παραγωγούς σε κινδύνους σχετικά με την ποσότητα και την τιμή του προϊόντος. Εν συνεχεία, τονίζει ότι για την επίτευξη της παγκόσμιας αγοράς αερίου απαιτείται η αύξηση των εξαγωγών να είναι ταχύτερη από αυτή της κατανάλωσης του προϊόντος, δεδομένου επιπρόσθετα ότι το φυσικό αέριο θα αντικαθιστά σταδιακά τη χρήση πετρελαίου. Σημαντική κρίνεται και η δυνατότητα ανάπτυξης νέων τεχνολογιών αποσκοπώντας στη μείωση του κόστους κατά μήκος της αλυσίδας, όπως για παράδειγμα η ανάπτυξη του υγροποιημένου φυσικού αερίου (Mazighi, 2006).

Οι Bastianin, Galeotti & Polo (2019) συγκέντρωσαν στοιχεία για τις τιμές φυσικού αερίου στο βιομηχανικό κλάδο από το 1991 έως το 2017 από δεκατέσσερις ευρωπαϊκές

χώρες, οι οποίες ήταν τουλάχιστον ανά δύο διασυνδεδεμένες. Κατόπιν εμπειρικής ανάλυσης κατέληξαν ότι υπάρχει κατά ζεύγη, σ- και σχετική σύγκλιση των τιμών ανά χώρα, η οποία σχετίζεται με χαρακτηριστικά των εκάστοτε αγορών αερίου, όπως ο βαθμός διασύνδεσης και η εξασφάλιση της διανομής. Παράλληλα, αποσαφηνίζουν ότι για την επίτευξη ενιαίας τιμής πανευρωπαϊκά απαιτείται η αντιμετώπιση φυσικών και συμβατικών ανασταλτικών παραγόντων, όπως η κατασκευή υποδομών για την εξασφάλιση της απαιτούμενης χωρητικότητας των αγωγών και η διαμόρφωση της νομοθεσίας και πολιτικής της κάθε χώρας. Αξίζει να σημειωθεί ότι και ο Οργανισμός Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) στην ετήσια αναφορά του το 2014 επιβεβαιώνει τη σύνδεση των τιμών εντός της Ε.Ε.

Στην ίδια κατεύθυνση, οι Chiappini, Jegourel & Raymond (2019) εξετάζουν την ενοποίηση της αγοράς φυσικού αερίου όχι μόνο ενδοευρωπαϊκά αλλά και παγκόσμια, αναλύοντας τη σχέση μεταξύ των τιμών αερίου και πετρελαίου. Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν αφορούν κυρίως το χρονικό διάστημα μεταξύ 2004 και 2018 και κατόπιν συμπεραίνεται ότι η ενοποίηση της αγοράς αερίου έχει ενισχυθεί λόγω της ενδυνάμωσης των μακροχρόνιων σχέσεων μεταξύ των τιμών φυσικού αερίου και της αντίστοιχης αποδυνάμωσης εκείνων μεταξύ των τιμών αερίου και πετρελαίου. Οι ευρωπαϊκές αγορές αερίου συνδέονται ισχυρά μεταξύ τους, ενώ δεν υπάρχει η αντίστοιχη σύνδεση μεταξύ αυτών και των αμερικάνικων αγορών. Όσο αφορά τις ασιατικές αγορές, υπάρχει σύνδεση με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές αλλά όχι με τις αμερικάνικες. Ο Joskow (2013) εντοπίζει τη διάδοση του σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ ως την αιτία ανεξαρτησίας της εν λόγω αγοράς με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και ασιατικές. Παρόλα αυτά εντοπίζεται αύξηση στο βαθμό συσχέτισης των τιμών φυσικού αερίου μεταξύ Ευρώπης και Αμερικής, ιδιαίτερα μετά το 2014, η οποία επιβεβαιώνεται και από τη σταδιακή αποδέσμευση των τιμών φυσικού αερίου από το πετρέλαιο (Chiappini, Jegourel & Raymond, 2019). Όλα τα παραπάνω επιβεβαιώνονται και από το παρακάτω διάγραμμα 4.

Prices  
\$/mmBtu



Διάγραμμα 4 Τιμές Φυσικού Αερίου σε Ευρώπη, Ασία, Αμερική (2001-2018), BP (2019)

Οι Garaffa, Szklo, Lucena & Feres (2019) χρησιμοποίησαν τις τιμές φυσικού αερίου από τον Απρίλιο του 2013 έως το Δεκέμβριο του 2014 για τον ολλανδικό TTF, τον βέλγικο ZTP και τον γερμανικό NGG σταθμό και κατόπιν απέδειξαν ότι υπάρχει σύνδεση μεταξύ των αγορών. Επιπρόσθετα, κατόπιν του ελέγχου αιτιότητας κατά Granger κατέληξαν ότι η ολλανδική αγορά επηρεάζει τη γερμανική και τη βέλγικη, ενώ η βέλγικη επηρεάζει τη γερμανική, η οποία έχει και τον μικρότερο βαθμό επιρροής. Όσο πιο κατάλληλους μηχανισμούς διαθέτει η εκάστοτε αγορά, τόσο χαμηλότερα προκύπτουν τα κόστη συναλλαγής (transaction costs). Στην προκειμένη περίπτωση το φυσικό αέριο που διοχετεύεται από την ολλανδική στη γερμανική αγορά αντιμετωπίζει μεγαλύτερο κόστος συναλλαγής, αφού η γερμανική αγορά κυριαρχείται από μεγάλες εταιρείες με κάθετη ολοκλήρωση (Growitsch, Stronzik, & Nepal, 2015).

Αποσκοπώντας στην ευρωπαϊκή ενοποίηση των αγορών ενέργειας, οι Dukhanina, Massol & Leveque (2019) εξέτασαν προτεινόμενες πολιτικές με σκοπό την αύξηση της ρευστότητας στις τοπικές αγορές φυσικού αερίου. Εξετάζοντας την περίπτωση της Γαλλίας, η οποία το 2015 ενοποίησε τους δύο νότιους σταθμούς (hubs) που διέθετε διατηρώντας έναν βόρεια και έναν νότια, αποδεικνύουν ότι αντίστοιχα μέτρα έχουν θετική επίδραση στην αποτελεσματικότητα των αγορών. Ειδικότερα, παρατηρήθηκε ενίσχυση της χωρικής ενοποίησης των αγορών, όπου η εκμετάλλευση των ευκαιριών εξισορροπητικής κερδοσκοπίας (arbitrage) πραγματοποιείται στο 80% των περιπτώσεων,

έναντι 60% προ συγχώνευσης, ενώ παράλληλα τα εμπόδια εμπορικών συναλλαγών, εξαιρώντας πιθανή συμφόρηση του δικτύου, μειώθηκαν δραστικά από 25% σε 5%.

Σύμφωνα με τα παραπάνω, αναιρούνται μελέτες που θεωρούν ότι οι τιμές φυσικού αερίου καθορίζονται από την τοπική προσφορά και ζήτηση και δεν υπάρχει παγκόσμια αγορά (Mohammadi,2011;Wiggins & Etienne,2017), όπως και η θεωρία του Mazighi (2006), σύμφωνα με την οποία η παγκοσμιοποίηση της αγοράς φυσικού αερίου θα επέτρεπε την εξισορροπητική κερδοσκοπία (arbitrage), είτε χωρικά είτε χρονικά. Ήδη από το 1890 ο Marshall εξήγησε ότι σε μια ενοποιημένη αγορά οι τοπικές τιμές σε διαφορετικές περιοχές διαφέρουν όσο το κόστος μεταφοράς του προϊόντος. Ο ACER το 2017 εντόπισε ότι οι διαφορές στις τιμές μεταξύ των βασικότερων ευρωπαϊκών σταθμών φυσικού αερίου ήταν μικρότερες και από το κόστος μεταφοράς, γεγονός που επιβεβαιώνει την ενοποίηση της ευρωπαϊκής αγοράς. Πρόκειται για το λεγόμενο νόμο της Μίας Τιμής (Law of one Price, LOP), σύμφωνα με τον οποίο, οι Krugman & Obstfeld (2003) εξηγούν ότι, εν απουσία εμποδίων και κόστους συναλλαγών, ένα προϊόν θα έχει πανομοιότυπη τιμή σε δύο πλήρως ανταγωνιστικές αγορές.

### **2.3. Τιμές Φυσικού Αερίου**

Σύμφωνα με τον Edwards (2010) η προθεσμιακή τιμή του φυσικού αερίου καθορίζεται βάση της εποχιακής προσφοράς και ζήτησής του, λαμβάνοντας υπόψιν ότι η ζήτηση είναι ανάλογη των θερμοκρασιακών συνθηκών με κορύφωση τους χειμερινούς μήνες και σταδιακή μείωση κατά την περίοδο της άνοιξης. Ο Mu (2007) αναγνωρίζει επίσης την εξαρτώμενη από τα καιρικά φαινόμενα ζήτηση ως ένα παράγοντα καθορισμού των τιμών φυσικού αερίου, ενώ οι Hulshof, van der Maat & Mulder (2016) προσθέτουν και τον παράγοντα της δυνατότητας αποθήκευσης, θεωρώντας ταυτόχρονα πως η προσφορά δεν επηρεάζει την τιμή.

Οι Hailemariam & Smyth (2019) συγκέντρωσαν στοιχεία από τις ΗΠΑ σχετικά με την παραγωγή φυσικού αερίου, τις τιμές του και τη βιομηχανική παραγωγή από το 1978 έως το 2018 και κατέληξαν ότι μετά το 1988 η επιρροή των αναταραχών προφοράς και ζήτησης στις τιμές φυσικού αερίου αυξάνεται έντονα. Η αλλαγή αυτή δικαιολογείται λόγω της σταδιακής απελευθέρωσης της εν λόγω αγοράς και της άμεσης επαφής προμηθευτών και αγοραστών. Σημειώνεται όμως ότι στο τέλος της δεκαετίας του 1990 παρατηρήθηκε απότομη μείωση της εν λόγω επίδρασης. Παράλληλα, εμφανίζεται μείωση στις τιμές φυσικού αερίου μετά το 2008, η οποία αποδίδεται στις επενδύσεις και τεχνολογικές καινοτομίες που προηγήθηκαν. Σχετικά με το βιομηχανικό κλάδο, η

επιρροή της παροχής φυσικού αερίου είναι σημαντική στη βιομηχανική παραγωγή και συνεχώς αυξανόμενη κατά την πάροδο των ετών.

Ο Talus (2014) εντοπίζει ότι η εμφάνιση του σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ οδήγησε στη διοχέτευση των πλεοναζουσών ποσοτήτων γαιάνθρακα στην ευρωπαϊκή αγορά, που λόγω χαμηλότερων τιμών θεωρήθηκε ανταγωνιστικότερο του αερίου. Πιο συγκεκριμένα, λόγω της «επανάστασης» του σχιστολιθικού αερίου η παραγωγή του εν λόγω καυσίμου αυξήθηκε κατά 26% από το 2005 έως το 2012. Οι Cullen & Mansur (2017) τονίζουν ότι η εξαγωγή μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου από τη Β. Αμερική εμφανίζει δυσκολία, κατά συνέπεια η προαναφερόμενη αύξηση της παραγωγής οδήγησε σε πλεόνασμα φυσικού αερίου και κατ' επέκταση σε ιλιγγιώδη πτώση των τιμών του. Χαρακτηριστικά αναφέρεται ότι το 2012 η τιμή του φυσικού αερίου στις ΗΠΑ ήταν περίπου υποτριπλάσια της αντίστοιχης ευρωπαϊκής.

Δεν πρέπει όμως να παραληφθεί ότι το σχιστολιθικό αέριο οδήγησε και σε αύξηση των εξαγωγών, ιδιαίτερα σε μορφή LNG. Στη λογική αυτή οι Abrell & Weigt (2016) εξετάζουν τι θα συνέβαινε στα μοντέλα της ενότητας 2.1. αν αυξανόταν η παροχή LNG στην ευρωπαϊκή μεριά του Ατλαντικού κατά 20% από το 2020 και έκτοτε, με ταυτόχρονη μείωση της τιμής του κατά 20%. Τα αποτελέσματα της δοκιμής παρουσιάζουν μείωση στις τιμές αερίου από 5% έως 10% στη δυτική και κεντρική Ευρώπη, ενώ επηρεάζουν ελάχιστα την ανατολική. Κατ' επέκταση αυξάνονται και οι αντίστοιχες επενδύσεις στην παραγωγή ηλεκτρισμού από φυσικό αέριο.

Οι Oglend, Osmundsen & Kleppe (2020) εξηγούν ότι τα κόστη μεταφοράς LNG, όπως τα ναύλα και οι τιμές ενοικίου πλοίων, εξαρτώνται από τη διαθέσιμη χωρητικότητα. Σημαντικό είναι να τονιστεί ότι απαιτείται διαθεσιμότητα σε όλα τα στάδια της αλυσίδας, δηλαδή όχι μόνο στη μεταφορά, αλλά και στις υποδομές υγροποίησης και επαναεριοποίησης. Ταυτόχρονα, συμπεραίνουν ότι οι αγορές των ναύλων LNG είναι στενά συνδεδεμένες σε παγκόσμια κλίμακα, ενώ εμφανίστηκε αύξηση των τιμών, η οποία αποδόθηκε στην περιορισμένη χωρητικότητα λόγω αυξημένης ζήτησης, μετά τα συμβάντα στη Fukushima και τη διάδοση του σχιστολιθικού αερίου. Αποδεικνύουν, επίσης, ότι το κόστος εμπορίου LNG είναι συνδεδεμένο με τη διαφορά (spread) των τιμών ανάμεσα στις χώρες εξαγωγών και εισαγωγών, η οποία σχετίζεται θετικά και με το πρόσθετο κόστος λόγω χρονικών δεσμεύσεων παράδοσης.

Σχετικά με την τιμολόγηση του φυσικού αερίου ο Talus (2014) αναγνωρίζει τη μετάβαση από την πετρελαϊκή εξάρτηση στην ανταγωνιστική αγορά φυσικού αερίου (gas-to-gas

competition), η οποία καταργεί και τις μακροχρόνιες συμβάσεις. Αναλυτικότερα, οι μακροχρόνιες συμβάσεις εξασφάλιζαν σταθερές ποσότητες προσφοράς και ζήτησης, ενώ η ασφάλεια που παρείχαν επέτρεπε μεγάλες επενδύσεις σε υποδομές. Ο Chyong (2019) εντοπίζει την αιτία μείωσης των μακροχρόνιων συμβάσεων και στη διάδοση του LNG, ως πιο ευέλικτη μορφή αερίου που μειώνει την ένταση κεφαλαίου και την απαίτηση εξειδικευμένων επενδύσεων (asset specificity). Αντίστοιχα, ο Ruester (2009), κατόπιν οικονομετρικής ανάλυσης 224 συμβολαίων LNG, διαπίστωσε ότι όσο μειώνεται η εξειδίκευση των επενδύσεων τόσο μειώνεται και η διάρκεια των συμβολαίων. Ειδικότερα, τα συμβόλαια μετά το 2000 τείνουν να είναι μικρότερα, το οποίο ενισχύεται και από την αβεβαιότητα των τιμών.

Συγκριτικά με την αμερικάνικη αγορά, η ευρωπαϊκή είναι λιγότερο ανταγωνιστική, καθώς μεγάλες εταιρείες διατηρούν ακόμη μονοπωλιακές θέσεις και ο αριθμός των παικτών είναι περιορισμένος, παρότι η απελευθέρωσή της ξεκίνησε ήδη από το 1980 (Talus, 2014). Στον αντίποδα, οι Garaffa, Szklo, Lucena & Feres (2019) τονίζουν ότι η απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου ξεκίνησε ουσιαστικά το 1998, με την Οδηγία 98/30 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, γεγονός που επιβεβαιώνεται και από τον συνεχώς μειούμενο αριθμό και διάρκεια μακροχρόνιων συμβολαίων στην έρευνα του Chyong (2019). Σε κάθε περίπτωση είναι κοινώς αποδεκτό ότι η αγορά αερίου ξεκίνησε και βασίστηκε σε μακροχρόνιες συμβάσεις (Chyong, 2019).

## **2.4. Συσχέτιση αγορών φυσικού αερίου με άλλες αγορές**

Είναι φανερό πως η αγορά φυσικού αερίου διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στην παγκόσμια οικονομία, καθώς αφορά ένα βασικό αγαθό για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του πλανήτη. Η σημασία της αποδεικνύεται και από την επιρροή και αλληλεπίδραση με αγορές άλλων αγαθών, όπως του ηλεκτρισμού και του πετρελαίου.

### **2.4.1. Αγορά φυσικού αερίου-ηλεκτρισμού**

Η U.S. Energy Information Administration (2016) αναφέρει τον τομέα ηλεκτρικής παραγωγής ως την κυριότερη πηγή ζήτησης φυσικού αερίου στο μέλλον, το οποίο θα οδηγήσει στην αλληλεξάρτηση των εκάστοτε αγορών. Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής ενέργειας με φυσικό αέριο (Gas-Fired Power Plants GFPPs) καλούνται να καλύψουν τα κενά ζήτησης που αφήνουν οι μονάδες παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), επειδή συγκριτικά με τις αντίστοιχες μονάδες παραγωγής ενέργειας με γαιάνθρακα (Coal-Fired Power Plants CFPPs) είναι πιο αποδοτικές και έχουν μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Zhenya & Huang, 2018).

Κατά συνέπεια, το φυσικό αέριο, ως καύσιμο των GFPPs, συναντά μεγάλη ενδοημερήσια μεταβλητότητα (Zlotnik, Roald, Backhaus, Chertkov, & Andersson, 2017). Ταυτόχρονα, λόγω της απαίτησης άμεσης ανταπόκρισης, η αγορά φυσικού αερίου γίνεται σε τιμή τοις μετρητοίς (spot price), η οποία μπορεί να μην έχει ακόμη καθοριστεί όταν τα GFPPs δίνουν προσφορές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που δυσχεραίνει τη στρατηγική λειτουργία τους (Hibbard & Scatzki, 2012).

Η ενοποίηση των αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας εξετάστηκε από τους Ordoudis, Pinson & Morales (2019) μέσω τριών μοντέλων με διαφορετικά επίπεδα συνεργασίας των δύο αγορών, και κατ' επέκταση λήψης τιμής φυσικού αερίου, με ντετερμινιστική ή πιθανοτική θεώρηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Η κατανάλωση των GFPPs και η τιμή του φυσικού αερίου αναδείχθηκαν ότι επηρεάζουν τη λειτουργία και των δύο αγορών και κατ' επέκταση το αναμενόμενο κόστος παραγωγής. Η έρευνα αποδεικνύει ότι το χαμηλότερο κόστος παραγωγής εξασφαλίζεται με την ενοποίηση των δύο υποκειμένων αγορών και τη θεώρηση τυχαίας παραγωγής από ΑΠΕ. Αντίστοιχα, οι Zhenya & Huang (2018), για την εξασφάλιση της απαραίτητης διαθεσιμότητας και βέλτιστων τιμών φυσικού αερίου, προτείνουν τη δημιουργία μίας αγοράς επόμενης ημέρας με μηχανισμό τύπου δεξαμενής (pool-based market), η οποία θα προσφέρει ευελιξία στη μεταβλητή ζήτηση αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρισμού και πιο ακριβή προσδιορισμό των τιμών προσφοράς ενέργειας.

Οι Abrell & Weigt (2016) προτείνουν ένα μοντέλο ενοποιημένης αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού για όλες τις ευρωπαϊκές χώρες μεταξύ 2010 και 2050, όπου κάθε χώρα συνδέεται με τις γειτονικές της με αγωγούς αερίου και δίκτυα ηλεκτρισμού. Αναφορικά με το δίκτυο αερίου λαμβάνονται υπόψιν και οι επιπλέον εξής κόμβοι: Ρωσία, Αφρική, LNG Μεσογείου και LNG Ατλαντικού, ενώ τα σενάρια που εξετάζονται (40%DEF, 80%DEF και 80%GREEN) αναλύθηκαν παραπάνω. Κατόπιν ανάλυσης προκύπτει ότι στο σενάριο 40%DEF κυριαρχούν οι επενδύσεις στον γαιάνθρακα, ενώ ταυτόχρονα εντοπίζονται οι υψηλότερες συνολικά επενδύσεις λόγω της υψηλής ζήτησης ηλεκτρικού ρεύματος και της μειωμένης χρήσης ΑΠΕ στην παραγωγή του. Μέχρι το 2030 λόγω μειωμένων τιμών στις εκπομπές CO<sub>2</sub> κυριαρχεί η χρήση γαιάνθρακα, αλλά μεταξύ 2030-2045 λόγω της αύξησης των τιμών εκπομπών CO<sub>2</sub>, το φυσικό αέριο είναι εξίσου ανταγωνιστικό. Δεν πρέπει να παραληφθεί όμως ότι η τιμή του φυσικού αερίου αυξάνεται πιο έντονα τα επόμενα έτη και το 2050 εντοπίζονται αποκλειστικά επενδύσεις σε γαιάνθρακα, με αντίστοιχη εκμηδένιση εκείνων στο φυσικό αέριο. Στον αντίποδα, και στα δύο σενάρια 80% πραγματοποιούνται επενδύσεις μόνο στον τομέα του φυσικού

αερίου, ενώ εντοπίζεται μειωμένη ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος και μικρότερες επενδύσεις λόγω της ταυτόχρονης χρήσης ΑΠΕ. Η διαφορά αυτή στη ζήτηση αντικατοπτρίζεται και στην ανάγκη εισαγωγών φυσικού αερίου, η οποία παρουσιάζει αύξηση μόνο στο 40%DEF, ενώ αντίθετα στο 80%GREEN το 2050 η Ευρώπη είναι αυτόνομη κατά 72%. Και στα δύο σενάρια 80% η τιμή του φυσικού αερίου μειώνεται συνεχώς, ενώ στο 80%GREEN παρουσιάζεται και σημαντική μείωση στην τιμή του ηλεκτρισμού, η οποία φτάνει τα 20€/MWh το 2050. Όλα τα παραπάνω παρουσιάζονται αναλυτικά στους πίνακες i και ii του Παραρτήματος.

Οι Puller & West (2013) αναφέρθηκαν στον τρόπο τιμολόγησης στις αγορές λιανικής φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού προ και μετά της εισαγωγής ιδιωτών παρόχων και συμπεραίνουν ότι και στις δύο περιπτώσεις οι οριακές και μέσες τιμές λιανικής διαφέρουν από το οριακό κόστος. Ακόμη τονίζουν ότι οι αρμόδιοι δεν γνωστοποιούν αναλυτικά στους καταναλωτές την οριακή τιμή των προϊόντων, κάτι που επιβεβαιώνεται και στον ελλαδικό χώρο. Συγκεκριμένα ο Ito (2014) κατέληξε ότι οι καταναλωτές αντιδρούν στη μέση παρά στην οριακή τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. Παράλληλα, οι Joskow & Tirole (2006) αποδεικνύουν ότι σε μία αμιγώς ανταγωνιστική αγορά η τιμολόγηση οφείλει να είναι ενιαία και να μην διαφοροποιείται ανάλογα με την ποσότητα κατανάλωσης, εν αντιθέσει με την τιμολογιακή πολιτική της ΔΕΔΔΗΕ, αλλά σε συμφωνία με κάποιους από τους ιδιωτικούς παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας.

#### **2.4.2. Αγορά φυσικού αερίου-πετρελαίου**

Η αγορά πετρελαίου κατέχει ηγετική θέση στο χάρτη της παγκόσμιας οικονομίας. Παρόλα αυτά, όπως παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα, το φυσικό αέριο είναι σε θέση να την επηρεάζει. Ακολουθώντας έλεγχο αιτιότητας κατά Granger οι Brown & Yucel (2008) διέκριναν ότι το πετρέλαιο επηρεάζει το φυσικό αέριο, ως λογικό επακόλουθο ότι στην πρώτη περίπτωση πρόκειται για μία παγκόσμια, μεγαλύτερης εμβέλειας αγορά, εν αντιθέσει με την αγορά του φυσικού αερίου, η οποία είναι ευαίσθητη σε τοπικές παραμέτρους. Αντίθετα, οι Batten, Ciner & Lucey (2017) εξετάζοντας συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης, για πετρέλαιο και φυσικό αέριο, από το 1994 έως το 2014, καταλήγουν ότι το φυσικό αέριο επηρεάζει το πετρέλαιο, για το χρονικό διάστημα από το 1999 έως το 2007, ενώ το πετρέλαιο επηρεάζει το φυσικό αέριο μόνο κατά το 1994 και 1995. Από επενδυτικής άποψης, υπογραμμίζουν ότι τα δύο προϊόντα δεν μπορούν με βεβαιότητα να θεωρηθούν υποκατάστατα για την επάλειψη ρίσκου, ενώ μετά το 2007 οι αλλαγές των τιμών στην αγορά πετρελαίου και φυσικού αερίου αντίστοιχα, είναι ανεξάρτητες. Το γεγονός αυτό θα μπορούσε να αποδοθεί στην



υιοθέτηση νέων τεχνολογιών, οι οποίες αύξησαν την παραγωγή και των δύο αγαθών. Ο Erdos (2012) εξετάζοντας τη σχέση μεταξύ πετρελαίου και φυσικού αερίου στις Ηνωμένες Πολιτείες και το Ηνωμένο Βασίλειο κατέληξε ότι στο Η.Β. οι τιμές είναι εξαρτημένες, ενώ στις Η.Π.Α. αποσυνδέονται μετά το 2009 λόγω της επάρκειας του σχιστολιθικού αερίου και του περιορισμού των εξαγωγών.

Το σχιστολιθικό αέριο εισήχθη στην αγορά των ΗΠΑ από τις αρχές του 2007, όταν ξεκίνησαν οι ποσότητες αερίου να εμφανίζουν ανοδικές τάσεις, ώσπου το 2013 το 40% της παραγόμενης ποσότητάς του προερχόταν από σχιστόλιθο. Από το τέλος του 2008 οι τιμές αερίου μειώνονται σταδιακά, ενώ παράλληλα εξαλείφεται η ανάγκη εισαγωγής αερίου, σφραγίζοντας έτσι τη λεγόμενη επανάσταση του σχιστολιθικού αερίου (“shale gas revolution”). Την περίοδο αυτή τοποθετεί και ο Romagus (2012) το τέλος της μακροχρόνιας συσχέτισης των τιμών αερίου και πετρελαίου. Οι Caporin & Fontini (2017) εξέτασαν τις τιμές φυσικού αερίου του Henry Hub, τις παραγόμενες ποσότητες φυσικού αερίου και τις τιμές πετρελαίου WTI από το 1997 έως το 2013, διακρίνοντας δύο χρονικές περιόδους, πριν και μετά την εισαγωγή του σχιστολιθικού αερίου αντίστοιχα (1997-2006 και 2007-2013). Επιβεβαιώνοντας την αποσύνδεση των υπό εξέταση τιμών, αναφέρουν ότι οι τιμές του αερίου είχαν καθοδικές τάσεις στη δεύτερη περίοδο, σε αντίθεση με εκείνες του πετρελαίου που εμφανίζονται ανοδικά. Σε κάθε περίπτωση αποδεικνύεται πως οι τιμές πετρελαίου και αερίου έχουν μακροχρόνια ισορροπία και συσχέτιση. Η είσοδος βέβαια του σχιστολιθικού αερίου στην παραγωγή φυσικού αερίου αναδεικνύεται καθοριστική, καθώς στο δείγμα της δεύτερης περιόδου οι τιμές πετρελαίου διπλασιάζουν την ισχύ της επιρροής τους στις τιμές αερίου, ενώ η αύξηση των ποσοτήτων αερίου επιδρά αρνητικά στις τιμές του καυσίμου.

Οι Gregoire, Genest & Gendron (2008) εντόπισαν σταθερή συσχέτιση μεταξύ των τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου κατά την πάροδο του χρόνου. Αντίθετα, οι Geng, Ji & Fan (2017), διακρίνοντας παγκόσμια τρεις αγορές φυσικού αερίου, της Βόρειας Αμερικής, της Ευρώπης και της Ασίας, υποστηρίζουν ότι οι τιμές στην πρώτη εξαρτώνται από την προσφορά και τη ζήτηση, ενώ μόνο στις δύο άλλες οι τιμές του φυσικού αερίου καθορίζονται με βάση εκείνες του πετρελαίου. Μετά από ανάλυση αιτιότητας κατά Granger των τιμών αερίου και πετρελαίου μεταξύ 1997 και 2016, αποδεικνύουν ότι υπάρχει αμοιβαία μη γραμμική αιτιότητα μεταξύ των αγορών πετρελαίου και φυσικού αερίου. Επιπρόσθετα, για βραχυπρόθεσμη κλίμακα (2-4 ημέρες, με παράγοντες επιρροής όπως άσχημα καιρικά φαινόμενα, απεργίες κ.α.), δεν εντοπίζεται γραμμική αιτιότητα στις ευρωπαϊκές αγορές, ενώ εντοπίζεται μονοκατευθυντική γραμμική αιτιότητα από το

πετρέλαιο στο φυσικό αέριο στην αγορά της Β. Αμερικής. Στη μεσοπρόθεσμη κλίμακα δε (1 εβδομάδα-1 χρόνος, με παράγοντες επιρροής σημαντικά γεγονότα και αλλαγές στις ενεργειακές πολιτικές), προκύπτει αμοιβαία γραμμική σύνδεση μεταξύ πετρελαίου και φυσικού αερίου στην αγορά της Β. Αμερικής και μονοκατευθυντική γραμμική αιτιότητα από το πετρέλαιο στο φυσικό αέριο στις ευρωπαϊκές αγορές.

Οι Asche, Oglend & Osmundsen (2017) αναφέρουν ότι οι τιμές του φυσικού αερίου αποδεσμεύονται από την επιρροή του πετρελαίου και τείνουν να αυξάνονται, όταν το πρώτο βρίσκεται στην κορυφή της ζήτησης και χρησιμοποιείται όλη η διαθέσιμη χωρητικότητα των υποδομών, κυρίως κατά τους χειμερινούς μήνες με υψηλές απαιτήσεις θέρμανσης. Επιπλέον, χρησιμοποιώντας στοιχεία από το 1997 έως το 2014, καταλήγουν ότι οι δύο αγορές είναι κατά βάση συνδεδεμένες και ισχύει ο νόμος της Μίας Τιμής. Στις περιόδους αυτές ισχύει ο κανόνας 10-1, δηλαδή ένα βαρέλι πετρέλαιο αξίζει όσο 10 φορές ενός MMbtu φυσικού αερίου, ο οποίος στην περίπτωση αποδέσμευσης των αγορών τροποποιείται σε περίπου 8-1.

Οι Jadidzadeh & Serletis (2017), κατόπιν ανάλυσης δεδομένων από το 1976 έως το 2012, εξηγούν ότι το 45% της διακύμανσης των τιμών φυσικού αερίου στις ΗΠΑ πηγάζει από αναταραχές στην παγκόσμια αγορά πετρελαίου, ενώ το υπόλοιπο 55% οφείλεται σε αναταραχές στην αγορά του φυσικού αερίου όπως ενδεικτικά η διατάραξη της προσφοράς, οι καιρικές συνθήκες, οι αλλαγές πολιτικής, η αποθήκευση και οι εισαγωγές LNG. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι οι αναταραχές στις πετρελαϊκές αγορές διακρίνονται σε προσφοράς, συνολικής ζήτησης και πετρελαϊκής ζήτησης, κάθε μία από τις οποίες επηρεάζει με διαφορετικό τρόπο τις τιμές πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Οι Ederington, Lin, Linn & Yang (2019), συλλέγοντας δεδομένα σχετικά με τα αποθέματα φυσικού αερίου και πετρελαίου που ανακοινώνονται από τη διαχείριση πληροφοριών ενέργειας (Energy Information Administration, EIA) και τις αντίστοιχες εκτιμήσεις των αναλυτών της Bloomberg, από το 2003 έως το 2017, καθώς και τις τιμές των εν λόγω καυσίμων, διαπιστώνουν ότι οι εκτιμητές τείνουν να υποτιμούν τα αποθέματα πετρελαίου, ενώ οι εκτιμήσεις για το φυσικό αέριο είναι ιδιαίτερα ακριβείς. Το γεγονός αυτό μπορεί να οφείλεται στην εποχικότητα της ζήτησης φυσικού αερίου, με μεγαλύτερη κατανάλωση κατά τους χειμερινούς μήνες, αφού η αντίστοιχη εποχικότητα του πετρελαίου εμφανίζεται ασθενέστερη. Σχετικά με τη διακύμανση των τιμών του εκάστοτε καυσίμου συμπεραίνουν ότι οι τιμές τείνουν να μειώνονται (αυξάνονται) μετά από απροσδόκητες αυξήσεις (μειώσεις) στα αντίστοιχα αποθέματα.

### 3. ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ

Το αργό πετρέλαιο (πετρέλαιο χάριν συντομίας) αφορά το αδιύλιστο πετρέλαιο, όπως έχει εξορυχθεί από το έδαφος πριν την επεξεργασία του. Η τιμή του, η οποία όπως θα αναλυθεί παρακάτω κατέχει εξέχουσα θέση στις οικονομικές επιστήμες και τις αγορές, δεν εμφανίζει διακυμάνσεις παγκοσμίως. Αντιθέτως, τα διυλισμένα πετρελαϊκά προϊόντα, λαμβάνοντας υπόψιν ότι δεν μεταφέρονται σε μεγάλες αποστάσεις μετά τη διύλισή τους, χαρακτηρίζονται από τοπικές τιμές και εξυπηρετούν τοπική προσφορά και ζήτηση. Η πρωταρχική χρήση του πετρελαίου είναι ως καύσιμο μετακινήσεων και πρώτη ύλη στην βιομηχανία πλαστικού, ενώ ακολουθούν οι ενεργειακές αγορές, δηλαδή η θέρμανση και η παραγωγή ηλεκτρισμού (Edwards, 2010).

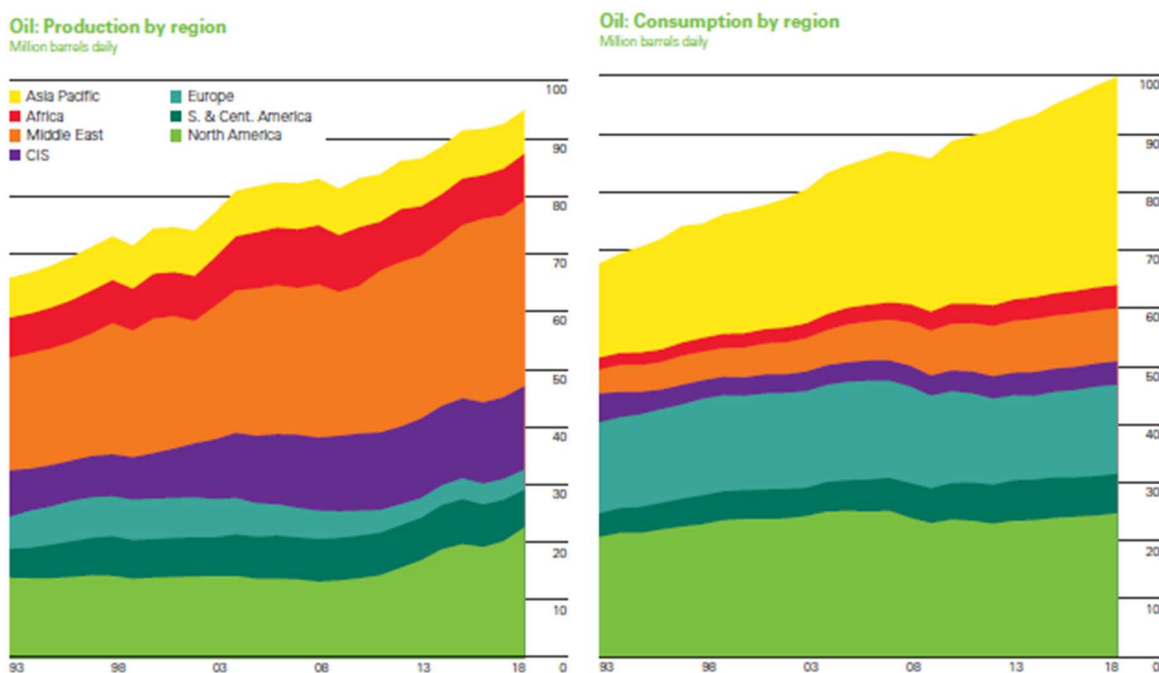
Είναι ευρέως αποδεκτό ότι η αγορά του πετρελαίου είναι ίσως η πιο πολυσυζητημένη μεταξύ οικονομολόγων και αναλυτών, καθώς επηρεάζει πλήθος άλλων αγορών και μακροοικονομικών μεγεθών. Για το λόγο αυτό παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον να διαλευκανθεί σε τι βαθμό είναι αποτελεσματική (efficient market). Ο Ladislav (2019) ανέλυσε τις τιμές του πετρελαίου Brent και WTI (West Texas Intermediate) από το 1987 έως το 2017 και διαπίστωσε ότι καμία αγορά δεν ήταν αποτελεσματική μέχρι το 1994. Έκτοτε οι αγορές ήταν αποτελεσματικές μέχρι την εμφάνιση της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης του 2008, ενώ επανήλθαν στην αποτελεσματικότητα μεταξύ του 2012 και 2015. Συγκρίνοντας τις δύο αγορές, εκείνη του πετρελαίου Brent προέκυψε περισσότερο αναποτελεσματική στις περιόδους αναποτελεσματικότητας, συγκριτικά με του πετρελαίου WTI.

#### 3.1. Ενεργειακή Εξάρτηση από Πετρελαιοπαραγωγές Χώρες

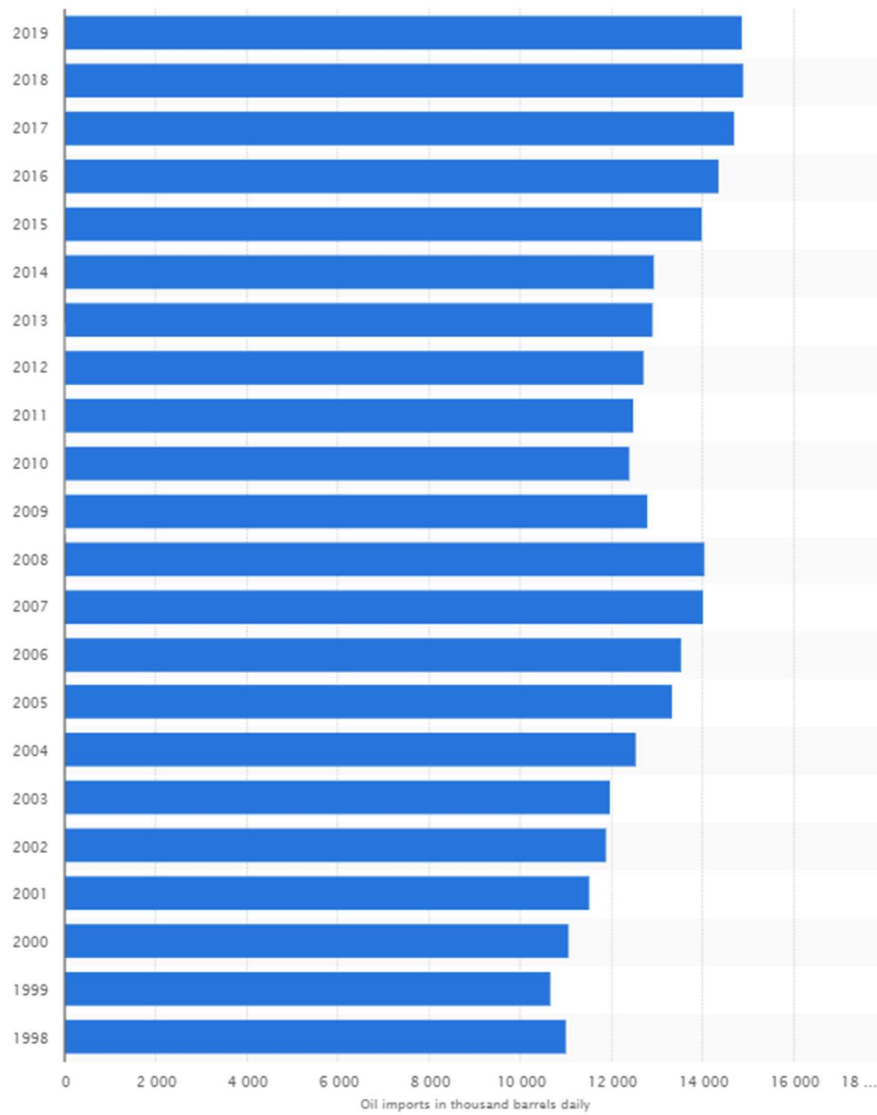
Όπως γίνεται φανερό από τα διαγράμματα 5 & 6 η παραγωγή και κατανάλωση πετρελαίου δεν ισοσταθμίζονται ανά περιοχή, γεγονός που δικαιολογεί την ένταση της αγοράς πετρελαίου και των αντίστοιχων εμπορικών συναλλαγών στον παγκόσμιο χάρτη. Συγκεκριμένα, ως αναμενόμενο, η μεγαλύτερη παραγωγή πετρελαίου εντοπίζεται στη Μέση Ανατολή και ακολουθεί η Βόρεια Αμερική, ενώ η μεγαλύτερη κατανάλωση εμφανίζεται σε Ασία-Ειρηνικό και ακολούθως στη Βόρεια Αμερική, της οποίας οι ανάγκες σχεδόν εξισώνονται με τις παραγόμενες ποσότητες. Αναφορικά με την Ευρώπη, αποδεικνύεται η ενεργειακή της εξάρτηση και στον τομέα του πετρελαίου, αφού το 2018 οι ενεργειακές της ανάγκες είναι περίπου τετραπλάσιες της παραγωγικής της δυναμικότητας. Στο διάγραμμα 7 αποδεικνύονται οι συνεχώς αυξανόμενες εισαγωγές πετρελαίου στη Γηραιά ήπειρο μέχρι το 2008, όπου προφανώς λόγω της παγκόσμιας

οικονομικής κρίσης άρχισαν να μειώνονται και από το 2011 συνάντησαν ανοδική πορεία, ξεπερνώντας το 2019 τις ποσότητες του 2008.

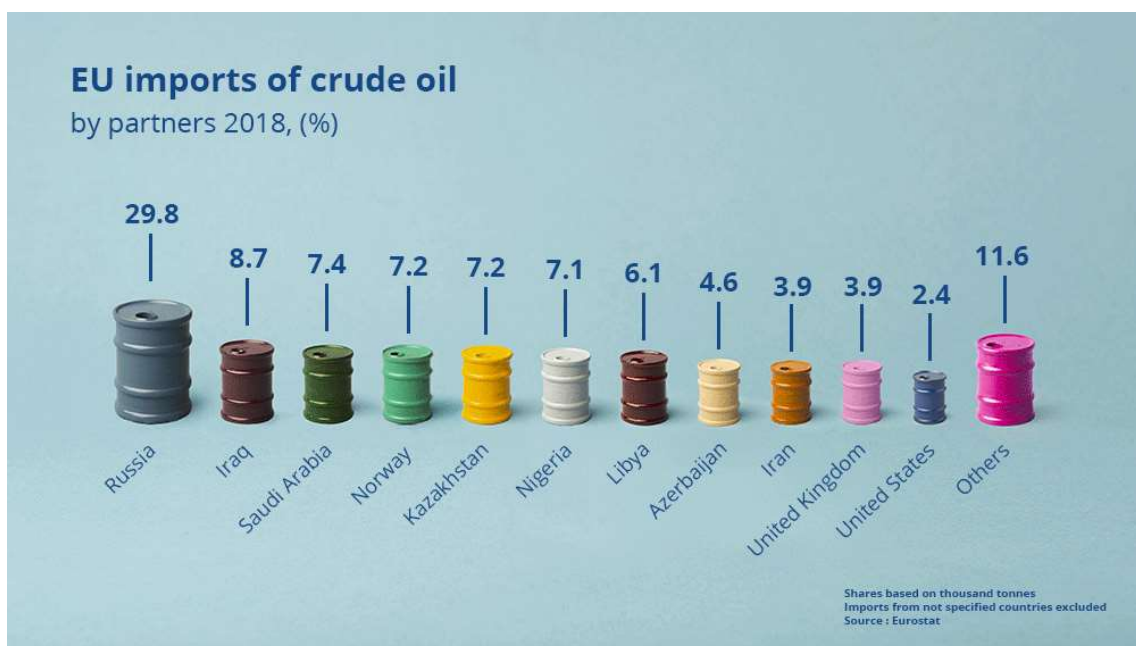
Σχετικά με τις χώρες που προμηθεύουν την Ευρώπη με πετρέλαιο, και πάλι ηγετική θέση κατέχει η Ρωσία με ποσοστό που το 2018 φτάνει σχεδόν το 30% των συνολικών εισαγωγών και ακολουθεί όπως και στην αγορά φυσικού αερίου η Νορβηγία με αντίστοιχο ποσοστό γύρω στο 7%. Στην περίπτωση της αγοράς πετρελαίου σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν και οι χώρες της Μέσης Ανατολής, όπως το Ιράκ και η Σαουδική Αραβία. Το διάγραμμα 8 αναπαριστά την κατανομή των εισαγωγών πετρελαίου για το 2018 ανά χώρα προέλευσης.



Διάγραμμα 5 & 6 Παραγωγή και Κατανάλωση Πετρελαίου ανά περιοχή αντίστοιχα (1993-2018), BP (2019)



Διάγραμμα 7 Ημερήσιες Εισαγωγές Πετρελαίου στην Ευρώπη (1998-2018), statista



Διάγραμμα 8 Κατανομή Εισαγωγών Πετρελαίου στην ΕΕ ανά χώρα (2018), eurostat

### 3.2. Ενοποίηση αγοράς πετρελαίου

Οι Ji & Fan (2016) υποστηρίζουν ότι η ενοποίηση της αγοράς πετρελαίου ενισχύεται από το περιβάλλον της ανοιχτής αγοράς και τη βελτίωση της τεχνολογίας μετάδοσης πληροφοριών, καθιστώντας την αγορά πετρελαίου στη λεγόμενη στη βιβλιογραφία “one great pool”. Επίσης αναφέρουν ότι ο Οργανισμός Εξαγωγών Πετρελαιοπαραγωγών Χωρών (Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC) δεν κατέχει πλέον μονοπωλιακή θέση στον καθορισμό των τιμών, δεδομένου ότι η παραγωγή πετρελαίου από χώρες που δεν ανήκουν σε αυτόν έχει αυξηθεί λόγω της εισαγωγής νέων μεθόδων πετρελαιοπαραγωγής. Η έννοια του “one great pool” εμφανίστηκε ήδη από το 1984, όταν ο Adelman τόνισε ότι οι αλλαγές στην αγορά μίας περιοχής επηρεάζουν άμεσα τις τοπικές αγορές άλλων περιοχών. Σε αντίθεση, ο Weiner (1994) θεωρεί ότι οι τιμές πετρελαίου κινούνται ανεξάρτητα ανάλογα με τοπικές κυβερνητικές πολιτικές και αναταραχές και τονίζει ότι τα σημαντικά κόστη μεταφοράς δεν επιτρέπουν ευκαιρίες arbitrage στις πετρελαϊκές αγορές.

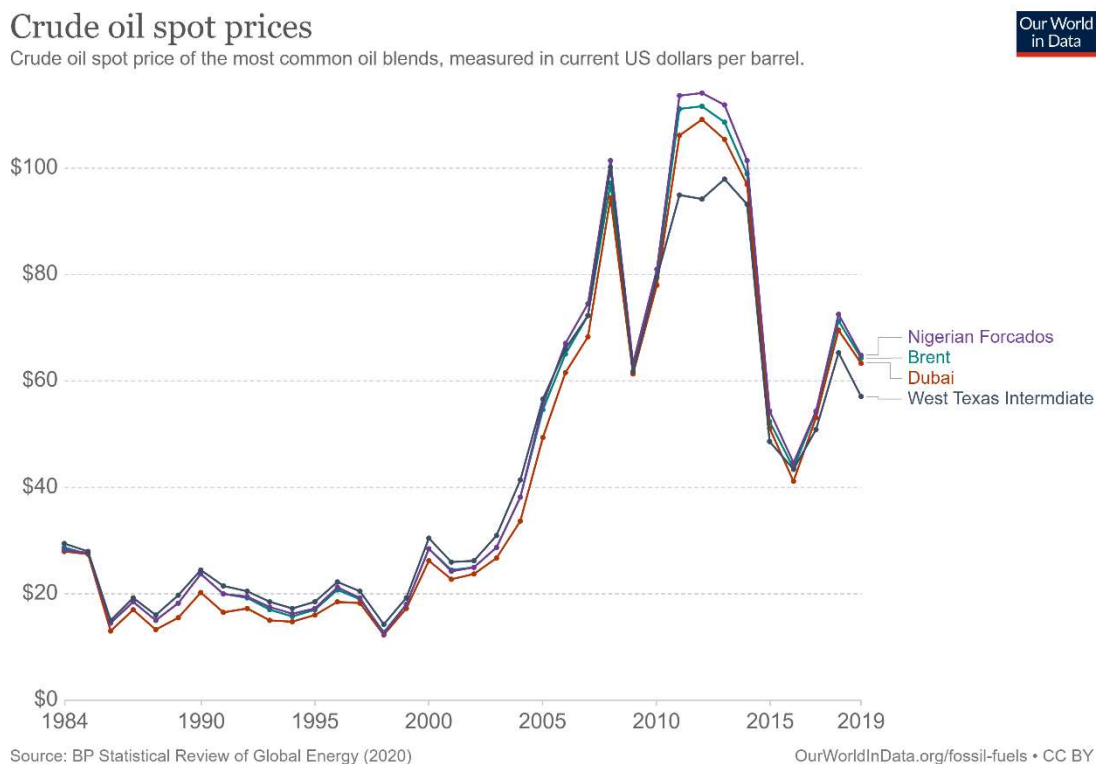
Αποσκοπώντας στην απόδειξη της ενοποίησης της πετρελαϊκής αγοράς, οι Ji & Fan (2016) συγκέντρωσαν στοιχεία από τιμές πετρελαίου 24 χωρών έξι διαφορετικών ηπείρων, 12 εκ των οποίων ήταν μέλη του OPEC. Το δείγμα ήταν ιδιαίτερα αντιπροσωπευτικό καθώς οι προς εξέταση χώρες παρήγαγαν περίπου το 85% της ετήσιας παραγωγής πετρελαίου για το 2012 και εξήγαγαν αντίστοιχο ποσοστό των συνολικών παγκόσμιων εξαγωγών του 2010. Καταλήγουν ότι οι αγορές πετρελαίου της Βόρειας και Νότιας Αμερικής, όπως αντίστοιχα της Αφρικής και της Ευρώπης είναι άμεσα συνδεδεμένες μεταξύ τους. Παράλληλα, οι αγορές της Αφρικής διαδραματίζουν σημαντικό στρατηγικό ρόλο ως γέφυρες σύνδεσης των αγορών της Βόρειας και Νότιας Αμερικής με εκείνων της Μέσης Ανατολής και της Ευρασίας. Σημαντικό εύρημα της έρευνας των Ji & Fan (2016) είναι και η κατάταξη των αγορών των εξεταζόμενων χωρών σχετικά με τη σημασία τους ως ανεξάρτητες αγορές, από όπου προκύπτει ότι οι ΗΠΑ και η Ανγκόλα αποτελούν τον πυρήνα της παγκόσμιας αγοράς πετρελαίου. Συγκεκριμένα, οι ΗΠΑ κατέχουν τα πρωτεία στην κατανάλωση και εισαγωγή πετρελαίου, ενώ η Ανγκόλα είναι η δεύτερη μεγαλύτερη παραγωγός χώρα στην Αφρική και το παραγόμενο σε αυτή πετρέλαιο, όντας «ελαφρύ και γλυκό», είναι ιδανικό για εξαγωγές σε ΗΠΑ, Κίνα και άλλους μεγάλους εισαγωγείς. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι παρότι η Κίνα είναι η μεγαλύτερη παραγωγός και καταναλωτής πετρελαίου παγκόσμια, η αγορά της είναι ιδιαίτερα αδύναμη ώστε να επηρεάσει τις υπόλοιπες. Τελικά, οι ερευνητές επιβεβαιώνουν ότι η ενοποίηση της πετρελαϊκής αγοράς ενισχύεται με την πάροδο του

χρόνου και καμία χώρα δεν μπορεί να διασφαλίσει σταθερότητα στην τοπική αγορά, καθώς οι τιμές κινούνται ταυτόχρονα σε κοντινές γεωγραφικές περιοχές.

Οι Jinsoo, Sunah & Eunnyeong (2009) ως λογικό επακόλουθο της ενοποιημένης αγοράς πετρελαίου παγκοσμίως, θεωρούν ότι οι αλλαγές στις τιμές πετρελαίου θα έπρεπε να είναι συμμετρικές στις περιπτώσεις αύξησης και μείωσής τους. Για να αποδείξουν την παραπάνω υπόθεση χρησιμοποίησαν τις τιμές πετρελαίου του Dubai για τη Μέση Ανατολή, του Brent για την Ευρώπη, του WTI για τις ΗΠΑ και του Tapis για την Άπω Ανατολή, από το Σεπτέμβριο του 1999 έως το Δεκέμβριο του 2004. Τα αποτελέσματα τους όμως δείχνουν ότι ο βαθμός ενοποίησης της αγοράς διαφέρει στις περιπτώσεις αυξήσεων και μειώσεων των τιμών, δεν επιβεβαιώνεται δηλαδή ή υποτιθέμενη συμμετρία, παρότι εντοπίζεται μακροχρόνια ισορροπία στην εν λόγω αγορά και αποδεικνύεται ότι οι αγορές πετρελαίου δεν είναι τοπικές. Αντίστοιχα οι Choi, Furceri, Loungani, Mishra & Poplawski-Ribiero (2018) αποκαλύπτουν ότι οι θετικές διαταραχές της τιμής πετρελαίου ασκούν μεγαλύτερη επιρροή στον πληθωρισμό από τις αντίστοιχες αρνητικές.

Ο Dar (2018) αναφέρει ότι το spread μεταξύ των τιμών WTI και Brent πετρελαίου υπήρξε σταθερό για αρκετά χρόνια, αποτελώντας απόδειξη της παγκοσμιοποίησης της πετρελαϊκής αγοράς. Η απόκλιση που εμφανίζουν οι δύο αγορές μετά το 2010 πιθανόν να οφείλεται στον πόλεμο στη Λιβύη ή στην υπερπροσφορά και συσσώρευση του καυσίμου στην Oklahoma με αντίκτυπο στις τιμές του πετρελαίου WTI. Ο Fattouh (2011) επισημαίνει τη φύση της γεωγραφικής θέσης των εκάστοτε αγορών ως παράγοντα ενίσχυσης της απόκλισής τους. Για την ακρίβεια, το πετρέλαιο Brent εξορύσσεται στη θάλασσα και η μεταφορά γίνεται με πλοία, ενώ το WTI λόγω του περιορισμένου χερσαίου δικτύου μεταφοράς, σε περιόδους υπερπροσφοράς συσσωρεύεται σε “bottlenecks” με αντίστοιχο αντίκτυπο στις τιμές του. Ο Dar (2018) αναλύει τις τιμές πετρελαίου WTI και Brent από τον Ιανουάριο του 2006 έως τον Ιούλιο του 2018 και διαπιστώνει ότι μέχρι το 2010 το spread μεταξύ του WTI και του Brent ήταν θετικό και οι αγορές ήταν ενοποιημένες, ενώ από το 2011-2015 το spread γίνεται αρνητικό και οι δύο αγορές αποδεσμεύονται. Παράλληλα, συμπεραίνει ότι οι εν λόγω αγορές πετρελαίου είναι πιο ενοποιημένες σε μακροχρόνιο ορίζοντα, ενώ τα τελευταία χρόνια τείνουν στην τοπικοποίηση, γεγονός που δικαιολογείται από τις τεχνολογικές εξελίξεις και τις φθηνές μονάδες παραγωγής στις ΗΠΑ.

Κλείνοντας, η εξέταση του διαγράμματος 9 αποδεικνύει την πλήρη συσχέτιση των αγορών παγκοσμίως, αναπαριστώντας τη διακύμανση των τιμών πετρελαίου σε WTI, Brent, Dubai & Nigerian Forcados.



Διάγραμμα 9 Τιμές Spot αργού πετρελαίου (1984-2019), Our World Data

### 3.3. Τιμές πετρελαίου

Οι τιμές πετρελαίου χρησιμοποιούνται ως κύριος δείκτης για επικείμενες οικονομικές καταστάσεις. Ο Hamilton απέδειξε το 1993 ότι σχεδόν πριν όλες τις υφέσεις τις ΗΠΑ μετά το Δεύτερο Παγκόσμιο Πόλεμο είχαν προηγηθεί έντονα ακρότατα στις τιμές πετρελαίου. Η έννοια του γεωπολιτικού ρίσκου (Geopolitical Risk, GPR) δεν περιλαμβάνει μόνο πολέμους αλλά και πολιτικές αποφάσεις, διασυνοριακή τρομοκρατία, εγκληματικές ενέργειες και πλήθος άλλων καταστάσεων, οι οποίες τροφοδοτούν αβεβαιότητα στον πληθυσμό σχετικά με το τι μελλει γενέσθαι (Alqahtani & Taillard, 2020). Οι Caldara & Iacoviello (2018) εισήγαγαν ένα δείκτη μέτρησης του GPR, ο οποίος μετρά την ποσότητα λέξεων που σχετίζονται με γεωπολιτικές αναταραχές στα παγκόσμια μέσα ενημέρωσης. Χρησιμοποιώντας τον προαναφερόμενο δείκτη κατέληξαν ότι σχετίζεται αρνητικά με τις τιμές πετρελαίου με αποτέλεσμα τη μείωση της παραγωγής στις αναπτυσσόμενες και αναπτυγμένες χώρες. Οι Alqahtani & Taillard (2020) ανέλυσαν το GPR και τις τιμές πετρελαίου από τον Ιούλιο του 2004 έως τον Αύγουστο του 2018 μέσω γραμμικών και μη γραμμικών μοντέλων ARDL. Στην πρώτη μέθοδο δεν προέκυψε σημαντική συσχέτιση μεταξύ του GPR και των τιμών πετρελαίου, σε αντίθεση με τη μη



γραμμική προσέγγιση, στην οποία εντοπίστηκε αρνητική συσχέτιση με καθυστέρηση δύο μηνών.

Όσο αφορά τα οικονομικά μεγέθη, η Παπαπέτρου (2001) εξέτασε τη δυναμική συσχέτιση των τιμών πετρελαίου, των πραγματικών χρηματιστηριακών τιμών, των επιτοκίων και της οικονομικής δραστηριότητας στην Ελλάδα. Διαπίστωσε ότι οι τιμές του πετρελαίου επηρεάζουν την οικονομική δραστηριότητα στον ελλαδικό χώρο, ενώ παράλληλα εξηγούν τις κινήσεις των τιμών των μετοχών. Σε έρευνα με τον Χονδρογιάννη το 2001 χρησιμοποίησαν στοιχεία από το 1984 έως το 1999 και απέδειξαν ότι η τιμή του πετρελαίου επιδρούσε αρνητικά στην βιομηχανική παραγωγή στην Ελλάδα (Χονδρογιάννης & Παπαπέτρου, 2001).

Αναμενόμενη είναι και η συσχέτιση των εν λόγω τιμών με την τιμή του χρυσού. Οι Narayan, Narayan & Zheng (2010) κατέληξαν ότι η αγορά πετρελαίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την πρόβλεψη των τιμών χρυσού και αντίστροφα. Στον αντίποδα, οι Barsky & Kilian (2004) απέδειξαν ότι η τιμή του πετρελαίου ασκεί ασήμαντη επιρροή στην οικονομία μίας χώρας.

Σε κάθε περίπτωση, οι Salisu, Isah, Oyewole & Akanni (2017) δικαιολογημένα θεωρούν ότι το πετρέλαιο κατέχει μία από τις υψηλότερες θέσεις στις εισροές παραγωγής σε μία οικονομία, ιδιαίτερα για εκείνες τις δραστηριότητες που απαιτούν καύσιμα για εναέριες και χερσαίες μετακινήσεις και οικιακή θέρμανση. Αναλυτικότερα, μία πιθανή αύξηση στην τιμή πετρελαίου θα τροφοδοτήσει αυξήσεις στα κόστη μεταφοράς, τα οποία συμπεριλαμβανόμενα στο συνολικό κόστος παραγωγής θα οδηγήσουν σε αύξηση των τιμών παραγωγής και κατά συνέπεια σε πληθωριστική τάση.

Οι Μπαμπίνας & Παναγιωτίδης (2017) εξέτασαν την επιρροή των οικονομικών αναταραχών στην εξάρτηση των χρηματιστηριακών αγορών και των αγορών πετρελαίου κατά τη διάρκεια της κρίσης της τεκίλας στο Μεξικό (1994), της κρίσης της Ασιατικής γρίπης (1997), της χρηματιστηριακής φούσκας dot.com (2000) και της οικονομικής κρίσης του 2007-2009, χρησιμοποιώντας τους ημερήσιους δείκτες TOTMMX (Μεξικό), TOTMTH (Ταϊλάνδη), NASDAQ και S&P500 (ΗΠΑ) και τις τιμές πετρελαίου WTI. Οι ερευνητές εντοπίζουν θετική συσχέτιση μεταξύ των χρηματιστηριακών αγορών και της αγοράς πετρελαίου σε όλο το δείγμα εκτός από την περίοδο της κρίσης του Μεξικού. Οι συντελεστές συσχέτισης αυξάνονται στις περιόδους μετά τις κρίσεις με εξαίρεση την κρίση dot.com, ενώ οι υψηλότερες θετικές συσχετίσεις εντοπίζονται κατά τη διάρκεια της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης του 2008. Σε γενικές γραμμές, παρουσιάζουν πως η

εξάρτηση των εξεταζόμενων αγορών είναι μη γραμμική και ασυμμετρική κατά τη διάρκεια όλων των οικονομικών κρίσεων.

Πέρα από τις οικονομικές κρίσεις, σημαντική επιρροή στις τιμές πετρελαίου ασκείται και από τις διαταραχές προσφοράς (supply shocks). Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η κάθετη πτώση της τιμής βαρελιού πετρελαίου το 2016 από \$120 σε \$28, η οποία οφείλεται στην καινοτόμο τεχνολογία σχιστολιθικού πετρελαίου. Για την ακρίβεια, ο Gundersen (2020), με στοιχεία από το 2003 έως το 2015, υποστηρίζει ότι το 13% της μεταβολής της τιμής πετρελαίου πηγάζει από τις διαταραχές προσφοράς στις ΗΠΑ, ενώ αν συμπεριληφθούν και εκείνες από τις χώρες του OPEC το εν λόγω ποσοστό αγγίζει το 30%. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι το 1975 η αμερικανική κυβέρνηση απαγόρευσε τις εξαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου, μέτρο που άρθηκε μόλις το 2016. Ο Gundersen (2020) εντοπίζει επίσης αρνητική συσχέτιση μεταξύ της πετρελαιοπαραγωγής στις ΗΠΑ και των εισαγωγών της, η αρχική πτώση των οποίων οφειλόταν σε μειωμένη κατανάλωση, ενώ η τιμή πετρελαίου μειώνεται σταθερά εν συνεχεία της μείωσης των εισαγόμενων ποσοτήτων. Οι διαταραχές εισαγωγών στις ΗΠΑ ώθησαν προς τα κάτω τις τιμές πετρελαίου μέχρι το τέλος του 2013, ενώ ο OPEC δρούσε προς την αντίθετη κατεύθυνση μετά το 2014. Οι συνολικές διαταραχές ζήτησης δε δεν επηρέασαν αρνητικά τις εν λόγω τιμές μέχρι το 2014. Συνολικά, η απότομη αύξηση παραγωγής σχιστολιθικού πετρελαίου στις ΗΠΑ επηρέασε αρνητικά και την παγκόσμια τιμή πετρελαίου, με καθυστέρηση, μετά το 2013.

Είναι γνωστό πως η προσφορά δεν μπορεί να καθορίσει μονοδιάστατα τις τιμές, καθώς επηρεάζεται άμεσα από τη ζήτηση κάθε αγαθού, σε συνδυασμό με την οποία δίνουν την τιμή ισορροπίας του, δηλαδή την τιμή στην οποία διατίθεται στην αγορά. Οι Wu, Liang, Yang & Chou (2020) αναφέρουν ότι στις λεγόμενες χώρες BRICS (Βραζιλία, Ρωσία, Ινδία, Κίνα, Ν. Αφρική) λόγω της υψηλής οικονομικής ανάπτυξης αυξήθηκε η πετρελαϊκή ζήτηση, η οποία σε συνδυασμό με τη μείωση της προσφοράς λόγω γεωπολιτικών παραγόντων στη Μέση Ανατολή, οδήγησε σε αύξηση των τιμών λόγω ελλείμματος στην αγορά. Ακριβώς το αντίστροφο συνέβη όταν στην οικονομική κρίση του 1997 η ζήτηση στις Ασιατικές χώρες μειώθηκε, η οποία σε συνδυασμό με την αύξηση της πετρελαιοπαραγωγής από τις χώρες του OPEC, οδήγησε σε πλεόνασμα στην αγορά και αντίστοιχη μείωση των τιμών του πετρελαίου (Χονδρογιάννης & Παπαπέτρου, 2001).

Ο Kohl (2002) προσπάθησε επίσης να εξηγήσει την προαναφερόμενη πτώση των τιμών του πετρελαίου το 1998 και κατέληξε ότι μεταξύ άλλων πηγάζει από την λάθος εκτίμηση της ζήτησης από τις χώρες παραγωγής πετρελαίου, οι οποίες αναμένοντας υψηλή ζήτηση

από τις ασιατικές χώρες είχαν αυξήσει την προσφορά, ενώ τελικά η ζήτηση όχι μόνο δεν αυξήθηκε αλλά μειώθηκε κατά 1 εκατ. βαρέλια την ημέρα. Παράλληλα, ο χειμώνας του 1998 ήταν ιδιαίτερα ζεστός, με αποτέλεσμα τη μείωση της ζήτησης πετρελαίου για θέρμανση σε χώρες της Βόρειας Αμερικής και της Ευρώπης. Τέλος, λόγω της οικονομικής κρίσης τον Αύγουστο του 1998 η Ρωσία αύξησε την παραγωγή πετρελαίου αποσκοπώντας στην αύξηση των εξαγωγών κατά περίπου 700 χιλιάδες βαρέλια την ημέρα. Όλοι οι παραπάνω παράγοντες ενίσχυσαν την παρουσία πλεονάσματος πετρελαίου στην αγορά με αποτέλεσμα την κατακόρυφη πτώση της τιμής του (Kohl,2002).

Διαφοροποιήσεις από τις παραπάνω αναμενόμενες τάσεις εντοπίζουν οι Wu, Liang, Yang & Chou (2020), οι οποίοι εξετάζουν δείγμα από 42 χώρες θεωρώντας ως ανεξάρτητη μεταβλητή τη ζήτηση πετρελαίου σε κάθε χώρα και ως εξαρτημένη την τιμή για τις αγορές Dubai, Brent και WTI, από το 1999 έως το 2017, αναζητώντας την ύπαρξη οριακής τιμής. Ως οριακή τιμή προκύπτει το 52,5 και όταν η τιμή του πετρελαίου είναι μικρότερη από αυτή υπάρχει θετική συσχέτιση με τη ζήτηση, δηλαδή επιβεβαιώνεται η οικονομική θεωρία, ενώ όταν είναι μεγαλύτερη η συσχέτιση γίνεται αρνητική, φαινόμενο το οποίο αντιβαίνει το νόμο προσφοράς και ζήτησης της αγοράς.

Μεγαλύτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η συσχέτιση της τιμής του πετρελαίου με τις τιμές στις αγορές εμπορευμάτων, καθώς είναι εκείνες που είναι πιο κοντά στους τυπικούς καταναλωτές. Τριάντα χρόνια πριν, οι Pindyck & Rotemberg (1990) εντόπισαν συσχέτιση στις τιμές ακατέργαστων εμπορευμάτων εξετάζοντας επτά μη συσχετισμένες μεταξύ τους αγορές, δηλαδή εμπορεύματα τα οποία δεν ήταν υποκατάστατα ή συμπληρωματικά, δεν είχαν κοινή παραγωγή και κανένα δεν χρησιμοποιείτο για την παραγωγή του άλλου. Οι Chen, Kuo & Chen (2010) απέδειξαν την επιρροή των τιμών πετρελαίου στις τιμές σιτηρών, ενώ ο Kanamura (2008) εντόπισε ενίσχυση της συσχέτισης πετρελαίου, σόγιας και σογιέλαιου μετά το 2004, η οποία πιθανόν να οφείλεται στην αύξηση των βιοκαυσίμων. Την αύξηση της συσχέτισης των αγορών με την πάροδο του χρόνου εντόπισαν και οι Δασκαλάκη & Σκιαδόπουλος (2011).

Οι Natanelov, Alam, McKenzie & Huylenbroeck (2011) εξέτασαν τη σχέση του πετρελαίου Brent με τις τιμές των γεωργικών προϊόντων (κακάο, καφές, καλαμπόκι, σόγια, σογιέλαιο, σιτάρι, ρύζι και ζάχαρη) και του χρυσού με στοιχεία από το 1989 έως το 2010. Τα αποτελέσματα της έρευνας έδειξαν ότι οι τιμές του πετρελαίου ήταν ισχυρά συνδεδεμένες με εκείνες του κακάο, του σιταριού και του χρυσού, ενώ δεν υπήρξε καμία συσχέτιση με την τιμή του καλαμποκιού. Οι Ji & Fan (2012) πραγματοποίησαν ευρεία

ανάλυση αναφορικά με τη συσχέτιση της αγοράς πετρελαίου WTI και των επιτοκίων στις ΗΠΑ, των αγορών μετάλλων, καλλιεργειών και μη ενεργειακών εμπορευμάτων (περιλαμβάνει το σύνολο των εμπορευμάτων εκτός από τα ενεργειακά προϊόντα), από τον Ιούλιο του 2006 έως τον Ιούνιο του 2010, εστιάζοντας στην περίοδο πριν και μετά την οικονομική κρίση του 2008. Τα αποτελέσματά τους δείχνουν ότι πριν την κρίση όλες οι προαναφερόμενες αγορές αιτιάζονται κατά Granger την αγορά πετρελαίου, ενώ η αγορά πετρελαίου αιτιάζει μόνο την αγορά μετάλλων. Μετά την κρίση υπάρχει αμοιβαία αιτιότητα μεταξύ της αγοράς πετρελαίου και εκείνων των μετάλλων και των μη ενεργειακών εμπορευμάτων. Η απουσία επιρροής του πετρελαίου στην αγορά καλλιεργειών θεωρούν ότι οφείλεται στην ευρύτητα της αντίστοιχης αγοράς. Παρόλα αυτά, οι Dillion & Barrett (2015) εξετάζοντας τη σχέση της τιμής πετρελαίου και της τιμής αραβοσίτου στις χώρες της ανατολικής Αφρικής, κατέληξαν ότι η επιρροή της τιμής πετρελαίου στις τοπικές τιμές αραβοσίτου είναι μεγαλύτερη από ό,τι εκείνη που έχουν οι παγκόσμιες τιμές αραβοσίτου σε αυτές.

Οι Adekoya & Adebisi (2020) εξέτασαν τους δείκτες τιμών καταναλωτών, τις βιομηχανικές εκροές και τις τιμές πετρελαίου Brent και WTI από το 2000 έως το 2018, σε 5 αναπτυσσόμενες και 24 ανεπτυγμένες χώρες, μεταξύ αυτών και την Ελλάδα και εντοπίζουν ότι το επίπεδο τιμών είναι σχετικά υψηλότερο στις ανεπτυγμένες χώρες, οι οποίες έχουν άλλωστε και υψηλότερη οικονομική δραστηριότητα. Αξιοσημείωτο είναι επίσης ότι οι οικονομίες των ανεπτυγμένων χωρών εμφανίζονται λιγότερο σταθερές από εκείνες των αναπτυσσόμενων πριν την κρίση, ενώ μετά την κρίση ισχύει το αντίστροφο, ταυτόχρονα με την εκτόξευση της τιμής του πετρελαίου. Αναφορικά με τη συσχέτιση της αγοράς πετρελαίου με τις αγορές εμπορευμάτων, εμφανίζεται και πάλι ισχυρή θετική συσχέτιση προ κρίσης, η οποία μετριάζεται και γίνεται αρνητική μετά την κρίση. Στο μακροχρόνιο ορίζοντα αποδεικνύουν ότι η τιμή πετρελαίου επιδρά στον πληθωρισμό τόσο στις ανεπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες χώρες, με υψηλότερο βαθμό στις πρώτες, στις οποίες ήταν βραχυχρόνια μεγαλύτερες και οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στις τιμές.

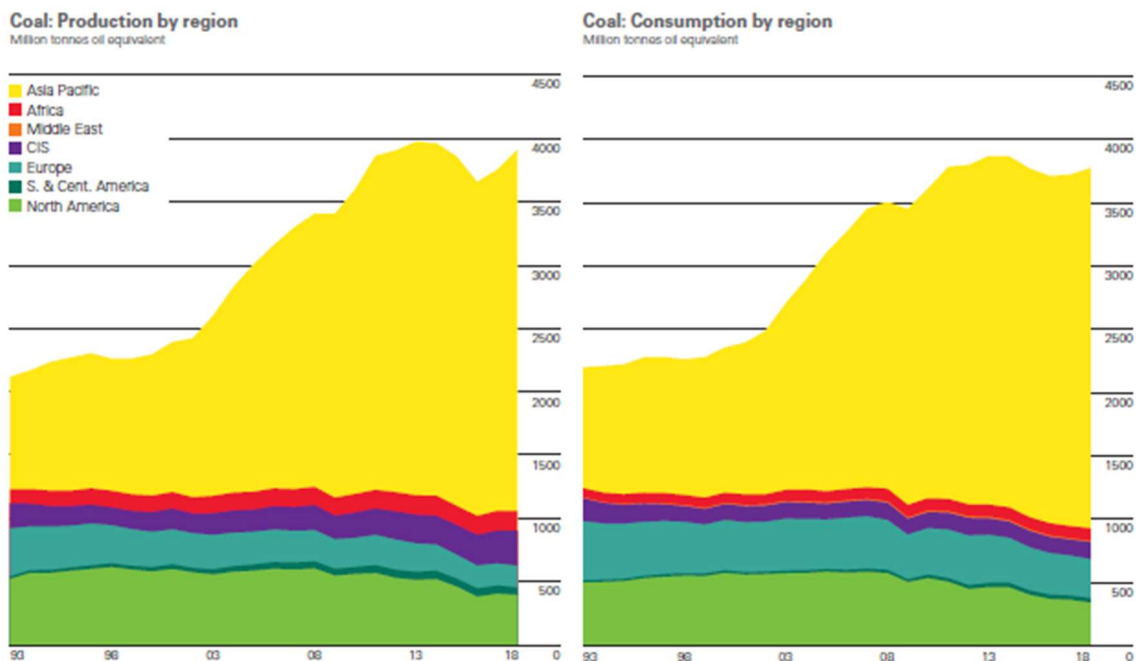
Σύμφωνα με τον Κάπρο (2006) ως δείκτης ενεργειακής έντασης αναφέρεται ο δείκτης που αντικατοπτρίζει το μέγεθος των ενεργειακών αναγκών ανά μονάδα δραστηριότητας. Συγκεκριμένα, η ενεργειακή ένταση μίας χώρας αφορά το σύνολο της πρωτογενούς ενέργειας ανά μονάδα ΑΕΠ της χώρας αυτής. Ο Stern (2011) τονίζει ότι ο εν λόγω δείκτης μειώνεται από τη βιομηχανική επανάσταση και έκτοτε. Οι Antonietti & Fontini (2019) επισημαίνουν ότι οι διακυμάνσεις του δείκτη ενεργειακής έντασης μπορούν να

αποδοθούν σε οικολογικούς, κοινωνικούς και περιβαλλοντικούς παράγοντες, ενώ παράλληλα επηρεάζονται από τις τάσεις της παγκόσμιας οικονομίας, την ανάπτυξη της κάθε χώρας, τις αλλαγές στο ΑΕΠ, καθώς και δημογραφικά και κλιματικά μοτίβα. Αναλυτικότερα, διερεύνησαν τη συσχέτιση των τιμών πετρελαίου με τον ανωτέρω δείκτη εξετάζοντας δεδομένα από 120 χώρες, για το χρονικό διάστημα από το 1980 έως το 2013. Κατέληξαν ότι η τιμή του πετρελαίου επηρεάζει την ενεργειακή απόδοση θετικά, ιδιαίτερα στη Δυτική Ευρώπη, ενώ παρουσιάζεται αρνητική συσχέτιση στη Βόρεια και Νότια Ευρώπη. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει ότι δεν ενδείκνυται η υιοθέτηση κοινών πολιτικών, όπως ο φόρος άνθρακα, για την επίτευξη των στόχων ενεργειακής απόδοσης σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Σε κάθε περίπτωση όμως, αντίστοιχες πολιτικές δεν επιφέρουν σημαντικές αλλαγές, καθώς η τιμή του πετρελαίου επηρεάζει μεν αλλά όχι σε μεγάλο βαθμό την ενεργειακή κατανάλωση. Σχετικά με τον παράγοντα του πληθυσμού, όταν αυτός αυξάνεται, αυξάνεται και η ενεργειακή απόδοση, η οποία παρουσιάζεται μεγαλύτερη σε χώρες με επίσημο νόμισμα το ευρώ ή το δολάριο.

## 4. ΓΑΙΑΝΘΡΑΚΑΣ

Ο Edwards (2010) αναφέρεται στον γαιάνθρακα ως την πιο φθηνή, αλλά ταυτόχρονα την πιο ρυπογόνα πηγή ηλεκτρικού ρεύματος. Συγκεκριμένα, αναφέρει ότι το κόστος του εν λόγω καυσίμου κυμαίνεται περίπου στο 1/5 των υπόλοιπων ορυκτών καυσίμων, χωρίς να ληφθεί φυσικά υπόψιν το πρόσθετο κόστος των εκπομπών άνθρακα, που αναλύεται στο αντίστοιχο κεφάλαιο της αγοράς άνθρακα. Ως φθηνότερη πηγή παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος, ο γαιάνθρακας δεν επηρεάζει τις τιμές ηλεκτρισμού, σε αντίθεση με το φυσικό αέριο που βρίσκεται υψηλότερα στη “merit order”. Ταυτόχρονα, λόγω του χαμηλού κόστους του, τα κόστη μεταφοράς αποτελούν μεγάλο τμήμα της τιμής του και για το λόγο αυτό συνήθως καταναλώνεται κοντά στις πηγές εξόρυξής του. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνεται και από τα διαγράμματα 10 και 11, στα οποία εντοπίζεται σχετική ισορροπία μεταξύ των παραγόμενων και καταναλωθεισών ποσοτήτων ανά περιοχή. Ο Edwards (2010) επισημαίνει επίσης ότι είναι εύκολη η αποθήκευσή του και συνεπώς η τιμή του δεν εμφανίζει εποχιακές διακυμάνσεις.

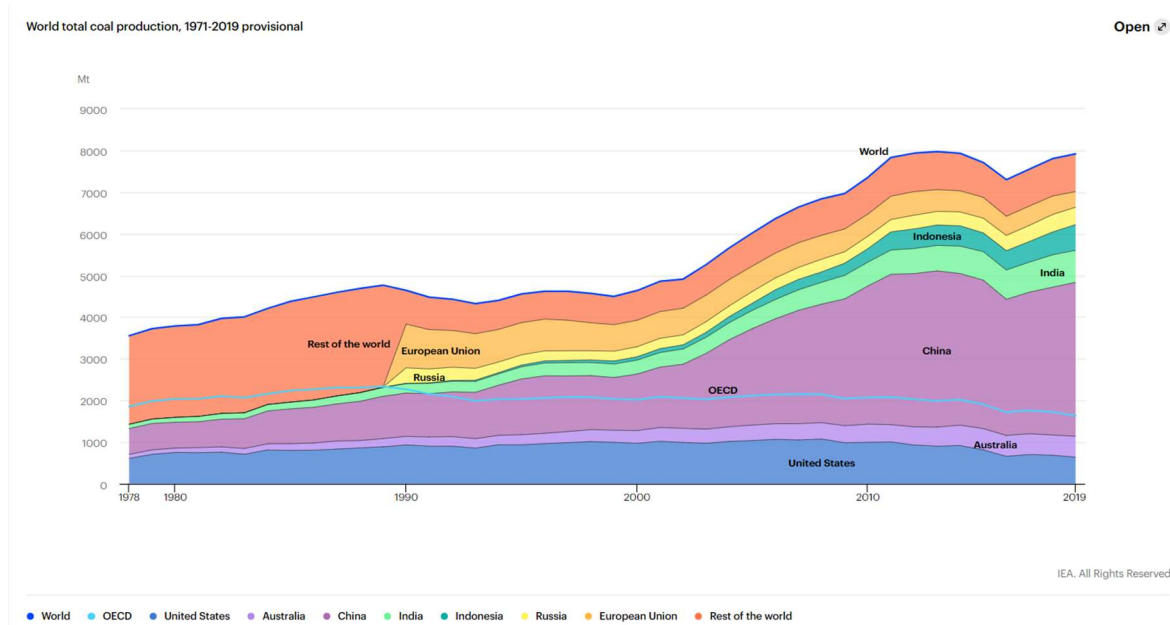
Ο Wrigley (2010) αναφέρει ότι ένας παράγοντας για τη βιομηχανική επανάσταση στη Βρετανία ήταν ο γαιάνθρακας, ενώ παράλληλα οι πρώτες περιοχές που εκβιομηχανίστηκαν στην Ευρώπη ήταν εκείνες με κοιτάσματα του καυσίμου, όπως το Βέλγιο. Είναι αξιοσημείωτο ότι το 1850 η Βρετανία, η Γερμανία, η Γαλλία και το Βέλγιο παρήγαγαν το 99% του γαιάνθρακα στην Ευρώπη, ενώ το 1900 το 92% (Murray & Silvestre, 2015).



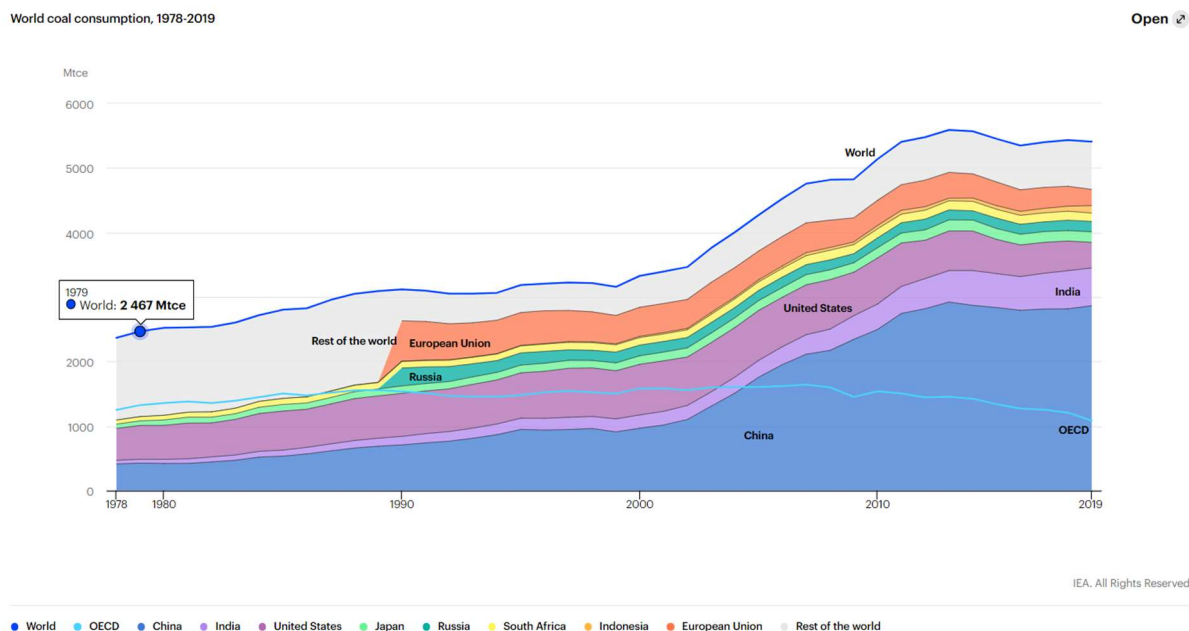
Διάγραμμα 10 & 11 Παραγωγή και Κατανάλωση Γαιάνθρακα ανά περιοχή αντίστοιχα (1993-2018), BP (2019)

## 4.1. Η περίπτωση της Κίνας

Στα διαγράμματα 12 και 13 παρουσιάζεται η παγκόσμια παραγωγή και κατανάλωση γαιάνθρακα ανά χώρα αντίστοιχα, και γίνεται κατανοητό ότι η Κίνα κατέχει εξέχουσα θέση στην εν λόγω αγορά. Για το λόγο αυτό η παρούσα ενότητα αφορά τη συγκεκριμένη ασιατική χώρα.



Διάγραμμα 12 Παγκόσμια Παραγωγή Γαιάνθρακα (1978-2019), IEA



Διάγραμμα 13 Παγκόσμια Κατανάλωση Γαιάνθρακα (1978-2019), IEA

Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι τα τελευταία χρόνια η κατανάλωση γαιάνθρακα στη χώρα έχει μειωθεί έντονα, ενώ η παραγωγή συνεχίζει να εμφανίζει πλεόνασμα λόγω της οικονομικής ύφεσης και αναδιάρθρωσης και της οικολογικής περιβαλλοντικής

προστασίας. Όπως επισημαίνουν οι Wang *et al.* (2020) η πλεονάζουσα παραγωγική ικανότητα (*overcapacity*) έχει ως αποτέλεσμα υψηλά αποθέματα, μειωμένες τιμές γαιάνθρακα και κατά συνέπεια μειωμένη κερδοφορία στη βιομηχανία. Τα υψηλά εμπόδια εξόδου λόγω του τύπου της επιχείρησης και της εξειδίκευσης του εξοπλισμού απαιτούν την υιοθέτηση πολιτικών για την αντιμετώπιση του φαινομένου, οι οποίες αναφέρονται ως πολιτικές *de-capacity*, δηλαδή αποδυνάμωσης της παραγωγικής ικανότητας. Οι Wang *et al.* (2020) παραθέτουν τα τρία στάδια διαμόρφωσης των τιμών γαιάνθρακα στην κινέζικη αγορά και συγκεκριμένα τη χρυσή δεκαετία (2002-2012), χαρακτηριζόμενη από ραγδαία βιομηχανοποίηση και αστικοποίηση με επακόλουθη αύξηση της ζήτησης και των τιμών αντίστοιχα, τη συνεχή ύφεση με αποτέλεσμα την πλεονάζουσα παραγωγική ικανότητα (2013-2015), με συνεπακόλουθη μείωση της ζήτησης και ραγδαία πτώση των τιμών, και τέλος τη μετριοπαθή αύξηση και σταθεροποίηση κατόπιν των πολιτικών *de-capacity*.

Αναλυτικότερα, οι πολιτικές *de-capacity* αφορούν τον έλεγχο δημιουργίας νέων εγκαταστάσεων, την κατάργηση υφιστάμενων και τον έλεγχο της παραγωγής και εντοπίζονται το 2013 και το 2016. Το 2016 τα μέτρα είναι πιο συγκεκριμένα, πιο αυστηρά και δίνονται ακριβείς προθεσμίες εφαρμογής τους. Οι Wang *et al.* (2020) εξέτασαν τις τιμές γαιάνθρακα και πετρελαίου από το 2010 έως το 2018 και συμπέραναν ότι και οι δύο πολιτικές *de-capacity* οδηγούν σε αύξηση των τιμών, με τη διαφορά ότι του 2013 είχε πιο βραχυχρόνια επιρροή από του 2016 και συνέβαλε στην αναχαίτηση της μείωσης των τιμών γαιάνθρακα, σε αντίθεση με την πολιτική του 2016 που βοήθησε στην επιτάχυνση της αύξησης των εν λόγω τιμών.

#### **4.2. Πολιτικές απανθρακοποίησης και κερδοφορία μονάδων παραγωγής γαιάνθρακα**

Οι πολιτικές απανθρακοποίησης εξετάζονται αναλυτικά στην ενότητα της αγοράς διοξειδίου του άνθρακα, είναι σημαντικό όμως να εξετασθεί η επιρροή που έχουν στις μονάδες παραγωγής γαιάνθρακα, καθώς επηρεάζονται στο μεγαλύτερο βαθμό λόγω της μεγάλης έντασης παραγωγής CO<sub>2</sub>. Οι Su & Sun (2019) τονίζουν τη σημασία ελαχιστοποίησης τόσο των εκπομπών άνθρακα αλλά και του κόστους των επιχειρήσεων. Υποστηρίζουν ότι το δίκτυο της εφοδιαστικής αλυσίδας μπορεί να συμβάλλει ώστε οι επιχειρήσεις να εξασφαλίσουν τα μεγαλύτερα κέρδη με χαμηλό περιβαλλοντικό ρίσκο, υψηλή οικολογική απόδοση και υψηλή ενεργειακή αποδοτικότητα, διατηρώντας το χαμηλότερο δυνατό κόστος.



Οι Li, Wang & Tan (2020) εξετάζουν τέσσερις διαφορετικές πολιτικές απανθρακοποίησης (όριο εκπομπών, φόρο άνθρακα, εμπορία άνθρακα και αντιστάθμιση άνθρακα) με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους και των εκπομπών άνθρακα στην εφοδιαστική αλυσίδα γαιάνθρακα. Καταλήγουν ότι η μείωση των εκπομπών είναι δυνατή μέσω της θέσπισης λογικού ορίου εκπομπών, χωρίς να αυξάνεται σημαντικά το κόστος των επιχειρήσεων. Για την ακρίβεια, το βέλτιστο όριο εκπομπών προκύπτει  $L=7.20 \cdot 10^{10}$  kg. Σε κάθε περίπτωση η εμπορία άνθρακα προκύπτει ως η πιο προσοδοφόρα πολιτική, τόσο για τη μείωση του άνθρακα όσο και για την εξασφάλιση του βέλτιστου κόστους, ενώ παράλληλα προσφέρει έσοδα και από την πώληση των πλεοναζόντων δικαιωμάτων.

Οι Linn & McCormack (2019) εξετάζουν την κερδοφορία των μονάδων παραγωγής από γαιάνθρακα στις ανατολικές ΗΠΑ, και συγκεκριμένα την επιρροή τριών ειδών αναταραχών σε αυτές, των τιμών φυσικού αερίου, της παραγωγής από ΑΠΕ και της κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος. Για την ακρίβεια, υποστηρίζουν ότι το 80% της εγκατάλειψης των εν λόγω μονάδων παραγωγής μεταξύ 2005 και 2015 οφείλεται σε αναταραχές της αγοράς, συνεπώς οι περιορισμοί εκπομπών είχαν περιορισμένη επίδραση στην κερδοφορία των επιχειρήσεων αυτών. Εξετάζοντας τις εκπομπές NO<sub>x</sub> οι ερευνητές καταλήγουν ότι η μείωσή τους μεταξύ 2001 και 2015 οφείλεται στη μείωση των δεικτών εκπομπών κι όχι της παραγωγής από ορυκτά καύσιμα. Παράλληλα, στη μείωση των εκπομπών συνέβαλε και η στροφή από το γαιάνθρακα σε καθαρότερες πηγές ενέργειας, όπως το φυσικό αέριο και οι ΑΠΕ.

Κατόπιν ανάλυσης τριών σεναρίων των προαναφερόμενων αναταραχών στις αγορές, οι Linn & McCormack (2019) καταλήγουν ότι και οι τρεις μειώνουν την παραγωγή από γαιάνθρακα και τα αντίστοιχα κέρδη των μονάδων αυτών. Η μειωμένη ζήτηση ηλεκτρισμού μειώνει τις εκπομπές 2,5 φορές περισσότερο από ό,τι η μείωση των τιμών φυσικού αερίου, η οποία όμως επιδρά σε μεγαλύτερο βαθμό στην κερδοφορία των μονάδων παραγωγής από γαιάνθρακα. Συνολικά, οι αναταραχές λόγω μειωμένης ζήτησης και μειωμένων τιμών φυσικού αερίου είναι το ίδιο σημαντικές, περισσότερο από την επίδραση των ΑΠΕ. Ενδιαφέρον παρουσιάζει ότι ο συνδυασμός όλων των αναταραχών επηρεάζει σημαντικά τη βιωσιμότητα των μονάδων γαιάνθρακα, ενώ η κάθε μία χωριστά εμφανίζει μικρότερες επιρροές.

### 4.3. Ενοποίηση αγοράς γαιάνθρακα

Η παγκοσμιοποίηση, καθώς και άλλοι οικονομικοί και πολιτικοί παράγοντες για τη διαδικασία ενοποίησης της αγοράς γαιάνθρακα, ξεκινούν το 1960. Μέχρι τότε, η διεθνής αγορά γαιάνθρακα ήταν αρκετά περιορισμένη και βασιζόταν κυρίως στην παραγωγή του για τη θέρμανση των νοικοκυριών. Όπως προαναφέρθηκε, το καύσιμο δεν εξαγόταν λόγω υψηλού κόστους μεταφοράς. Περίπου το 1970 σημειώθηκε σημαντική αύξηση στην τιμή πετρελαίου, ως επακόλουθο του εμπάργκο του ΟΡΕC, η οποία πυροδότησε την αύξηση της ζήτησης γαιάνθρακα για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Παράλληλα, η βελτίωση των υποδομών βοήθησε στη μείωση του κόστους μεταφοράς (Lundgren, 1996). Οι Murray & Silvestre (2020) υπογραμμίζουν ότι οι εξελίξεις στις μεταφορές ήταν σημαντικό κομμάτι της ενοποίησης της αγοράς και αναφέρονται αρχικά στο δίκτυο καναλιών της Βρετανίας στις αρχές του 19<sup>ου</sup> αιώνα, το οποίο συνέδεε τα ορυχεία με τα λιμάνια. Εκτός από τις υδάτινες μεταφορές, οι οποίες διαδραμάτισαν καθοριστικό ρόλο κατά το 19<sup>ο</sup> αιώνα, η επέκταση του σιδηροδρομικού δικτύου υπήρξε κρίσιμη στην εκμετάλλευση νέων πεδίων γαιάνθρακα, επιτρέποντας τη μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις. Οι Ejrnaes & Persson (2000) τονίζουν τη βελτίωση της διάχυσης της πληροφορίας ως σημαντικό παράγοντα για την εξέλιξη της αγοράς γαιάνθρακα και αναφέρονται στη μείωση του κόστους πληροφοριών από το 1840 και έκτοτε, λόγω της διάδοσης των τηλεγραφικών γραμμών.

Εντυπωσιακό είναι το εύρημα των Murray & Silvestre (2020) σχετικά με την τάση ενοποίησης των αγορών γαιάνθρακα ακόμη και πριν τον πρώτο Παγκόσμιο Πόλεμο. Παράλληλα, αναφέρουν ότι ο βαθμός ενοποίησης της αγοράς αυξανόταν με την πάροδο του χρόνου, παρότι τα αυξανόμενα κόστη μεταφοράς έτειναν να τον επιβραδύνουν.

Ο Geman (2005) αναφέρει το διαχωρισμό της αγοράς γαιάνθρακα μεταξύ της περιοχής του Ατλαντικού και του Ειρηνικού και τονίζει ότι η περιοχή του Ειρηνικού έχει διαδραματίσει πιο καθοριστικό ρόλο στο φυσικό εμπόριο του καυσίμου τα τελευταία χρόνια, λόγω της αυξανόμενης σημασίας της Ινδίας και της Κίνας από την πλευρά της ζήτησης και της Ινδονησίας από την πλευρά της προσφοράς. Παράλληλα, η εμφάνιση του σχιστολιθικού πετρελαίου και αερίου στις ΗΠΑ είχε σημαντικές επιρροές στην αμερικάνικη αγορά γαιάνθρακα. Οι Liu & Geman (2017) εξέτασαν τις τιμές γαιάνθρακα στις αγορές της Κίνας, Ιαπωνίας, Κορέας και Αυστραλίας στην αγορά του Ειρηνικού και των ΗΠΑ, Κολομβίας, Ν. Αφρικής και Ολλανδίας στην αγορά του Ατλαντικού, καθώς και της Ρωσίας που συμμετέχει και στις δύο προαναφερόμενες αγορές, από το 2006 έως το 2014. Καταλήγουν ότι οι οκτώ εκ των δέκα αγορών είναι ενοποιημένες. Εξαιρείται η Κίνα, γεγονός που το αποδίδουν στη μεγάλη παραγωγή και τις εθνικές πολιτικές της, ενώ

οι ΗΠΑ εμφανίζονται ενοποιημένες με τις υπόλοιπες αγορές στον έλεγχο συνολοκλήρωσης (cointegration test), αλλά όχι στην ανάλυση PCA. Ο διαχωρισμός μεταξύ αγοράς Ατλαντικού και Ειρηνικού εμφανίζεται ασθενής, και η πρώτη αγορά είναι πιο ενοποιημένη από τη δεύτερη.

Ο γαιάνθρακας ανάλογα με την ποιότητα και την τελική χρήση του χωρίζεται σε δύο βασικές κατηγορίες, το γαιάνθρακα ατμού ή θερμότητας (steam or thermal coal), ο οποίος χρησιμοποιείται κυρίως στον ενεργειακό τομέα για την παραγωγή ηλεκτρισμού, και τον μεταλλουργικό γαιάνθρακα (coking or metallurgical coal), ο οποίος χρησιμοποιείται στη χαλυβουργία. Η Warell (2005) εντοπίζει το πρόβλημα που αναφέρθηκε και παραπάνω, και συγκεκριμένα την ύπαρξη μεγάλων κοιτασμάτων γαιάνθρακα σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές, σε αντίθεση με την παγκόσμια ζήτηση του καυσίμου, η οποία γεννά την ανάγκη διεθνούς εμπορίου. Και αυτή αναφέρει ότι το εμπόριο γαιάνθρακα δεν ήταν σταθερό μέχρι το 1970, ενώ από το 1980 ξεκινούν οι εξαγωγές κυρίως από τις ΗΠΑ και την Πολωνία και εν συνεχεία από την Αυστραλία, τη Ν. Αφρική και την Ινδονησία.

Στην έρευνά της η Warell (2005) χρησιμοποιεί δεδομένα σχετικά με την παραγωγή, κατανάλωση, εισαγωγές και εξαγωγές από το 1980 έως το 2000 για τις δύο προαναφερόμενες κατηγορίες γαιάνθρακα. Σχετικά με το *coking coal* καταλήγει ότι οι εξαγωγές εκτός Ευρώπης είναι ασήμαντες, ενώ η κατανάλωση εξυπηρετείται κατά μεγάλο ποσοστό από εισαγωγές. Αναφορικά με τη Βόρεια Αμερική και την Αυστραλία συναντώνται εξαγωγές αλλά όχι εισαγωγές, σε αντίθεση με την Ιαπωνία όπου η μεγαλύτερη καταναλωμένη ποσότητα είναι εισαγόμενη. Σε γενικές γραμμές η αγορά του *coking coal* εμφανίζεται ενοποιημένη σε παγκόσμια κλίμακα, με τάσεις ενίσχυσης της ενοποίησης με την πάροδο του χρόνου. Όσο αφορά το *steam coal* από το 1995 και μετά η Ιαπωνία, η Αυστραλία, η Κορέα και η Κίνα θεωρούνται μία αγορά, η λεγόμενη Ασίας-Ειρηνικού (Asia-Pacific), αλλά σε γενικές γραμμές η αγορά του *steam coal* δεν εμφανίζει στοιχεία παγκόσμιας ενοποίησης και είναι πιο τοπικοποιημένη από εκείνη του *coking coal*, με εξαίρεση τις αγορές Ευρώπης και Ιαπωνίας που αποδεικνύεται ότι αλληλοεπηρεάζονται.

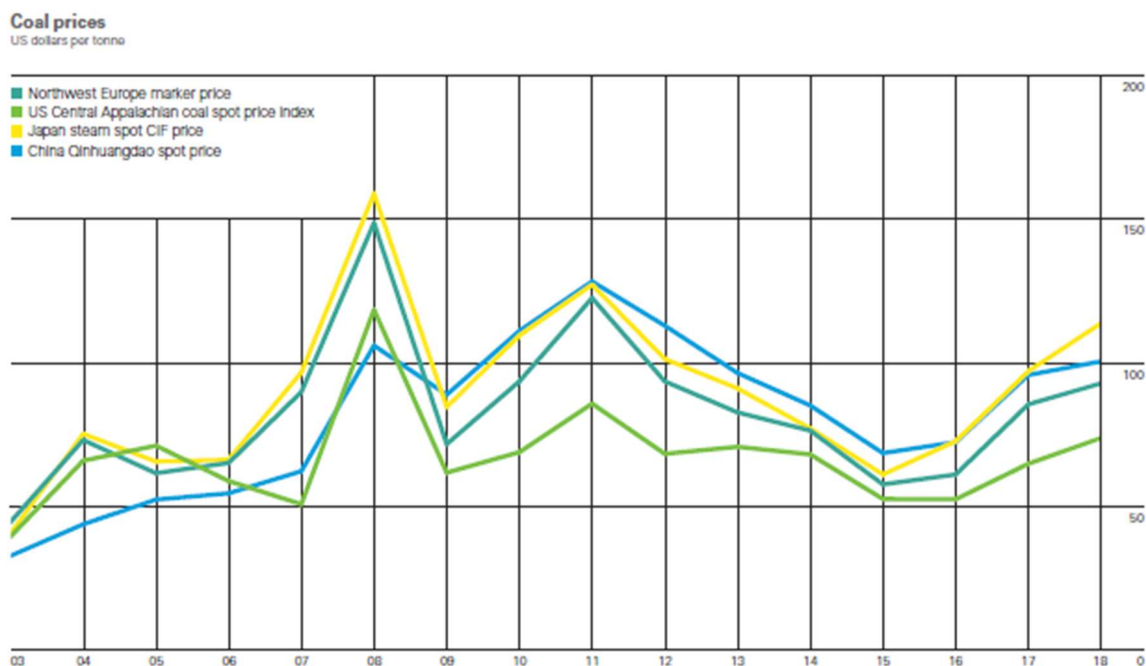
Οι Li, Joyeux & Ripple (2010) διερεύνησαν επίσης την υπόθεση μίας μοναδικής οικονομικής αγοράς στη διεθνή βιομηχανία του γαιάνθρακα ατμού, χρησιμοποιώντας δεδομένα εξαγωγών από την Αυστραλία, την Κίνα, την Κολομβία, την Ινδονησία, την Πολωνία και τη Ν. Αφρική μεταξύ 1995 και 2007. Κατέληξαν ότι η εν λόγω αγορά εμφανίζεται ενοποιημένη για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα. Στο ίδιο συμπέρασμα φτάνουν και οι Parpiez & Smiech (2015) για την Ευρώπη, τη Ν. Αφρική, την Κολομβία,

τη Βαλτική, την Ινδονησία και την Αυστραλία από το 2001 έως το 2014. Για την ακρίβεια, εντοπίζουν ότι η συσχέτιση εντείνεται όταν τα κόστη μεταφοράς είναι χαμηλά. Αντίθετα, οι Zaklan, Cullmann, Neumann & von Hirschhausen (2012) χρησιμοποιώντας τιμές γαιάνθρακα ατμού για εισαγωγές και εξαγωγές από το 2001 έως το 2009, συμπεραίνουν ότι η εν λόγω αγορά δεν είναι πλήρως ενοποιημένη.

Οι Xue & Huang (2017) εξετάζουν τις τιμές γαιάνθρακα στην αγορά της Ασίας-Ειρηνικού, Ευρώπης και Κίνας από το 2008 έως το 2014 και εντοπίζουν παρόμοιες τάσεις. Αναλυτικότερα, εμφανίζεται αμοιβαία αιτιότητα μεταξύ των αγορών Ασίας-Ειρηνικού και Ευρώπης, ενώ η Κίνα επηρεάζεται μονοκατευθυντικά από την πρώτη και καθόλου από τη δεύτερη. Σε γενικές γραμμές, οι ερευνητές συμπεραίνουν ότι υπάρχει μακροχρόνια σχέση ισορροπίας μεταξύ των τριών εξεταζόμενων αγορών, και σε περίπτωση διατάραξής της οι τιμές μεταβάλλονται συνεχώς μέχρι την επίτευξη νέας ισορροπίας, ξεκινώντας από την αγορά της Ασίας-Ειρηνικού, συνεχίζοντας με την αγορά της Ευρώπης, ενώ η τελευταία αγορά που αναδιαμορφώνεται είναι της Κίνας.

Οι Batten *et al.* (2019) χρησιμοποίησαν την τιμή γαιάνθρακα από το 2001 έως το 2014 σε Αυστραλία, Κίνα, Ολλανδία, Κολομβία, Ρωσία (Βαλτική), Ρωσία (Vostochny), Μοζαμβίκη και Ν. Αφρική και εντόπισαν ότι η αγορά της Κίνας είναι η πιο ευμετάβλητη, σε αντίθεση με της Ευρώπης που προκύπτει η πιο σταθερή. Όλες οι αγορές, εκτός από της Αυστραλίας, τείνουν προς μακροχρόνια ισορροπία. Οι διακυμάνσεις στην αγορά της Αυστραλίας προκύπτουν από ενδογενείς παράγοντες και δεν επηρεάζονται από τις τιμές των άλλων αγορών, σε αντίθεση με την επιρροή της αυστραλιανής αγοράς σε αυτές, που ειδικά στις περιπτώσεις της Κολομβίας και Ν. Αφρικής είναι πολύ σημαντική. Η αγορά της Κίνας δέχεται συνολικά τις μεγαλύτερες επιρροές στις τιμές της παρά τον μεγάλο όγκο εισαγωγών, ενώ εκτός από την Αυστραλία, την παγκόσμια αγορά επηρεάζει και η Μοζαμβίκη. Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι οι διαρροές των τιμών (*price spillovers*) δεν είναι συμμετρικές, δηλαδή η αύξηση των τιμών σε μία αγορά επηρεάζει σε διαφορετικό βαθμό τις υπόλοιπες απ' ό,τι η μείωσή της.

Κλείνοντας, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι οι ανωτέρω βιβλιογραφικές αναφορές δεν καταλήγουν σε ομόφωνα αποτελέσματα σχετικά με την ενοποίηση της αγοράς γαιάνθρακα παγκοσμίως. Παρόλα αυτά, η εξέταση των τιμών του καυσίμου σε Κίνα, Ιαπωνία, ΗΠΑ και ΒΔ Ευρώπη παρουσιάζει σε γενικές γραμμές κοινές τάσεις, όπως φαίνεται στο διάγραμμα 14. Το γεγονός αυτό αποτελεί στοιχείο που ενισχύει την ιδέα ενοποίησης των εκάστοτε αγορών.



Διάγραμμα 14 Τιμές Γαιάνθρακα (2003-2018), BP (2019)

#### 4.4. Τιμές γαιάνθρακα

Η σημασία κατανόησης των αλλαγών στην τιμή του γαιάνθρακα έχει επισημανθεί ευρέως στη βιβλιογραφία. Αναλυτικότερα, ο Barro (2007) τονίζει την εξάρτηση της παραγωγής από τον γαιάνθρακα και επισημαίνει ότι η μείωση στην τιμή του συνεπάγεται μείωση στο κόστος των βιομηχανικών καταναλωτών, ενώ οι Atkeson & Kehoe (1999) αναγνωρίζουν τις αλλαγές στις τιμές του γαιάνθρακα ως αβεβαιότητα και επενδυτικό ρίσκο.

Πρωταγωνιστικό ρόλο τόσο στην παραγωγή όσο και στην κατανάλωση γαιάνθρακα παγκοσμίως διαδραματίζει η Κίνα, καταλαμβάνοντας ποσοστά για το 2019 46% και 53% αντίστοιχα<sup>3</sup>. Οι Li, Xie & Long (2019) εξέτασαν την τιμή γαιάνθρακα στην Κίνα, τη διεθνή τιμή γαιάνθρακα και την τιμή πετρελαίου από το 2003 έως το 2019 και διαπίστωσαν ότι η πρώτη έχει μικρή συσχέτιση με τις άλλες δύο. Το γεγονός αυτό, σύμφωνα με τους ερευνητές, μπορεί να οφείλεται στις περιορισμένες εισαγωγές γαιάνθρακα στη χώρα. Ταυτόχρονα, συνδέουν την αύξηση στις τιμές γαιάνθρακα στην Κίνα μετά το 2006 με την αύξηση στις τιμές πετρελαίου, ενώ εντοπίζεται σύνδεση της μείωσης των εν λόγω τιμών με τις διεθνείς τιμές γαιάνθρακα με αφετηρία την οικονομική κρίση.

<sup>3</sup> <https://www.iea.org/reports/coal-information-overview#data-service>

Οι Andrzejewski, Dunal & Poplawski (2019) αναφέρονται στο *clean dark spread*, το οποίο προκύπτει ως η διαφορά της τιμής ενέργειας παραγόμενης από γαιάνθρακα από το κόστος του απαιτούμενου καυσίμου για την παραγωγή της (*dark spread*), αφαιρώντας παράλληλα και το κόστος των αντίστοιχων εκπομπών άνθρακα. Εξηγούν ότι όταν το spread είναι υψηλό, ικανό να καλύψει μεταβλητά και σταθερά κόστη, προτείνεται η παραγωγή ενέργειας. Στην αντίθετη περίπτωση, που δεν καλύπτονται ούτε τα μεταβλητά κόστη, είναι προτιμότερη η πώληση του καυσίμου ή η αποθήκευσή του και η μεταγενέστερη παραγωγή ενέργειας. Σύμφωνα με τους Blistan, Blistanova, Molokac & Hvizdak (2012) η τιμή του spread επηρεάζεται κυρίως από την τιμή της ενέργειας, η οποία εμφανίζει κυκλικές διακυμάνσεις, και εξαρτάται από τις κάτωθι μεταβλητές:

- Τη θερμοκρασία, δηλαδή την εποχή του χρόνου και την ένταση του ανέμου σε περιοχές με ανεμογεννήτριες,
- Τη στάθμη του νερού στους ποταμούς, ως υδροηλεκτρική πηγή ενέργειας και ως ψυκτικό παράγοντα για της ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες,
- Την κερδοφορία των μονάδων παραγωγής ενέργειας από γαιάνθρακα,
- Την ποσότητα παραγωγής ενέργειας από πυρηνικά εργοστάσια και ΑΠΕ παγκοσμίως,
- Προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και συντήρησή τους, όπως και τυχαίες δυσλειτουργίες,
- Τους περιορισμούς των σιδηροδρομικών μεταφορών του γαιάνθρακα από τα ορυχεία στα λιμάνια,
- Αλλαγές στα κόστη μεταφοράς και
- Μεταβολές της συναλλαγματικής ισοτιμίας.

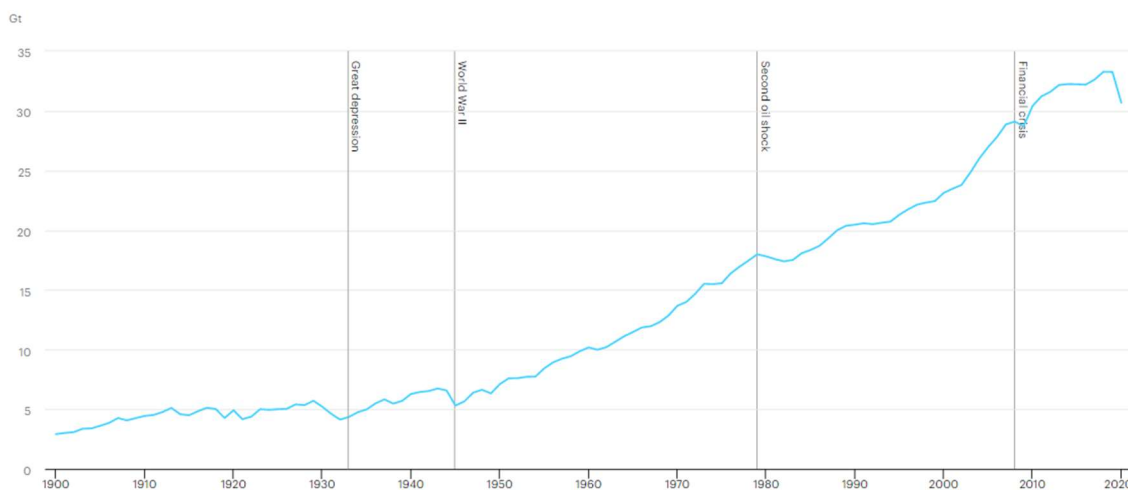
Στον αντίποδα, θεωρούν ότι οι τιμές των ορυκτών καυσίμων δεν υπόκεινται σε κυκλικές διακυμάνσεις αλλά εξαρτώνται από την προσφορά και τη ζήτηση.

Οι Andrzejewski, Dunal & Poplawski (2019) εξέτασαν τις τιμές ενέργειας, γαιάνθρακα και τις επιτρεπόμενες εκπομπές στις αγορές της Πολωνίας και της Γερμανίας από τον Απρίλιο του 2017 έως τον Απρίλιο του 2018 και κατέληξαν ότι η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος στην Πολωνία είναι έντονα θετικά σχετιζόμενη με την τιμή του γαιάνθρακα και των εκπομπών CO<sub>2</sub>, ενώ στη Γερμανία μόνο με του γαιάνθρακα. Ταυτόχρονα, εμφανίζεται ισχυρή συσχέτιση μεταξύ των τιμών γαιάνθρακα και εκπομπών στην πολωνική αγορά, αλλά όχι στην παγκόσμια.

## 5. ΔΙΟΞΕΙΔΙΟ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (CO<sub>2</sub>)

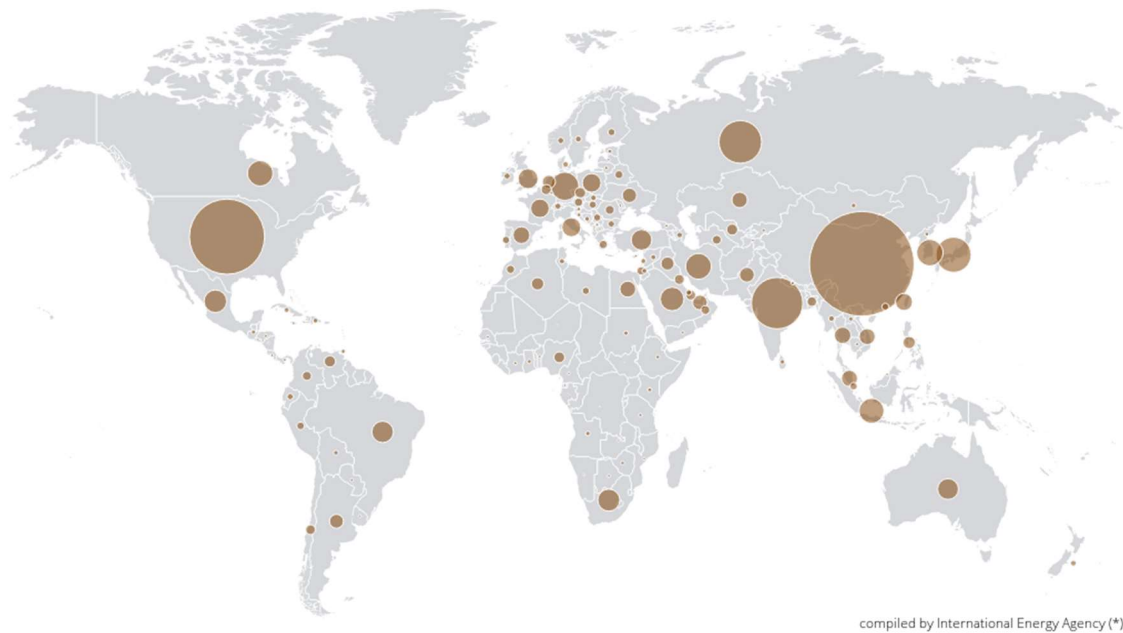
Η παγκόσμια κλιματική αλλαγή συζητήθηκε έντονα και αναδείχθηκε σε μείζον πρόβλημα γύρω στο 1990, περίοδος η οποία θεωρήθηκε αρχικά ως δείκτης για την επαναφορά των εκπομπών CO<sub>2</sub> στα τότε επίπεδα. Η Ε.Ε. επέβαλε φόρους σε χώρες με ρυπογόνες παραγωγικές μονάδες και μέσω αυτών αντάμειβε τις χώρες με πιο αποδοτικές παραγωγικές μεθόδους. Ταυτόχρονα, στη Ρωσία, λόγω της ύφεσης που γνώρισε μετά τη διάσπαση της Σοβιετικής Ένωσης, μειώθηκαν οι εκπομπές κατά 30% στα μέσα της δεκαετίας του '90 συγκριτικά με το 1990. Συνεπώς, δεν υπήρχε περιορισμός για μείωση των ρυπογόνων ουσιών αφού ήδη ήταν μειωμένες σχετικά με την περίοδο-στόχο. Αντίστοιχα, ελάχιστοι περιορισμοί εφαρμόστηκαν σε Κίνα και Ινδία, καθώς λόγω του υπερπληθυσμού τα δικαιώματα εκπομπών ήταν μεγαλύτερα (Edwards, 2010).

Στο διάγραμμα 15 απεικονίζεται η μεταβολή της ποσότητας εκπομπών CO<sub>2</sub> σχετιζόμενων με την ενέργεια, παγκοσμίως από το 1900 έως το 2020. Η τάση είναι έντονα ανοδική μετά το Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, ενώ τα τελευταία χρόνια δείχνει τάση μείωσης, ως αποτέλεσμα των μέτρων και πολιτικών απανθρακοποίησης, που θα συζητηθούν εκτενώς στο παρόν κεφάλαιο.



Διάγραμμα 15 Παγκόσμιες εκπομπές CO<sub>2</sub> σχετιζόμενες με την ενέργεια (1900-2020), IEA

Στον χάρτη 2 παρουσιάζονται οι εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά χώρα για το 2018. Ήταν αναμενόμενο η Κίνα να κατέχει την πρώτη θέση, αφού όπως ήδη παρουσιάστηκε είναι η χώρα με τη μεγαλύτερη κατανάλωση γαιάνθρακα. Ακολουθούν οι ΗΠΑ, η Ινδία, η Ρωσία και η Ιαπωνία, ενώ οι μεγαλύτερες εκπομπές στην Ε.Ε. εντοπίζονται στη Γερμανία.



compiled by International Energy Agency (\*)

Χάρτης 2 Εκπομπές CO<sub>2</sub> (2018), IEA

### 5.1. Πολιτικές απανθρακοποίησης

Το 1997 το Πρωτόκολλο του Κιότο αποτέλεσε την πρώτη παγκόσμια συμφωνία σχετικά με τον περιορισμό της παραγωγής αερίων του θερμοκηπίου, ο οποίος μπορεί να επιτευχθεί μέσω της μεθόδου επιβολής φόρων (carbon tax) ή θέτοντας ανώτατο όριο εκπομπών και εμπορία (cap and trade system). Στην πρώτη περίπτωση τα έσοδα από τους φόρους διατίθενται στις λιγότερο ρυπογόνες παραγωγικές μονάδες, ενώ στη δεύτερη τίθεται κάποιο ανώτατο όριο εκπομπών και τα δικαιώματα εκπομπής είναι εμπορεύσιμα (Edwards, 2010).

Μια ακόμη πολιτική απανθρακοποίησης είναι η αντιστάθμιση του ανθρακικού αποτυπώματος. Σύμφωνα με τους Fischer, Cavanagh, Sikor & Mwayafu (2018) μία επιχείρηση μπορεί να εξαγοράσει ένα προϊόν ή μια υπηρεσία είτε να επενδύσει ώστε να μειώσει τις εκπομπές της. Συνήθως οι επιχειρήσεις χρηματοδοτούν τρίτους για να απορροφήσουν τις εκπομπές άνθρακα μέσω φύτευσης δέντρων ή ανάπτυξης πράσινων περιβαλλοντικών προγραμμάτων. Η βάση της εν λόγω πολιτικής είναι παρόμοια με την εμπορία δικαιωμάτων, με τη διαφορά ότι δεν δίνεται η δυνατότητα πώλησης του πλεονάσματος δικαιωμάτων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι μέτρα για την αντιμετώπιση της ρύπανσης του περιβάλλοντος είχαν εμφανιστεί από τις αρχές του 20<sup>ου</sup> αιώνα. Συγκεκριμένα, ο Ρίγου το 1920 εισήγαγε



και διέδωσε την έννοια τιμολόγησης της ρύπανσης διαμορφώνοντας τον «πιγκουβιανό φόρο». Ο πιγκουβιανός φόρος υιοθετήθηκε για το υπόλοιπο μισό του αιώνα, όταν το 1968 ο Dales εισήγαγε την ιδέα των δικαιωμάτων ρύπανσης. Ο Weitzman (2018) επιχειρεί να απαντήσει στο ερώτημα ποια μέθοδος αντιμετώπισης της ρύπανσης είναι αποτελεσματικότερη, η επιβολή φόρου ή η επιβολή ορίου εκπομπών, εξετάζοντας τρεις μηχανισμούς, τη θέσπιση τιμών, τη θέσπιση ορίων και τα «ευέλικτα όρια», όπου τα δικαιώματα εκπομπής δύναται να μεταφερθούν χρονικά. Καταλήγει ότι οι τιμές υπερτερούν των ορίων όταν η καμπύλη οριακού οφέλους είναι ομαλότερη της καμπύλης οριακού κόστους, ενώ τα όρια προτιμώνται των τιμών όταν η καμπύλη οριακού οφέλους είναι πιο απότομη από την καμπύλη οριακού κόστους. Στη δεύτερη περίπτωση κόστους-οφέλους υπερτερεί η θέσπιση σταθερών ορίων, χωρίς δυνατότητα μεταβίβασης των δικαιωμάτων εκπομπών στο χρόνο.

Πολλοί ακόμη ερευνητές έχουν προσπαθήσει να απαντήσουν στο ερώτημα σχετικά με το ποια πολιτική αντιμετώπισης των εκπομπών άνθρακα είναι πιο αποτελεσματική. Οι Marti, Tancrez & Seifert (2015) συνέκριναν την επιβολή φόρου άνθρακα και τη θέσπιση ορίου εκπομπών και κατέληξαν ότι η πρώτη είναι προτιμότερη. Σε αντίθεση, οι He, Xu & Niu (2014) κατέληξαν ότι η πολιτική ορίου εκπομπών επιφέρει καλύτερα αποτελέσματα από εκείνη του φόρου άνθρακα, ενώ οι Xu, Elomri, Pokharel & Mutlu (2019) προτείνουν τον συνδυασμό των δύο προαναφερόμενων μέτρων για τη βελτιστοποίηση της μείωσης του διοξειδίου του άνθρακα.

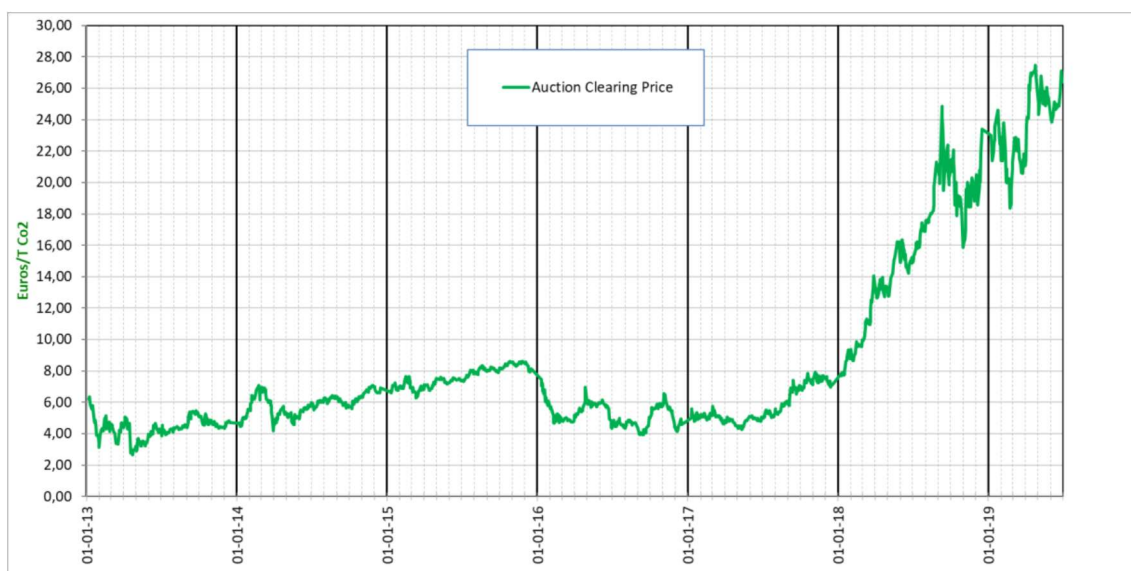
Οι Olsen, Dvorkin, Fernandez-Blanco & Ortega-Vazquez (2018) ισχυρίζονται ότι το κόστος εκπομπών μπορεί να εμπεριέχεται στην ενεργειακή τιμή, η οποία θα βασίζεται στον φόρο του άνθρακα. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το πρόβλημα της επιπλέον πληρωμής του καταναλωτή (extra payment problem), το οποίο εξετάστηκε από τους Yao et al. (2012). Αφορά την άμεση διοχέτευση της επιβάρυνσης του φόρου άνθρακα στον καταναλωτή, αυξάνοντας τις τιμές προσφοράς στην αγορά με αποτέλεσμα η επιβαλλόμενη τιμή άνθρακα στον καταναλωτή να είναι μεγαλύτερη από τον αντίστοιχο φόρο άνθρακα, δηλαδή οι καταναλωτές τελικά να πληρώνουν μεγαλύτερα ποσά αναλογικά με τις πραγματικές εκπομπές τους.

### **5.1.1. Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών EU-ETS**

Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (EU Emission Trading System, EU-ETS) είναι ένα σύστημα “cap and trade”, το οποίο αναπτύχθηκε βάσει του Πρωτόκολλου του Κιότο. Με αφετηρία το 2005, θεωρείται το μεγαλύτερο σύστημα διαχείρισης εκπομπών διεθνώς και στόχευε να διασφαλίσει όχι μόνο τη μείωση των

παραγόμενων εκπομπών, αλλά και ότι οι μειώσεις αυτές γίνονται από εταιρείες, οι οποίες επιτυγχάνουν την πιο αποδοτική μείωση κόστους. Αρχικά οργανώθηκε σε δύο φάσεις, τη φάση 1 από το 2005 έως το 2007 και τη φάση 2 από το 2008 έως το 2012. Η φάση 1 θεωρήθηκε πιλοτική, ενώ η φάση 2 συνέπεσε με το Πρωτόκολλο του Κιότο, και αποτελεί την πρώτη δεσμευτική περίοδο. Η τρίτη φάση ξεκίνησε το 2013, διαρκεί έως το 2020 και ταυτίζεται με τη δεύτερη περίοδο του Πρωτοκόλλου Κιότο. Τέλος, η τέταρτη φάση προγραμματίζεται να διαρκέσει από το 2021 έως το 2030.

Οι Ahamada & Kirat (2018) εμφανίζονται επιφυλακτικοί ως προς την τιμολόγηση του άνθρακα από το EU ETS και αναφέρονται σε προτάσεις σχετικά με την αλλαγή του σχεδιασμού του, οι οποίες θα εισαγάγουν υψηλότερες τιμές άνθρακα και θα περιορίσουν τα δικαιώματα εκπομπών, τα οποία δεν δείχνουν περιοριστικά στην παρούσα φάση. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην έκθεσή της για την αγορά άνθρακα για το 2019 αναφέρει ότι τα δικαιώματα για το 2019 θα μειωθούν κατά 400 εκατ., δηλαδή κατά 24% του πλεονάσματος. Στο σημείο αυτό άξια αναφοράς είναι η εκτίμηση του κοινωνικού κόστους του άνθρακα, η οποία το 2013, σύμφωνα με την κυβέρνηση των ΗΠΑ εκτιμήθηκε στα \$35/ton. Εξετάζοντας την πορεία των τιμών από το 2013 έως το 2019 του διαγράμματος 16 είναι φανερό ότι η τιμή άνθρακα το 2013 κυμαινόταν μεταξύ 3 και 6 €/ton, δηλαδή ακόμη και υποδεκαπλάσια του εκτιμώμενου κοινωνικού κόστους.



Διάγραμμα 16 Τιμή Άνθρακα (2013-2019), European Commission

Οι Lecuyer & Quirion (2019) εξετάζουν την πιθανότητα πλεονάσματος δικαιωμάτων, δηλαδή την περίπτωση που το όριο εκπομπών που τίθεται από το ETS είναι μεγαλύτερο των πραγματικών εκπομπών. Αναφέρουν ότι το ανωτέρω φαινόμενο μπορεί να οφείλεται, μεταξύ άλλων, σε ελλιπή στοιχεία των επιπέδων προγενέστερων εκπομπών, σε

απρόβλεπτη πτώση στην παραγωγή «μολυσματικών» αγαθών και υπηρεσιών, σε απρόβλεπτη πτώση των σχετικών τιμών των λιγότερο βλαβερών καυσίμων, καθώς και σε επιδράσεις της ισχύουσας νομοθεσίας. Χαρακτηριστικά τονίζουν ότι το όριο εκπομπών της τέταρτης φάσης του EU ETS (2021-2030) ορίστηκε το 2017, κατόπιν σχετικής οδηγίας του 2015. Η μεγάλη χρονική απόκλιση προκύπτει διότι η διαδικασία λήψης αποφάσεων είναι ιδιαίτερα χρονοβόρα, παρεμποδίζοντας τη βελτίωση των σχετικών προβλέψεων και ενισχύοντας τις πιθανότητες εμφάνισης υπερβολικής κατανομής δικαιωμάτων. Συγκεκριμένα, κατόπιν προσομοίωσης, αναφέρουν ότι 10% μικρότερη ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος συγκριτικά με την προβλεπόμενη, είναι ικανή να περιορίσει τις εκπομπές κάτω του προσημωφνηθέντος ορίου.

Στην περίπτωση της υπερβολικής κατανομής δικαιωμάτων, οι ερευνητές αποδεικνύουν ότι οι επιδοτήσεις στις ΑΠΕ ωθούν στη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> και στην ενίσχυση της ευημερίας. Στην περίπτωση υψηλής αβεβαιότητας για τη μελλοντική ζήτηση ηλεκτρισμού, τις τιμές ΑΠΕ και φυσικού αερίου, ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in tariff, FIT) υπερτερεί του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium, FIP). Παρόλα αυτά, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2014) προτρέπει τον περιορισμό των εγγυημένων σταθερών τιμών, με αποτέλεσμα την αντικατάστασή τους από εγγυημένες διαφορικές τιμές σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες. Η εκδοχή αυτή θα ήταν προσοδοφόρα μόνο στην περίπτωση αβεβαιότητας του κόστους ηλεκτρισμού από πηγές γαιάνθρακα (Lecuyer & Quirion, 2019).

### **5.1.2. Επιδοτήσεις σε ΑΠΕ**

Οι διαφορετικές μορφές επιδοτήσεων στις ΑΠΕ εξηγούνται από τους Levin, Kwon & Botterud (2019), οι οποίοι διακρίνουν τέσσερις κατηγορίες μηχανισμών για την υποστήριξη ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών άνθρακα, και συγκεκριμένα:

- Την επενδυτική υποστήριξη, η οποία παρέχει οικονομική υποστήριξη στο κόστος κεφαλαίου για συγκεκριμένες τεχνολογίες,
- Την υποστήριξη της παραγωγής, η οποία παρέχει οικονομική υποστήριξη για κάθε μονάδα παραγόμενου ηλεκτρισμού με συγκεκριμένες τεχνολογίες. Σε αυτή την κατηγορία συγκαταλέγονται και οι μηχανισμοί FIT και FIP,
- Τη θέσπιση στόχων ποσοτήτων, σύμφωνα με την οποία καθορίζονται ελάχιστες παραγόμενες ποσότητες από ΑΠΕ,
- Τις πολιτικές άνθρακα, οι οποίες υποστηρίζουν την απανθρακοποίηση τιμολογώντας ή περιορίζοντας τις εκπομπές. Σε αυτή την κατηγορία συγκαταλέγονται οι φόροι άνθρακα και τα συστήματα cap and trade.

Οι απόψεις για την αποτελεσματικότητα του κάθε μηχανισμού ποικίλουν. Για παράδειγμα, οι Abolhosseini & Heshmati (2014) θεωρούν ότι οι πολιτικές FIT προωθούν την ανάπτυξη των ΑΠΕ, αλλά μετά την επίτευξη ενός συγκεκριμένου επιπέδου παραγωγής από ΑΠΕ προτείνουν την υιοθέτηση στόχων ποσοτήτων. Στον αντίποδα, ο Schallenberg-Rodriguez (2017) υποστηρίζει ότι οι πολιτικές FIT υπερτερούν των πολιτικών ποσοτήτων σε κάθε περίπτωση. Οι πολιτικές FIT όμως επιβαρύνουν οικονομικά την κοινωνία και υπάρχει πιθανότητα να οδηγήσουν σε μεγαλύτερες επενδύσεις από τις απαιτούμενες (Liu, Li, & Zha, 2016). Προβληματισμούς σχετικά με την αποτελεσματικότητα των επιδοτήσεων σε ΑΠΕ διεγείρει και η θέση των Fagiani, Richstein, Hakvoort & De Vries (2014), οι οποίοι καταλήγουν ότι η υιοθέτηση ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε μείωση των τιμών άνθρακα και κατ' επέκταση μακροχρόνιες επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής από γαιάνθρακα.

Οι Levin, Kwon & Botterud (2019) εξετάζοντας έξι διαφορετικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας, την πυρηνική, τον γαιάνθρακα, τους συνδυασμένους κύκλους φυσικού αερίου (NGCC), την καύση φυσικού αερίου (NGCT), την αιολική και την ηλιακή, αποδεικνύουν ότι ο φόρος άνθρακα είναι πιο αποτελεσματικός στη μείωση των εκπομπών, κυρίως λόγω της εναλλαγής παραγωγής από γαιάνθρακα σε φυσικό αέριο. Οι πολιτικές που υποστηρίζουν άμεσα τις ΑΠΕ, δηλαδή οι τρεις πρώτες κατηγορίες που αναφέρθηκαν παραπάνω, είναι πιο αποδοτικές σχετικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή και παρότι δεν επιφέρουν τόσο υψηλές μειώσεις τις εκπομπές, είναι φιλικές ως προς τον καταναλωτή, καθώς δεν επιβαρύνουν την τιμή ενέργειας.

### **5.1.3. Δασμοί Άνθρακα**

Οι Branstetter & Pizer (2014) αναφέρουν ότι η βέλτιστη λύση αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής προϋποθέτει τη δέσμευση όλων των χωρών, συμπεριλαμβανομένων των αναπτυσσόμενων. Εμφανίζονται όμως πολλές δυσκολίες για τη συμφωνία σε μία κοινή παγκόσμια πολιτική και διεγείρονται ερωτήματα σχετικά με τη σχέση των εθνικών κλιματικών πολιτικών και το διεθνές εμπόριο. Αποτέλεσμα των ανωτέρω είναι το φαινόμενο της «διαρροής άνθρακα», δηλαδή η αύξηση των εκπομπών CO<sub>2</sub> λόγω μονομερούς πολιτικής περιορισμού των εκπομπών άνθρακα μεταξύ χωρών, οι οποίες διατηρούν εμπορικές σχέσεις. Η εμφάνιση του εν λόγω φαινομένου μπορεί να αποδοθεί στο ότι τα αγαθά στις χώρες με τα αυστηρότερα μέτρα προκύπτουν ακριβότερα, άρα προτιμώνται τα εισαγόμενα, οδηγώντας σε μετατόπιση της έντασης άνθρακα στην παραγωγή των χωρών με χαλαρότερα μέτρα και κατ' επέκταση σε αύξηση των εκπομπών σε αυτές (Felder & Rutherford, 1993). Οι Aichele & Felbermayr (2015) εντοπίζουν ότι το

Πρωτόκολλο του Κιότο πυροδότησε την εμφάνιση διαρροής άνθρακα, λόγω μονομερούς δέσμευσης κάποιων χωρών στην πολιτική αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής.

Για την αντιμετώπιση της τάσης αυτής, οι αναπτυγμένες χώρες θεσπίζουν μέτρα όπως οι δασμοί άνθρακα (carbon tariffs), τα FIT, ο φόρος άνθρακα και αντίστοιχες επιδοτήσεις. Με τους δασμούς άνθρακα, χώρες με αυστηρότερα μέτρα για το κλίμα επιβάλλουν δασμούς εισαγωγής σε αγαθά από χώρες με χαλαρότερα μέτρα, σύμφωνα με τις εμπειροχόμενες εκπομπές άνθρακα σε κάθε αγαθό (Larch & Wanner, 2017). Οι Courchene & Allan (2008) θεωρούν ότι η επιβολή δασμών άνθρακα είναι αποτελεσματικότερο μέτρο για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής από το φόρο άνθρακα. Ο Cary (2020) καταλήγει ότι η θέσπιση δασμών επηρεάζει την εγχώρια παραγωγή μέσω της μείωσης αποδοτικότητας, ενώ η ελεύθερη πρόσβαση σε ορυκτά καύσιμα αυξάνει την ένταση και τις εκπομπές άνθρακα, οι οποίες σχετίζονται αρνητικά με τις τιμές πετρελαίου. Συνοπτικά, η επιβολή δασμών αυξάνει την εγχώρια ένταση άνθρακα και δεν μειώνει τις εγχώριες εκπομπές CO<sub>2</sub> (Cary, 2020).

Οι Larch & Wanner (2017) ισχυρίζονται ότι οι δασμοί άνθρακα μειώνουν τις εμπορικές συναλλαγές και την ευημερία στις περισσότερες χώρες, και κυρίως στις αναπτυσσόμενες. Ταυτόχρονα εξηγούν ότι οι φόροι άνθρακα τείνουν να είναι υψηλότεροι στις ευρωπαϊκές χώρες και πολύ χαμηλοί σε χώρες της Αφρικής, Ασίας και Ωκεανίας, με αποτέλεσμα οι πρώτες να επιβάλλουν δασμούς ενώ οι δεύτερες να καλούνται να πληρώσουν. Αναφορικά με τις εκπομπές CO<sub>2</sub> εντοπίζουν μετατόπιση τμήματός των από τις χώρες με χαμηλούς φόρους άνθρακα προς εκείνες με υψηλούς. Συνεπώς, οι δασμοί άνθρακα μειώνουν το φαινόμενο «διαρροής άνθρακα», ενώ ταυτόχρονα οι ερευνητές αποδεικνύουν ότι η εισαγωγή δασμών θα οδηγούσε σε μείωση 0,5% των συνολικών εκπομπών.

## **5.2. Συσχετίσεις εκπομπών άνθρακα**

Οι Aatola, Ollikainen & Toppinen (2013) εντόπισαν σύνδεση μεταξύ των τιμών ηλεκτρισμού, αερίου και γαιάνθρακα και της τιμής δικαιωμάτων εκπομπής της Ευρωπαϊκής Ένωσης EUA. Αντίστοιχα οι Lutz, Pigorsch & Rotfuss (2013) διερευνώντας την επιρροή των ενεργειακών τιμών, των καιρικών φαινομένων και των μακροοικονομικών παραγόντων ρίσκου στην τιμή του άνθρακα, κατέληξαν ότι το αέριο, ο γαιάνθρακας και το πετρέλαιο διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωσή της τελευταίας. Οι Ahamada & Kirat (2018) διερευνούν, μέσω της γαλλικής και της γερμανικής αγοράς ηλεκτρισμού από το 2008 έως το 2010, την τιμή του άνθρακα, στην οποία αλλάζει η συμπεριφορά των ηλεκτροπαραγωγών. Καταλήγουν ότι η εν λόγω τιμή

δεν επηρέαζε την τιμή του ηλεκτρισμού πριν τον Οκτώβριο του 2008, ενώ έκτοτε τόσο οι Γάλλοι όσο και οι Γερμανοί ηλεκτροπαραγωγοί την συμπεριέλαβαν στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος γραμμικά και μη γραμμικά αντίστοιχα. Όταν η τιμή του άνθρακα κυμαίνεται πάνω από 12,57€/ton οι γερμανικές τιμές ηλεκτρισμού εμφανίζονται πιο ευαίσθητες στους περιορισμούς κι αυτό δικαιολογείται από την επικράτηση ενεργειακών πηγών ανεξάρτητων των ορυκτών καυσίμων στη Γαλλία. Παράλληλα, και πάλι επιβεβαιώνουν τη συσχέτιση μεταξύ των τιμών ηλεκτρισμού και των τιμών φυσικού αερίου, γαιάνθρακα και άνθρακα.

Οι Yuan, Ren & Chen (2015) εξετάζοντας στοιχεία από την Κίνα μεταξύ του 2002 και του 2007, κατέληξαν ότι η αύξηση του αστικού πληθυσμού συνεπαγόταν αντίστοιχη αύξηση στην κατανάλωση ενέργειας και έμμεσα στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Ο Cary (2020) αναφέρει ότι η Κίνα είχε τη δυνατότητα μείωσης της έντασης άνθρακα μεταξύ 1996 και 2012, παρόλα αυτά οι κατά κεφαλήν εκπομπές αυξήθηκαν λόγω της ραγδαίας ανάπτυξης της κινεζικής οικονομίας. Αντίστοιχα μειώθηκε η ένταση άνθρακα παγκοσμίως, εν αντιθέσει με τις κατά κεφαλήν εκπομπές. Πιο αναλυτικά, οι ανεπτυγμένες χώρες, χαρακτηριζόμενες από μικρή πληθυσμιακή αύξηση, πέτυχαν τη μείωση τόσο της έντασης άνθρακα όσο και των αντίστοιχων εκπομπών. Στον αντίποδα, η οικονομική ανάπτυξη στις αναπτυσσόμενες χώρες προνοεί την αύξηση των εκπομπών άνθρακα, ανεξαιρέτως της μείωσης της έντασής του (Edelenbosch et al., 2017). Αυτό αποδείχτηκε και από τους Jisheng & Hao (2011), οι οποίοι εξέτασαν τη σχέση μεταξύ της οικονομικής ανάπτυξης και των εκπομπών στην Κίνα από το 1994 έως το 2017 και διαπίστωσαν ότι η ανάπτυξη της οικονομίας είναι ο κύριος παράγοντας παραγωγής αερίων του θερμοκηπίου. Στον αντίποδα, οι Wang et al. (2014) υπογραμμίζουν ότι η Κίνα μείωσε την εξάρτηση από γαιάνθρακα, αύξησε την αποθήκευση άνθρακα στα δάση μέσω αναδασώσεων, ενώ παράλληλα ενσωμάτωσε τη μείωση της έντασης άνθρακα σε μια ολιστική περιβαλλοντική πολιτική.

Οι Al-Mulali & Ozturk (2016) απέδειξαν την εξάρτηση των εκπομπών CO<sub>2</sub> από το ΑΕΠ και για 27 ανεπτυγμένες χώρες, ενώ ο Chang (2015) κατέληξε ότι οι χώρες G7 (Καναδάς, Γαλλία, Γερμανία, Ιταλία, Ηνωμένο Βασίλειο, ΗΠΑ, Ιαπωνία), συγκριτικά με τις χώρες BRICS και επιλεγμένες αναπτυσσόμενες χώρες, απανθρακοποιούν την οικονομία τους, σε αντίθεση με τις τελευταίες. Δεν πρέπει να παραληφθεί όμως ότι οι αναπτυσσόμενες χώρες, λόγω μειωμένης οικονομικής και τεχνολογικής εξέλιξης, είναι διατεθειμένες να επιβαρύνουν το περιβάλλον με ρυπογόνες ουσίες, επειδή η χρήση ορυκτών καυσίμων έναντι ΑΠΕ τους επιτρέπει ταχύτερα κοινωνικοοικονομικά επιτεύγματα (Roberts &



Grimes,1997). Το φαινόμενο αυτό μπορεί να αντιμετωπισθεί με την επιβολή δασμών άνθρακα, όπως αναλύθηκε παραπάνω.

Οι Bashiri & Manso (2012) και οι Shawkat, Khuong Nguyen & Sousa (2014) εξέτασαν την επιρροή των τιμών πετρελαίου, φυσικού αερίου, γαιάνθρακα και ηλεκτρισμού στις εκπομπές και στην τιμή του CO<sub>2</sub> και κατέληξαν ότι στην περίπτωση υψηλών τιμών άνθρακα, η αύξηση των τιμών πετρελαίου μπορεί να οδηγήσει σε απότομη πτώση των εν λόγω τιμών. Ο Zou (2018) χρησιμοποιώντας τις εκπομπές άνθρακα, το ΑΕΠ και τις τιμές πετρελαίου μεταξύ 1987 και 2017 στις ΗΠΑ, παρουσιάζει ότι το ΑΕΠ και οι εκπομπές άνθρακα δεν εμφανίζουν αιτιώδη σχέση κατά Granger. Συνεπώς η οικονομική ανάπτυξη στις ΗΠΑ δεν αυξάνει την κατανάλωση ενέργειας και κατ' επέκταση τις εκπομπές CO<sub>2</sub>. Αναφορικά με τις τιμές πετρελαίου, αποδεικνύεται εκ νέου ότι η αύξησή τους επιφέρει μείωση στην κατανάλωση ενέργειας από καύσιμα και στις εκπομπές άνθρακα, καθώς οι καταναλωτές στρέφονται προς τις ΑΠΕ.

### **5.2.1. Εναλλαγή καυσίμων**

Καθοριστικό μέγεθος στην αγορά διοξειδίου του άνθρακα είναι η τιμή εναλλαγής καυσίμων (fuel-switching price), δηλαδή η τιμή στην οποία συμφέρει η υιοθέτηση καθαρότερων πηγών ενέργειας, οι οποίες πριν την εφαρμογή πολιτικών περιορισμού των εκπομπών δεν ήταν συμφέρουσες οικονομικά. Οι Soliman & Nasir (2019) θεωρούν την εν λόγω τιμή καθοριστικό παράγοντα στην τιμολόγηση της ενέργειας, σε συνδυασμό με τις αλλαγές στην παγκόσμια οικονομία, τις βασικές αρχές προσφοράς και ζήτησης και γεωπολιτικούς κινδύνους. Αναλυτικότερα, εξέτασαν την εξάρτηση των τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου με τις τιμές εκπομπών του EU-ETS, τη χρονική περίοδο από το 2008 έως το 2017, διαπιστώνοντας ισχυρή τάση των δύο ζευγών. Παράλληλα, κατέληξαν ότι η συσχέτιση των ενεργειακών τιμών και των τιμών εκπομπών δεν είναι συμμετρική και τόσο οι ενεργειακές τιμές μεταξύ τους όσο και σε σύγκριση με εκείνες των εκπομπών, είναι πιο πιθανό να μειώνονται παρά να αυξάνονται συγχρόνως. Επιπρόσθετα, απέδωσαν τη μείωση των τιμών ETS στην υιοθέτηση φιλικών προς το περιβάλλον πηγών ενέργειας, όπως το φυσικό αέριο και οι ΑΠΕ, οι οποίες οδηγούν σε πλεόνασμα των δικαιωμάτων εκπομπής και κατ' επέκταση σε μείωση της εν λόγω τιμής.

Οι Chevallier, Nguyen & Reboredo (2019), εξετάζοντας στοιχεία των τιμών πετρελαίου, φυσικού αερίου, γαιάνθρακα, εκπομπών CO<sub>2</sub>, , και την αντίστοιχη τιμή εναλλαγής καυσίμων από το 2010 έως το 2016, εντόπισαν ισχυρή συσχέτιση μεταξύ της τελευταίας και των τιμών γαιάνθρακα και αερίου, θετική και αρνητική αντίστοιχα, ενώ αξίζει να σημειωθεί ότι το κόστος του άνθρακα δεν είναι επαρκές κριτήριο για την εναλλαγή των

χρησιμοποιούμενων καυσίμων, αφού οι τιμές CO<sub>2</sub> εμφανίζουν ασθενή αρνητική συσχέτιση με την τιμή εναλλαγής καυσίμου. Συνεπώς, απαιτείται η εφαρμογή υψηλών τιμών εκπομπών CO<sub>2</sub> ώστε οι παραγωγοί να εγκαταλείψουν τον γαιάνθρακα και να υιοθετήσουν την παραγωγή ηλεκτρισμού από φυσικό αέριο. Ταυτόχρονα, επιβεβαίωσαν ότι οι τιμές ηλεκτρισμού συνδέονται με εκείνες του γαιάνθρακα και του αερίου, θετικά και αρνητικά αντίστοιχα, ενώ οι τελευταίες αλληλοεπηρεάζονται επίσης ισχυρά, σε αντίθεση με τις τιμές CO<sub>2</sub>, που δείχνουν σχετικά ανεξάρτητες από τις ενεργειακές τιμές.

Εξετάζοντας την επιρροή των χαμηλών τιμών φυσικού αερίου στους καταναλωτές και το περιβάλλον, με δεδομένα από τις ΗΠΑ μεταξύ 2001 και 2012, οι Linn & Muehlenbachs (2018) εξηγούν ότι παρά την εναλλαγή από τη χρήση γαιάνθρακα στη χρήση φυσικού αερίου, αν η τιμολόγηση του ηλεκτρισμού γίνεται βάσει του οριακού κόστους της ακριβότερης προσφοράς, είναι πιθανό να μην εμφανιστούν αλλαγές στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας αν η τιμή διαμορφώνεται βάσει της τιμής παραγωγών που χρησιμοποιούν γαιάνθρακα. Σε αντίθεση, αν η τιμή καθορίζεται από τις μονάδες παραγωγής φυσικού αερίου, όντας ακριβότερες από τις αντίστοιχες γαιάνθρακα, τότε θα εμφανιστεί η αναμενόμενη πτώση στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς όμως εναλλαγή των καυσίμων. Οι ερευνητές εξετάζουν και την επιρροή των τιμών φυσικού αερίου στις περιόδους υψηλής και χαμηλής ζήτησης ηλεκτρισμού. Αναλυτικότερα, όταν οι τιμές φυσικού αερίου είναι σχετικά υψηλές, τότε το εν λόγω καύσιμο χρησιμοποιείται σε περιόδους υψηλής ζήτησης συμπληρωματικά. Επομένως η μείωση της τιμής του θα επιφέρει μείωση στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας όταν η ζήτηση είναι στην κορυφή. Τέλος, προτείνουν την εφαρμογή πολιτικών για τον περιορισμό των εξαγωγών φυσικού αερίου γιατί η αύξηση των εξαγωγών συνεπάγεται αύξηση των τιμών, οι οποίες θα κατέληγαν σε περισσότερες εκπομπές και υψηλότερες τιμές ηλεκτρισμού.

Ο Cullen (2015) προσθέτει ότι η τιμή εναλλαγής καυσίμων εξαρτάται, εκτός από τις τιμές των καυσίμων, και από την αποδοτικότητά τους, τη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής από αέριο και την ηλεκτρική ζήτηση. Δεν πρέπει να παραληφθεί δε ότι οι ενδοημερήσιες διακυμάνσεις της ζήτησης απαιτούν συνεχείς εκκινήσεις και παύσεις στην παραγωγή, οι οποίες διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην επιλογή του καυσίμου, ανάλογα με τα αντίστοιχα λειτουργικά κόστη.

Οι Cullen & Mansur (2017), συλλέγοντας δεδομένα σχετικά με τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, τις τιμές καυσίμων και την παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ από το 2006 έως το 2012, κατέληξαν ότι αν οι τιμές του γαιάνθρακα παραμένουν σταθερές και οι τιμές του φυσικού αερίου μειώνονται, προκύπτει μείωση και



των εκπομπών CO<sub>2</sub>, οι οποίες επηρεάζονται από τις τιμές εκπομπών CO<sub>2</sub>, δεδομένης της διατήρησης χαμηλής τιμής φυσικού αερίου. Εάν βέβαια η τιμή του γαιάνθρακα είναι κατά πολύ ανταγωνιστικότερη από του φυσικού αερίου, η αντίστοιχη επιρροή στις εκπομπές σχεδόν μηδενίζεται. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι η μείωση των εκπομπών είναι ραγδαία για χαμηλότερες τιμές CO<sub>2</sub>, ενώ μετά από τα 40\$/ton ο ρυθμός της μείωσης σχεδόν να σταθεροποιείται. Κατά συνέπεια, συμπεραίνεται ότι δεν απαιτείται η επιβολή υψηλών τιμών στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, αποσκοπώντας στη μείωσή τους.

Ο Brehm (2019), στηριζόμενος σε δεδομένα εκπομπών, ηλεκτρικής ζήτησης, παραγωγής από ΑΠΕ, θερμοκρασιακών μεταβολών και τιμών φυσικού αερίου από το 2007 έως το 2013, αποδεικνύει επίσης ότι η αύξηση των τιμών φυσικού αερίου επιφέρει τη μεγαλύτερη αύξηση στις εκπομπές CO<sub>2</sub> όταν οι τιμές του καυσίμου είναι χαμηλές, λόγω της ύπαρξης ανταγωνιστικότητας συγκριτικά με τα κόστη παραγωγής από γαιάνθρακα. Στις υψηλότερες τιμές η επίδραση στα μεγέθη των εκπομπών είναι σχεδόν ανύπαρκτη, καθώς ο γαιάνθρακας ούτως ή άλλως ήταν προτιμητέος εξασφαλίζοντας μικρότερο κόστος παραγωγής ενέργειας. Εν αντιθέσει, καταλήγει ότι η μείωση των εκπομπών λόγω της κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής από φυσικό αέριο δεν σχετίζεται σε τόσο μεγάλο βαθμό με τη διατήρηση χαμηλών τιμών του καυσίμου, λόγω της υψηλής αποδοτικότητας των εν λόγω μονάδων παραγωγής σχετικά με εκείνων του γαιάνθρακα. Οι Fell & Kaffine (2018), εκτός από τις χαμηλές τιμές φυσικού αερίου, αναφέρονται και στην αυξημένη αιολική παραγωγή ενέργειας ως παράγοντα περιορισμού της παραγωγής ενέργειας από γαιάνθρακα και κατ' επέκταση μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub> από το 2008 έως το 2013. Πιο συγκεκριμένα, ο συνδυασμός των δύο παραπάνω φαινομένων επιφέρει καλύτερα αποτελέσματα απ' ό,τι το καθένα χωριστά.

## 6. ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΠΕ)

Η αύξηση των εκπομπών CO<sub>2</sub> μπορεί να αντιμετωπισθεί με την ενίσχυση της υιοθέτησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στην παραγωγή ενέργειας. Συγκεκριμένα οι Sinha, Shahbaz & Sengupta (2018) εξηγούν ότι η κατανάλωση ενέργειας είναι η πιο σημαντική κινητήρια δύναμη για την οικονομική ανάπτυξη, ενώ ακόμη και σήμερα κυριαρχούν τα ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή της. Η αλόγιστη χρήση των ορυκτών καυσίμων, ως μη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, ενέχει πλήθος οικολογικών προβλημάτων, όπως η συνεχής μείωση των φυσικών πηγών αλλά και η αύξηση των εκπομπών άνθρακα. Η κλασική θεωρία της εξέλιξης προτείνει ότι η οικονομική παραγωγή απαιτεί τη χρήση τεχνολογίας, εργασίας, ανθρώπινου και φυσικού κεφαλαίου, ενώ παραλείπει το περιβάλλον και τις φυσικές πηγές ως παράγοντες παραγωγής (Hallegatte, Heal, Fay, & Treguer, 2011). Ως πρωτοπόρος εμφανίζεται ο Malthus το 1798, ο οποίος εισήγαγε την ιδέα ότι η οικονομική παραγωγή εξαρτάται από τα επίπεδα των φυσικών πηγών και την ποιότητα του περιβάλλοντος, ενώ αντίστοιχα οι Kim, Kim & Chae (2014) αναφέρονται σε μια ολιστική προσέγγιση της οικονομικής ανάπτυξης, η οποία λαμβάνει υπόψη τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως η μόλυνση υδάτων και αέρα, η συρρίκνωση των δασικών περιοχών και η εξάντληση των φυσικών πηγών.

Η χρήση ΑΠΕ έγινε αναπόφευκτη για τις περισσότερες χώρες λόγω ποικίλων παραγόντων. Πρώτον, η συνεχής χρήση μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνοδεύεται από υψηλό κόστος. Παράλληλα, σημαντικό ρόλο διαδραματίζει η ενεργειακή ασφάλεια και η ενεργειακή εξάρτηση πολλών χωρών από τις εισαγωγές πετρελαίου, σε συνδυασμό με την αυξημένη πετρελαιοπαραγωγή στις χώρες της Μέσης Ανατολής, όπου λόγω υψηλής αστάθειας δεν μπορούν να θεωρηθούν αξιόπιστοι πάροχοι (Gnansounou, 2008). Η εισαγωγή πετρελαίου δε συνεπάγεται υψηλή μεταβλητότητα στις τιμές του καυσίμου, ο οποίος είναι ένας επιπλέον παράγοντας ρίσκου που εκμηδενίζεται με τη χρήση ΑΠΕ, ιδιαίτερα για τις αναπτυσσόμενες χώρες (Shahbaz, Rasool, Ahmed, & Mahalik, 2016). Τέλος, νομοθετικά πλαίσια όπως το Πρωτόκολλο του Κιότο και η Συμφωνία των Παρισίων για την κλιματική αλλαγή αποτέλεσαν επιπρόσθετες δεσμεύσεις για την υιοθέτηση καθαρής ενέργειας.

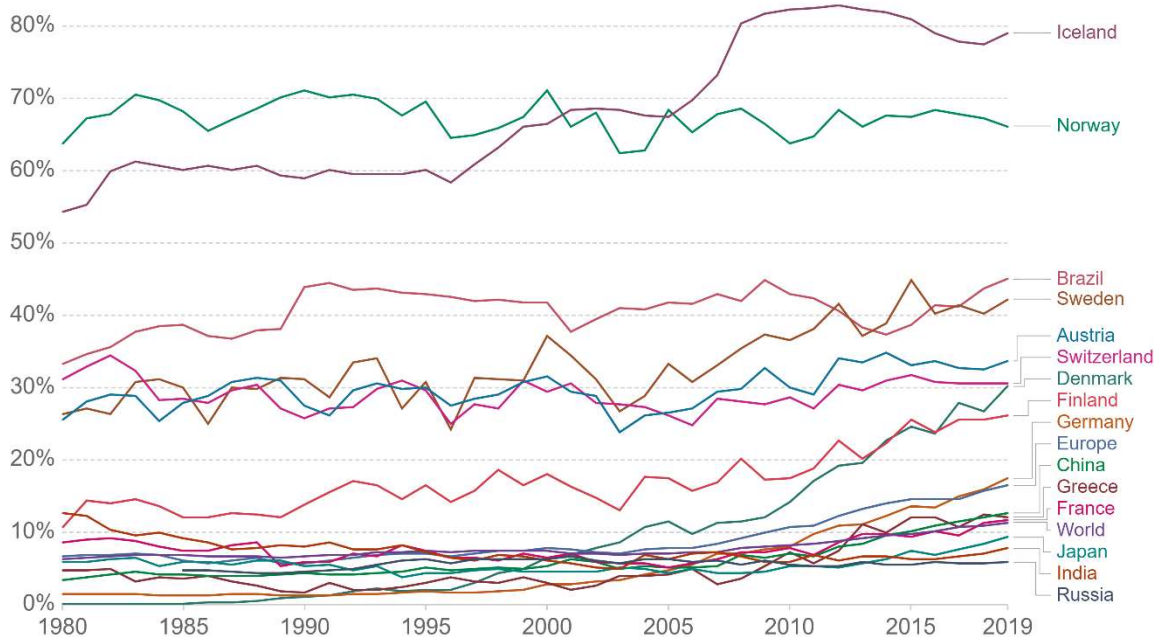
Στο διάγραμμα 17 απεικονίζεται το ποσοστό πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ ανά χώρα, από το 1980 έως το 2019. Αναλυτικά, η Ισλανδία και η Νορβηγία κατέχουν τις πρώτες θέσεις, με ποσοστά που το 2019 αγγίζουν το 80% και 66% αντίστοιχα. Σημαντική αύξηση κατά την πάροδο του χρόνου έχουν σημειώσει και οι άλλες τρεις σκανδιναβικές χώρες

(Σουηδία, Δανία & Φινλανδία). Σταθερά υψηλά ποσοστά, άνω του 25% διατηρούν η Βραζιλία, η Αυστρία και η Ελβετία, ενώ για την υπόλοιπη υφήλιο τα ποσοστά δεν αυξάνονται σημαντικά κατά την πάροδο του χρόνου. Το ποσοστό της Ελλάδας, το 2019, φτάνει μόλις το 12%.

## Share of primary energy from renewable sources

Renewable energy sources includes hydropower, solar, wind, geothermal, bioenergy, wave and tidal. It does not include traditional biofuels, which can be a key energy source especially in lower-income settings.

Our World  
in Data



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2020)

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies energy production from fossil fuels.

Διάγραμμα 17 Ποσοστό πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ (1980-2019), Our World in Data

## 6.1. Οι ΑΠΕ ως Στόχος Βιώσιμης Ανάπτυξης

Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι ο Οργανισμός Ηνωμένων Εθνών (ΟΗΕ) έχει συμπεριλάβει την πρόσβαση σε προσιτή, αξιόπιστη και βιώσιμη ενέργεια για όλους ως έναν από τους 17 στόχους της ατζέντας 2030 για τη βιώσιμη ανάπτυξη. Συγκεκριμένα πρόκειται για το στόχο 7 (Sustainable Development Goal 7, SDG7), ο οποίος σε συνδυασμό με το στόχο SDG13, που αναφέρεται στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, προωθούν την υιοθέτηση ΑΠΕ. Αναλυτικότερα, ο SDG7 στοχεύει μέχρι το 2030 να αυξηθεί η χρήση ΑΠΕ στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα, να διπλασιαστεί ο παγκόσμιος δείκτης ενεργειακής απόδοσης, να προωθηθεί η έρευνα και η τεχνολογία σχετικά με την καθαρή ενέργεια, καθώς και οι αντίστοιχες επενδύσεις, και να αυξηθούν οι απαραίτητες υποδομές κυρίως στις αναπτυσσόμενες χώρες και τα στα μικρά νησιά. Αναφορικά με τον SDG13, προϋποθέτει την υιοθέτηση πολιτικών αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής, τη βελτίωση της εκπαίδευσης και την ενίσχυση της

ευαισθητοποίησης για το εν λόγω θέμα, καθώς και τη δέσμευση των ανεπτυγμένων χωρών για παροχή \$100 δις. ετησίως μέχρι το 2020 στις αναπτυσσόμενες χώρες για προγράμματα αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής.

Οι Nhamo, Nhemachena, Nhamo, Mjimba & Savić (2020) εξετάζουν την εφαρμογή του SDG7 σε 48 χώρες της Ευρώπης και 4 χώρες της Κεντρικής Ασίας. Σύμφωνα με τους Sachs, Schmidt-Traub, Kroll, Lafortune & Fuller (2019), η Αρμενία, η Βουλγαρία, η Φινλανδία, η Ισλανδία, το Μονακό, η Νορβηγία, το Σαν Μαρίνο, η Σλοβενία, η Σουηδία και η Ελβετία έχουν πετύχει τον SDG7, ενώ το Λουξεμβούργο βρίσκεται στην τελευταία θέση και η Ελλάδα αρκετά κοντά στην επίτευξή του. Σύμφωνα με την Παγκόσμια Τράπεζα (2019) το 100% του πληθυσμού της Ευρώπης έχουν φυσική πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα. Στις μη ευρωπαϊκές χώρες συναντάται έντονα ενεργειακή φτώχεια. Ενδεικτικά, η οικονομική επιτροπή των Ηνωμένων Εθνών για την Ευρώπη (UNECE, 2017) σημειώνει τα υψηλά ποσοστά ενεργειακής φτώχειας στις χώρες της Κεντρικής Ασίας, όπως το Τατζικιστάν όπου κάθε νοικοκυριό δαπανά περισσότερο από το 60% του εισοδήματός του σε ενεργειακές ανάγκες. Σχετικά με την αξιοπιστία της παροχής ηλεκτρικού ρεύματος, οι Nhamo et al. (2020) αναφέρουν ότι ο μέσος καταναλωτής σε χώρες της ΕΕ βιώνει μία ή δύο διακοπές ρεύματος το χρόνο και εξηγούν ότι η αξιοπιστία σε πρόσβαση ηλεκτρικού ρεύματος επηρεάζεται από την κλιματική αλλαγή και τις καιρικές συνθήκες. Παράλληλα, υπογραμμίζουν ότι η Ευρώπη είναι ένας από τους παγκόσμιους ηγέτες στον τομέα της έρευνας και ανάπτυξης νέων τεχνολογιών και καινοτομιών στο πεδίο της ενέργειας. Συνολικά, εντοπίζουν δύο ανασταλτικούς παράγοντες σχετικά με την εφαρμογή του SDG7 στην ευρωπαϊκή ήπειρο. Αφενός η Ευρώπη παρουσιάζει υψηλή εξάρτηση στα ορυκτά καύσιμα και αφετέρου κυριαρχούν τάσεις τοπικοποίησης του ενεργειακού τομέα.

## **6.2. Η επιρροή των ΑΠΕ στην οικονομική ανάπτυξη και τις εκπομπές CO<sub>2</sub>**

Με αφορμή τη χρήση ΑΠΕ και την ανάλυση που θα ακολουθήσει για την επιρροή τους στην οικονομική ανάπτυξη, σκόπιμο είναι να γίνει αναφορά στις υποθέσεις που αναφέρονται στη βιβλιογραφία σχετικά με τη συσχέτιση της κατανάλωσης ενέργειας και της οικονομικής ανάπτυξης. Συγκεκριμένα αναφέρονται η υπόθεση ανάπτυξης (growth hypothesis), η υπόθεση συντήρησης (conservation hypothesis), η υπόθεση ανατροφοδότησης (feedback hypothesis) και η υπόθεση ουδετερότητας (neutrality hypothesis). Σύμφωνα με την πρώτη υπάρχει μονοκατευθυντική αιτιώδης συσχέτιση από την ενεργειακή κατανάλωση στην οικονομική ανάπτυξη, ενώ στη δεύτερη παρουσιάζεται

το αντίστροφο, δηλαδή μονοκατευθυντική αιτιώδης συσχέτιση προερχόμενη από την οικονομική ανάπτυξη προς την ενεργειακή κατανάλωση. Η υπόθεση ανατροφοδότησης συνδυάζει τις δύο παραπάνω υποθέσεις και αποδεικνύει αμοιβαία συσχέτιση μεταξύ των δύο εξεταζόμενων μεγεθών, σε αντίθεση με την υπόθεση ουδετερότητας, η οποία αποκλείει κάθε είδους εξάρτηση (Taskin, Vardar, & Okan, 2020).

Εστιάζοντας εν συνεχεία μόνο στις ΑΠΕ και τη συσχέτισή τους με την οικονομική ανάπτυξη η Μενεγάκη (2011) αποδεικνύει την ισχύ της υπόθεσης ουδετερότητας για 27 Ευρωπαϊκές χώρες, ενώ οι Apergis, Payne, Menyah & Wolde-Rufael (2010) υποστηρίζουν την υπόθεση ανατροφοδότησης με δείγμα από 19 ανεπτυγμένες και αναπτυσσόμενες χώρες σχετικά με την επίδραση της πυρηνικής και ανανεώσιμης ενέργειας στην οικονομική ανάπτυξη. Στο ίδιο συμπέρασμα καταλήγουν και οι Tugcu, Ozturk & Aslan (2012) εξετάζοντας ανανεώσιμες και μη πηγές ενέργειας και την οικονομική εξέλιξη στις χώρες G7. Οι Salim & Rafiq (2012) εντόπισαν ότι η οικονομική ανάπτυξη έχει θετικές επιδράσεις στην κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ και απέδειξαν αμοιβαία αιτιώδη συσχέτιση μεταξύ των προαναφερόμενων παραμέτρων στη Βραζιλία, την Κίνα, τις Φιλιππίνες και την Τουρκία. Οι Bhattacharya, Paramati, Ozturk & Bhattacharya (2016) απέδειξαν επίσης ότι οι ανανεώσιμες και μη πηγές ενέργειας επηρεάζουν θετικά την οικονομική ανάπτυξη σε 38 χώρες με έντονη παρουσία ΑΠΕ παγκοσμίως.

Οι Salim, Hassan & Shafiei (2014) παρουσιάζουν μονοκατευθυντική αιτιώδη συσχέτιση από τις ΑΠΕ στην οικονομική ανάπτυξη και αμοιβαία μεταξύ των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της οικονομικής ανάπτυξης σε 29 χώρες του OECD μεταξύ 1980 και 2011. Οι Taskin, Vardar & Okan (2020) αναλύουν δεδομένα σχετικά με την κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ, το ΑΕΠ, τη ζημία εκπομπών και CO<sub>2</sub>, την εξάντληση φυσικών πηγών και δασών, καθώς και το άνοιγμα του εμπορίου (trade openness) μεταξύ 1990 και 2015 για όλες τις χώρες του OECD, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας, και εντοπίζουν μακροχρόνια συσχέτιση μεταξύ της πράσινης οικονομικής ανάπτυξης, της κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ και του ανοίγματος του εμπορίου. Συγκεκριμένα, οι δύο τελευταίοι παράγοντες επηρεάζουν θετικά την πράσινη ανάπτυξη, με το άνοιγμα του εμπορίου να υπερισχύει. Τέλος, οι ερευνητές υποστηρίζουν την υπόθεση ανατροφοδότησης για το δείγμα όλων των χωρών του OECD που ανέλυσαν.

Οι Le, Chang & Park (2020) εξέτασαν στοιχεία από 102 χώρες από το 1996 έως το 2012. Η καινοτομία που εντοπίζεται στην έρευνά τους είναι ότι διαχωρίζουν τις χώρες σε υψηλού, μεσαίου και χαμηλού εισοδήματος, με την Ελλάδα να συγκαταλέγεται στην

πρώτη κατηγορία. Ως αναμενόταν, εντοπίζουν ότι η ενεργειακή κατανάλωση, από ανανεώσιμες και μη πηγές ενέργειας, και οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, είναι μεγαλύτερες στις υψηλά εισοδηματικά χώρες και μειώνονται ανάλογα με τα εισοδηματικά δεδομένα. Όπως και στην προαναφερόμενη βιβλιογραφία, καταλήγουν ότι η κατανάλωση ενέργειας προωθεί την οικονομική ανάπτυξη τόσο στις ανεπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες χώρες, ενώ η οικονομική ανάπτυξη στη συνέχεια ενισχύει την παραγωγή αερίων του θερμοκηπίου. Το πιο ενδιαφέρον εύρημά τους είναι ότι οι πολιτικές προώθησης ΑΠΕ μείωσαν σημαντικά τα επίπεδα εκπομπών μόνο στις χώρες υψηλού εισοδήματος, ενώ η επιρροή τους ήταν ασήμαντη στις υπόλοιπες εισοδηματικές κατηγορίες.

Μία ενδιαφέρουσα προσέγγιση σχετικά με την αλληλεπίδραση της οικονομικής ανάπτυξης και του περιβάλλοντος είναι η περιβαλλοντική καμπύλη Kuznets (environmental Kuznets curve, EKC), η οποία παρουσιάζει τη συσχέτιση μεταξύ της οικονομικής ανάπτυξης και της περιβαλλοντικής υποβάθμισης. Αναλυτικότερα, στα πρώτα στάδια της οικονομικής ανάπτυξης εντοπίζονται δυσμενείς επιπτώσεις για το περιβάλλον και αυξάνεται η ρύπανση, αλλά μετά από κάποιο όριο κατά κεφαλήν εισοδήματος η σχέση αντιστρέφεται, με αποτέλεσμα η οικονομική ανάπτυξη να καταλήγει σε περιβαλλοντική αναβάθμιση (Stern, 2004). Οι Yilanci & Ozgur (2019) ανέλυσαν δεδομένα από τις χώρες G7 και επιβεβαίωσαν την εγκυρότητα της EKC σε Ιαπωνία και ΗΠΑ, ενώ δεν κατάφεραν να την αποδείξουν για τις υπόλοιπες 5 χώρες. Σε αντίθεση, οι Shahbaz, Shafiullah, Παπαβασιλείου & Hammoudeh (2017) κατέληξαν ότι η EKC επιβεβαιώνεται σε Καναδά, Γαλλία, Γερμανία, Ιταλία, Ηνωμένο Βασίλειο και ΗΠΑ.

Οι Ike, Usman, Aloa & Sarkodie (2020) εξέτασαν τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, το ΑΕΠ, την κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ, τον κατά κεφαλήν όγκο εμπορίου και το δείκτη τιμών ενέργειας για τις χώρες G7 με δεδομένα κυρίως μεταξύ 1960 και 2014 και επιβεβαίωσαν την EKC. Ακόμη εντόπισαν ότι οι ενεργειακές τιμές και η κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ μειώνουν τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, με τις ενεργειακές τιμές να εμφανίζουν μεγαλύτερη επίδραση. Αντίθετα, το άνοιγμα εμπορίου διεγείρει την παραγωγή αερίων θερμοκηπίου. Αναφορικά με τις αιτιώδεις σχέσεις, εντοπίστηκε μονοκατευθυντική αιτιώδης συσχέτιση από τις ενεργειακές τιμές, το ΑΕΠ και τις εμπορικές συναλλαγές στις εκπομπές CO<sub>2</sub>, ενώ η κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ τις επηρεάζει έμμεσα μέσω της επιρροής της στις ενεργειακές τιμές, η οποία είναι μονοκατευθυντική και άμεση.

Οι Jaforullah & King (2015) εντοπίζουν επίσης αρνητική συσχέτιση μεταξύ της κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ και των εκπομπών άνθρακα στις ΗΠΑ, μεταξύ 1960 και 2007. Αντίθετα, για το ίδιο χρονικό διάστημα στις ΗΠΑ οι Menyah & Wolde-Rufael (2010) κατέληξαν ότι η πυρηνική ενέργεια βοηθά στη μείωση του CO<sub>2</sub>, ενώ οι ΑΠΕ όχι. Οι Apergis & Payne (2010) εξέτασαν τη δυναμική συσχέτιση μεταξύ εκπομπών άνθρακα, πυρηνικής ενέργειας και ΑΠΕ σε 19 ανεπτυγμένες και αναπτυσσόμενες χώρες από το 1984 έως το 2007 και επιβεβαίωσαν επίσης την αρνητική επίδραση της πυρηνικής ενέργειας στις εκπομπές CO<sub>2</sub>, αποσαφηνίζοντας παράλληλα ότι οι ΑΠΕ δεν είναι σε θέση να μειώσουν τις εκπομπές λόγω της απουσίας τεχνολογίας αποθήκευσης ενέργειας.

Αξίζει να τονιστεί ότι η πράσινη οικονομική ανάπτυξη μίας χώρας δεν συνεπάγεται απαραίτητα τη μείωση των εκπομπών παγκοσμίως. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι περισσότερες χώρες του OECD μείωσαν τις εγχώριες εκπομπές μετατοπίζοντας τη μολυσματική βιομηχανία σε αναπτυσσόμενες χώρες μέσω παγκόσμιων εμπορικών συναλλαγών (Carvalho, Santiago, & Perobelli, 2013). Η τάση αυτή μπορεί να αντιμετωπισθεί με τη θέσπιση δασμών άνθρακα, όπως αναλύεται στο αντίστοιχο κεφάλαιο για την αγορά εκπομπών CO<sub>2</sub>. Σε κάθε περίπτωση δεν πρέπει να παραληφθεί η αναφορά στους ανασταλτικούς παράγοντες υιοθέτησης ΑΠΕ όπως τα υψηλά κόστη νέων υποδομών, οι πολιτικές δυσμενούς τιμολόγησης ενέργειας, οι επενδυτικοί κίνδυνοι, τα κόστη μεταφοράς και η ελλιπής γνώση νέων τεχνολογιών (Beck & Martinot, 2004).

### **6.3. Επενδύσεις σε ΑΠΕ**

Για πολλά χρόνια η τεχνολογία των ΑΠΕ θεωρείτο κοστοβόρα πολυτέλεια, προσιτή μόνο για τις πλούσιες χώρες. Παρόλα αυτά, το 2015 ήταν η πρώτη φορά που οι επενδύσεις σε μη υδατικές ΑΠΕ ήταν μεγαλύτερες στις αναπτυσσόμενες παρά στις ανεπτυγμένες χώρες, και έφτασαν τα \$156 δις κυρίως σε Κίνα, Ινδία και Βραζιλία (FS-UNEP Collaborating Centre, 2016). Πολλές αναπτυσσόμενες χώρες κατέχουν επαρκείς ΑΠΕ, όπως η βιομάζα, η γεωθερμική, ηλιακή και αιολική ενέργεια. Με την ανάπτυξη των ΑΠΕ οι εν λόγω χώρες θα είναι σε θέση να μειώσουν την εξάρτηση από το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, και θα δημιουργήσουν ενεργειακά πορτφόλια ανεπηρέαστα από τη μεταβλητότητα των ενεργειακών τιμών των ορυκτών καυσίμων.

Οι Kutan, Paramati, Ummalla & Zakari (2018) εξετάζουν τις άμεσες ξένες επενδύσεις (foreign direct investment, FDI) σε ΑΠΕ από το 1990 έως το 2012 στις αγορές της Βραζιλίας, Κίνας, Ινδίας και Ν. Αφρικής, λόγω του συνεχώς αυξανόμενου επιπέδου εκπομπών CO<sub>2</sub> τα τελευταία χρόνια σε αυτές. Διευκρινίζουν ότι οι ροές FDI μεταφέρουν

τεχνολογία και καινοτόμες μεθόδους παραγωγής σε χώρες, που μπορούν εύκολα να προωθήσουν και να επιταχύνουν την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ παράλληλα οι υψηλότερες επενδύσεις ενδυναμώνουν την ενεργειακή αποδοτικότητα και αναπτύσσουν οικονομίες χαμηλού άνθρακα, μειώνοντας έτσι τις αντίστοιχες εκπομπές. Στον αντίποδα, ο Sadorsky (2010) κατέληξε ότι οι επενδύσεις FDI δεν είχαν αξιόλογη επιρροή στην ενεργειακή κατανάλωση 22 αναπτυσσόμενων χωρών, εξετάζοντας στοιχεία μεταξύ 1990 και 2006, ενώ απέδειξε ότι οι χρηματιστηριακές αναπτυξιακές μεταβλητές είχαν θετική επιρροή στην ενεργειακή κατανάλωση. Οι Paramati, Ummalla & Apergis (2016) αναφέρουν όμως ότι τόσο οι εισροές FDI όσο και η χρηματιστηριακή κεφαλαιοποίηση ασκούν θετική επίδραση στην κατανάλωση καθαρής ενέργειας.

Στην έρευνά τους οι Kutan, Paramati, Ummalla & Zakari (2018) παρουσιάζουν ότι, μεταξύ των εξεταζόμενων χωρών, στη Βραζιλία και τη Ν. Αφρική υπάρχει μεγαλύτερη αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης από ΑΠΕ, ενώ οι εκπομπές εμφανίζονται μεγαλύτερες σε Κίνα και Ινδία. Οι μεγαλύτερες επενδύσεις FDI εντοπίζονται στη Ν. Αφρική και οι μικρότερες στην Κίνα, όπου υπάρχει και μεγαλύτερη αύξηση της παραγωγής ενέργειας από μη ανανεώσιμες πηγές. Συνολικά, καταλήγουν ότι η κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ συσχετίζεται μακροχρόνια με τις εισροές FDI, όπως και η οικονομική παραγωγή με την κατανάλωση ενέργειας. Αναλυτικότερα, η αύξηση των εισροών FDI, η αύξηση του κατά κεφαλήν εισοδήματος και η τεχνολογία ενισχύουν την κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ η αύξηση των εκπομπών CO<sub>2</sub> την αποθαρρύνει. Όπως ήταν αναμενόμενο, η κατανάλωση ενέργειας από μη ανανεώσιμες πηγές, η αύξηση του πληθυσμού και του κατά κεφαλήν εισοδήματος αποδείχτηκε ότι αυξάνουν τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, ενώ οι ΑΠΕ και η τεχνολογία διαδραματίζουν αντίθετο ρόλο.

Οι Jonson, Azar, Lindgren & Lundberg (2018) ανέπτυξαν ένα μοντέλο βασισμένο σε πράκτορες (agent-based model, ABM), όπου οι πράκτορες είναι εταιρείες ενέργειας και επενδύουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η επέκταση της χωρητικότητας πηγάζει από τις προσδοκίες των πρακτόρων σχετικά με μελλοντικά κέρδη, τα οποία εξαρτώνται από τις μελλοντικές τιμές άνθρακα, τη ζήτηση και τη σύσταση του μίγματος παραγωγής, ενώ όλα τα παραπάνω καθορίζουν την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Το εν λόγω μοντέλο προσομοιάζει χώρες με ζήτηση και καιρικές συνθήκες όπως της Γερμανίας και εξετάζει την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από μονάδες γαιάνθρακα, φυσικού αερίου, ηλιακές φωτοβολταϊκές, αιολικές και ουδέτερες άνθρακα. Κάθε μονάδα χαρακτηρίζεται από το επενδυτικό κόστος, το μεταβλητό λειτουργικό κόστος, την ένταση εκπομπών CO<sub>2</sub>



και τη διάρκεια ζωής, ενώ αναφορικά με το κόστος άνθρακα θεωρείται ότι ακολουθεί την τάση του διαγράμματος i του παραρτήματος.

Τα πρώτα χρόνια, όπου ο φόρος άνθρακα είναι μηδενικός, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας κυριαρχείται από τις μονάδες γαιάνθρακα, συμπληρωμένες με μικρές ποσότητες από μονάδες φυσικού αερίου κατά τις ώρες αιχμής. Με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα οι μονάδες ΑΠΕ και οι ουδέτερες άνθρακα εμφανίζονται ανταγωνιστικότερες από του γαιάνθρακα, ενώ η αιολική ενέργεια είναι η πρώτη που εισάγεται στο ενεργειακό μίγμα. Με τη συνεχόμενη αύξηση της τιμής άνθρακα, ενισχύονται ολοένα οι ουδέτερες άνθρακα μονάδες παραγωγής και η ηλιακή, ενώ η αιολική μειώνεται αντίστοιχα. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται από την εξάρτηση της αιολικής ενέργειας από τις καιρικές συνθήκες και κατ' επέκταση τη διακοπτόμενη παροχή. Η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος αυξάνεται μετά την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, καθώς ο τελευταίος ενσωματώνεται στο μεταβλητό λειτουργικό κόστος των παραγωγικών μονάδων γαιάνθρακα και αερίου. Η αύξηση αυτή της τιμής στη συνέχεια μετριάζεται λόγω της εισαγωγής των ΑΠΕ και των ουδέτερων άνθρακα μονάδων, σε συνδυασμό με την ενίσχυση της παραγωγής από φυσικό αέριο, η οποία παράγει μικρότερες ποσότητες εκπομπών συγκριτικά με τον γαιάνθρακα (Jonson, Azar, Lindgren, & Lundberg, 2018).

Οι Falbo, Pelizzari & Tashini (2019) ανέλυσαν την επιρροή του ETS και των ΑΠΕ στις επενδύσεις σε μονάδες ηλεκτρισμού σε αγορές μόνο ενέργειας. Θεώρησαν καμπύλη αξίας (merit order curve) δύο επιπέδων, λόγω της ύπαρξης δύο ενεργειακών πηγών, συμβατικών και μη αντίστοιχα. Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθεί ότι η “merit order” είναι μία κατάταξη της παραγωγής ηλεκτρισμού, βασιζόμενη σε αυξανόμενα οριακά κόστη. Πρακτικά, οι μη συμβατικές μονάδες παραγωγής, όπως η αιολική, η ηλιακή και η πυρηνική, χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερα χαμηλά οριακά κόστη και συνεπώς το παραγόμενο από αυτές ηλεκτρικό ρεύμα προκύπτει φθηνότερο από τις αντίστοιχες συμβατικές μονάδες γαιάνθρακα ή φυσικού αερίου. Επομένως, αν η παραγωγή από τις μη συμβατικές μονάδες καλύπτει τη ζήτηση, η τιμολόγηση γίνεται βάσει του οριακού κόστους των μονάδων αυτών. Σε αντίθετη περίπτωση, όταν η ζήτηση αυξηθεί και απαιτηθεί η χρήση συμβατικών μονάδων παραγωγής, η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος καθορίζεται βάσει της υψηλότερης οριακής τιμής των μονάδων αυτών.

Στην έρευνα των Falbo, Pelizzari & Tashini (2019) εξετάστηκαν τρία σενάρια ETS με διαβάθμιση στην αρχική συμμετοχή ΑΠΕ και το όριο επιτρεπόμενων εκπομπών και ένα πρότυπο σενάριο BAU, στο οποίο δεν υπάρχει νομοθεσία για εκπομπές. Ενδιαφέρον

παρουσιάζει, ότι οι πράσινες επενδύσεις σε ΑΠΕ είναι υψηλότερες στο σενάριο BAU παρά στα άλλα σενάρια, αμφισβητώντας την αποτελεσματικότητα των ETS, ενώ τα αυστηρότερα όρια εκπομπών δεν ευνοούν τις πράσινες επενδύσεις, καθώς παραμένει ανεπηρέαστη η πιθανότητα υπέρβασης των ορίων. Σε κάθε περίπτωση, αποδεικνύουν ότι αυξάνοντας τις επενδύσεις σε ΑΠΕ προσφέρεται η υψηλότερη κερδοφορία και σε κάθε σενάριο υπάρχουν κίνητρα για τη διατήρηση της χωρητικότητας σε ΑΠΕ σε επίπεδα που να μην ικανοποιούν πλήρως την ηλεκτρική ζήτηση.

#### **6.4. Εικονικό νόμισμα για ΑΠΕ**

Οι Mihaylov et al. (2014) παρουσιάζουν μια ενδιαφέρουσα προσέγγιση σχετικά με την υιοθέτηση ενός εικονικού νομίσματος, του NRGcoin, για την εμπορία ενέργειας από ΑΠΕ σε μικρά δίκτυα. Σύμφωνα με την πρότασή τους, η τοπικά παραγόμενη ενέργεια θα τροφοδοτείται στο δίκτυο και η πληρωμή θα γίνεται σε NRGcoins, τα οποία θα προέρχονται σε μικρό ποσοστό από το πρωτόκολλο NRG, ώστε να εξασφαλίζεται η εισαγωγή χρήματος στο σύστημα, και σε μεγάλο ποσοστό βάσει συνάρτησης, η οποία διαμορφώνεται ανάλογα με την υφιστάμενη προσφορά και ζήτηση τη δεδομένη στιγμή εισαγωγής της ενέργειας στο σύστημα, παρέχοντας έτσι κίνητρο για την εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης. Η εν λόγω συνάρτηση προτείνεται να έχει τη μορφή καμπάνας, έτσι ώστε πολύ χαμηλή ή πολύ υψηλή προσφορά να τιμολογείται χαμηλά, ενώ η υψηλότερη τιμή να δίνεται όταν η προσφορά πλησιάζει τη ζήτηση. Αντίστοιχα, για τη διαμόρφωση της τιμής κατανάλωσης, η συνάρτηση τιμολόγησης θα στοχεύει ώστε η κατανάλωση να μετατοπίζεται στις περιόδους υψηλής παραγωγής ενέργειας, κατά τις οποίες οι τιμές θα φτάνουν στα χαμηλότερα επίπεδα.

Ο πάροχος είναι σε θέση οποιαδήποτε στιγμή να ανταλλάξει τα NRGcoins με ευρώ, και ο καταναλωτής το αντίστροφο. Αν οι δύο προσφορές συμπέσουν η αγοραπωλησία γίνεται απευθείας μεταξύ παρόχου και καταναλωτή, οι οποίοι δεν είναι απαραίτητο να ανήκουν στο ίδιο δίκτυο, ούτε καν στην ίδια χώρα. Η τιμή των NRGcoins καθορίζεται σε μία ανοιχτή αγορά συναλλάγματος σύμφωνα με την προσφορά και ζήτησή τους. Τα NRGcoins, σύμφωνα με τους Mihaylov et al. (2014), προσφέρουν πλήθος πλεονεκτημάτων έναντι του συμβατικού νομίσματος. Συγκεκριμένα, δίνουν τη δυνατότητα αγοράς ενέργειας στο μέλλον ανεξαρτήτως της τιμής τους, παρέχοντας έτσι ασφάλεια έναντι της αύξησης των ενεργειακών τιμών. Έτσι, χρησιμοποιούνται είτε για την αγορά αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας είτε για εξαργύρωση στην αγορά συναλλάγματος, ανάλογα με το τι είναι πιο συμφέρον τη δεδομένη στιγμή. Παράλληλα,

μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως «πράσινα πιστοποιητικά» για τη μέτρηση της παραγόμενης καθαρής ενέργειας από ΑΠΕ.

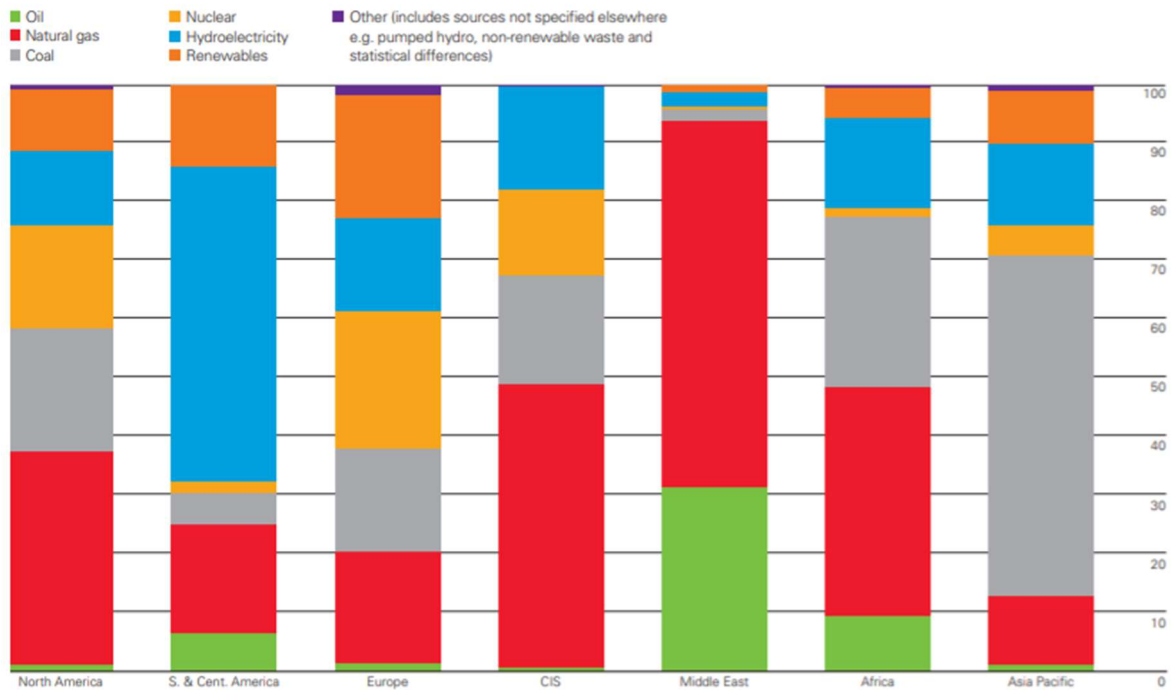
## 7. ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ

Το ηλεκτρικό ρεύμα, σε αντίθεση με τα συνήθη αγαθά, δεν μπορεί να αποθηκευτεί και το γεγονός αυτό καθιστά την εν λόγω αγορά ιδιαίτερη. Ο Edwards (2010) αποσαφηνίζει ότι σε κάθε αγορά ηλεκτρικού ρεύματος η προσφορά και η ζήτηση πρέπει συνεχώς να βρίσκονται σε ισορροπία, προκαλώντας έτσι μεγάλη μεταβλητότητα στις τιμές. Επίσης θεωρεί ότι η ζήτηση μεταβάλλεται κυκλικά και επηρεάζεται από την εποχή, την ημέρα της εβδομάδας και την ώρα της ημέρας, διαμορφώνοντας ένα τυπικό προφίλ ζήτησης για κάθε περιοχή, το οποίο παρουσιάζει έντονη συσχέτιση με τη θερμοκρασία. Οι Morales, Conejo, Madsen, Pinson & Zugno (2014) διακρίνουν τα διαφορετικά κίνητρα των ηλεκτρικών αγορών και συγκεκριμένα αναφέρουν τη βελτίωση της οικονομικής αποδοτικότητας από την πλευρά των διαχειριστών της αγοράς, την εξασφάλιση της αξιοπιστίας, σταθερότητας και ασφάλειας του συστήματος από την πλευρά των διαχειριστών του συστήματος και την ενίσχυση των ΑΠΕ από την πλευρά της πράσινης πολιτικής.

Στο διάγραμμα 18 απεικονίζεται η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος ανά καύσιμο για το έτος 2019 σε κάθε περιοχή. Το φυσικό αέριο έχει κυρίαρχη θέση στη Μέση Ανατολή (60%) και στην Κοινοπολιτεία Ανεξάρτητων Κρατών (CIS,47%), ενώ χρησιμοποιείται περίπου κατά 35% για την παραγωγή ηλεκτρισμού στη Β. Αμερική. Αντίθετα, στην κεντρική και Ν. Αμερική ο υδροηλεκτρισμός εξασφαλίζει πάνω από 50% του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος. Στην Ασία και τον Ειρηνικό ο γαιάνθρακας διαδραματίζει σημαντικό ρόλο με ποσοστό περίπου 60%, ενώ στην Αφρική συμμετέχει στην ηλεκτροπαραγωγή σαν δεύτερο καύσιμο μετά το φυσικό αέριο. Αναμενόμενα είναι και τα υψηλά ποσοστά χρήσης πετρελαίου στη Μέση Ανατολή (30%), λόγω των μεγάλων κοιτασμάτων της εν λόγω περιοχής. Αποθαρρυντικά είναι τα σχεδόν μηδενικά ποσοστά ΑΠΕ σε CIS και Μέση Ανατολή, χωρίς παράλληλα να είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικά ακόμη και σε Ευρώπη και Β. Αμερική, όπου είναι μικρότερα του 20%.

### Regional electricity generation by fuel 2019

Percentage



Διάγραμμα 18 Παραγωγή ηλεκτρισμού ανά καύσιμο (2019), BP (2020)

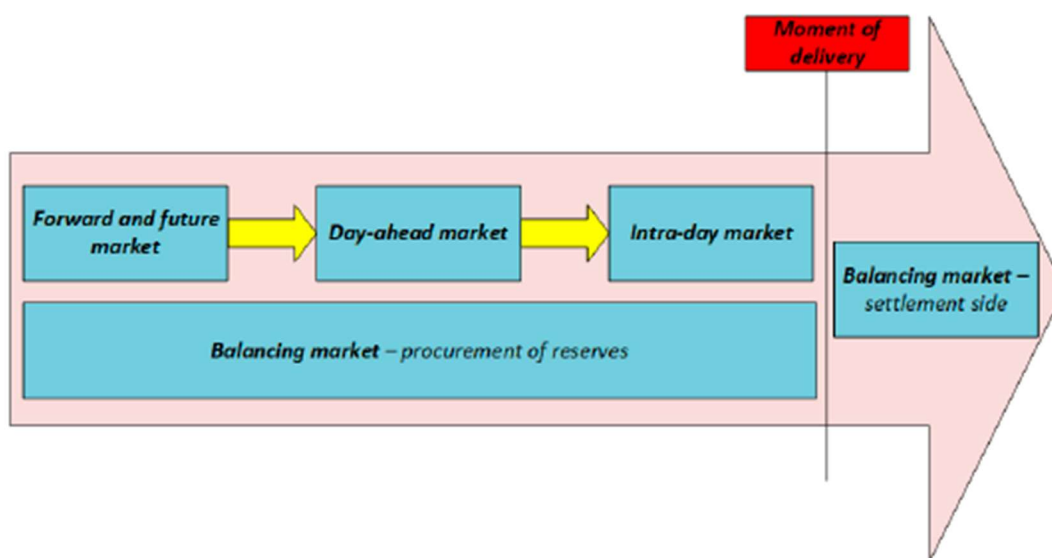
## 7.1. Τύποι αγορών ηλεκτρισμού

Όσον αφορά την ιστορική εξέλιξη της αγοράς ηλεκτρισμού οι Beus, Pavić, Stritof, Capuder & Pandzic (2018) αναφέρουν ότι ακόμη και πριν μερικές δεκαετίες ο τομέας ηλεκτρισμού στην Ευρώπη ήταν οργανωμένος βάσει του κρατικού μονοπωλίου, ενώ σε κάθε κράτος επικρατούσε μία ή περισσότερες κάθετα ολοκληρωμένες εταιρείες, οι οποίες ήταν υπεύθυνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και παροχή του ηλεκτρικού ρεύματος. Οι συνθήκες για το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρισμού εισάγονται με την οδηγία 2003/54/EK, ενώ η οδηγία 2009/72/EK εγκαθιδρύει τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). Σύμφωνα με την επίσημη ιστοσελίδα του Οργανισμού<sup>4</sup> η αποστολή του είναι «να βοηθά και να συντονίζει τις δράσεις των εθνικών ρυθμιστικών αρχών ενέργειας (PAE) σε επίπεδο ΕΕ και να εργάζεται με γνώμονα την ολοκλήρωση της ενιαίας ευρωπαϊκής ενεργειακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου». Σημειώνεται ότι βασικός στόχος πανευρωπαϊκά είναι η ίδρυση μίας ανταγωνιστικής εσωτερικής ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρισμού, ενώ στην κατεύθυνση αυτή η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε το πακέτο «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (Beus *et. al*, 2018).

<sup>4</sup> [https://www.acer.europa.eu/el/The\\_agency/Mission\\_and\\_Objectives/Pages/default.aspx](https://www.acer.europa.eu/el/The_agency/Mission_and_Objectives/Pages/default.aspx)

Στο διάγραμμα 19 απεικονίζονται χρονικά οι διαφορετικοί τύποι αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με το KU Leuven Energy Institute (2015). Πιο αναλυτικά, οι προθεσμιακές αγορές (forward and future market) αφορούν μακροπρόθεσμες αγορές, οι οποίες πραγματοποιούνται χρόνια πριν τη διανομή του ρεύματος. Οι Beus *et. al* (2018) επισημαίνουν ότι οι εν λόγω αγορές μειώνουν την έκθεση στη μεταβλητότητα των τιμών, ενώ παράλληλα αναφέρουν τους δύο τρόπους χονδρικής εμπορίας ηλεκτρισμού, και συγκεκριμένα τα διμερή συμβόλαια (bilateral trading), στα οποία οι παραγωγοί και οι πελάτες διαπραγματεύονται απ' ευθείας και συμφωνούν στην τιμή του ρεύματος, και τις χρηματιστηριακές συναλλαγές, οι οποίες συνήθως πραγματοποιούνται σε δημοπρασίες και η τιμή προκύπτει μέσω της ισορροπίας προσφοράς και ζήτησης. Ακόμη εξηγούν ότι στις αγορές επόμενης ημέρας (Day-Ahead Markets, DAM) οι συναλλαγές ηλεκτρικού ρεύματος πραγματοποιούνται μία ημέρα πριν τη διανομή του, ενώ στις ενδοημερήσιες αγορές (Intra-Day Markets, IM) την ημέρα της διανομής, συμπληρώνοντας τις DAM και εξασφαλίζοντας έτσι ισορροπία μεταξύ των προσφερόμενων και ζητούμενων ποσοτήτων, η οποία μπορεί να είχε διαταραχθεί λόγω απρόβλεπτων παραγόντων.

Όσο αφορά την αγορά εξισορρόπησης, σύμφωνα με τη ΡΑΕ αποτελείται από τρεις συνιστώσες και συγκεκριμένα την Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης, την Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης και την Εκκαθάριση Αποκλίσεων. Η Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού ΔΕΠ εξασφαλίζει την ύπαρξη επαρκών εφεδρειών πριν τον πραγματικό χρόνο κι έχει περίοδο ανακατανομής 30 λεπτά, ενώ η ενέργεια εξισορρόπησης, η ισχύς εξισορρόπησης και οι αποκλίσεις εκκαθαρίζονται ανά 15 λεπτά.



Διάγραμμα 19 Τύποι αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, KU Leuven Energy Institute (2015)

Επιπρόσθετα, οι αγορές πραγματικού χρόνου (Real-time market, RTM), όπως αλλιώς αναφέρονται οι αγορές εξισορρόπησης, προσφέρουν μία αποδοτική πλατφόρμα συναλλαγών για μικρές αποκεντρωμένες ενεργειακές πηγές (Distributed Energy Resources, DER) και την απόκριση της ζήτησης (Demand Response DR), ώστε να παρέχονται εξισορροπητικές υπηρεσίες κατά τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος (Salvador & Cornejo, 2013). Επισημαίνεται ότι οι μικρές DERs και η DR υπερτερούν στην ταχύτητα παροχής εξισορροπητικών υπηρεσιών, η οποία μπορεί να διαμορφωθεί στα 5 λεπτά, εν αντιθέσει με τα 15-20 λεπτά που παρέχουν οι μεγάλες συμβατικές παραγωγικές μονάδες. Παρόλα αυτά, οι Wang *et al.* (2015) αναγνωρίζουν ότι σε όλες τις ηλεκτρικές αγορές απαιτούνται διμερή συμβόλαια μεταξύ των οργανισμών διανομής και μεγάλων κεντρικών παραγωγών, οι οποίοι παρέχουν και την πλειονότητα των εξισορροπητικών υπηρεσιών, έχοντας έτσι δυνατότητα αύξησης των τιμών. Σε αντίθεση, οι παρεχόμενες υπηρεσίες από DER και DR συμβάλλουν στη μείωση του λειτουργικού κόστους και κατ' επέκταση των τιμών αγοράς.

Ο Cramton (2017) αναγνωρίζει ότι η αγορά ηλεκτρισμού είναι δυναμική, καθώς επηρεάζεται συνεχώς από παράγοντες όπως η διάδοση των ΑΠΕ, η απόκριση της ζήτησης, η κατανομημένη παραγωγή ενέργειας, τα «έξυπνα» σπίτια και η αποθήκευση σε μπαταρίες. Διακρίνει ότι ο βασικός στόχος του σχεδιασμού της εν λόγω αγοράς είναι η αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικού ρεύματος στο ελάχιστο κόστος. Παράλληλα, εντοπίζει ότι οι διαφορές στον σχεδιασμό των αγορών πηγάζουν από τα χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής και την ιστορική εξέλιξη από τους μονοπωλιακούς οργανισμούς. Ως παράδειγμα αναφέρεται η αγορά “Nord Pool”, στην οποία απλοποιείται το οικονομικό πρόβλημα λόγω της ευελιξίας των υδατικών πηγών και της δυνατότητας αποθήκευσης ή αποδέσμευσης ενέργειας βάσει του κόστους ευκαιρίας. Σε αντίθεση, στη Βραζιλία, παρότι κι εκεί κυριαρχεί η υδροηλεκτρική ενέργεια, λόγω της άσχημης οικονομικής κατάστασης, της ταχείας ανάπτυξης και της ύπαρξης ακραίων φαινομένων ξηρασίας, η αγορά στρέφεται στην αναζήτηση νέων πηγών ενέργειας μέσω μακροπρόθεσμων συμβάσεων (Dutra & Menezes, 2017).

## 7.2. Τιμές ηλεκτρικού ρεύματος

Μία εταιρεία διανομής ηλεκτρικού ρεύματος σε μία απελευθερωμένη αγορά αναζητά τη φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια από διαφορετικές πηγές, συμβατικές ή ΑΠΕ. Οι Iimura & Cross (2018) υποστηρίζουν ότι τα επενδυτικά κόστη των υποδομών ΑΠΕ διοχετεύονται ευκολότερα στις τιμές ρεύματος των νοικοκυριών παρά της βιομηχανίας, κυρίως λόγω των εθνικών πολιτικών σχετικά με τη διεθνή ανταγωνιστικότητα. Για το

λόγο αυτό, θεωρούν ότι παρουσιάστηκε αύξηση των τιμών ηλεκτρικού ρεύματος σε αρκετές χώρες παράλληλα με την αύξηση της ανανεώσιμης ενέργειας. Στο ίδιο συμπέρασμα καταλήγουν και οι Moreno, Lopez & Garcia-Alvarez (2012) κατόπιν εξέτασης 27 χωρών της ΕΕ μεταξύ 1998 και 2009. Παρόλα αυτά, σε μία ανοικτή αγορά η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ αγοράζεται πρώτη λόγω του χαμηλού οριακού κόστους παραγωγής, το οποίο οφείλεται στην απουσία ορυκτών καυσίμων.

Οι Iimura & Cross (2018) εξέτασαν τις τιμές ηλεκτρικού ρεύματος των νοικοκυριών, τις περιβαλλοντικές πολιτικές, την ενεργειακή ασφάλεια, την οικονομική ανάπτυξη και τη μορφή των αγορών ηλεκτρικού ρεύματος στις χώρες G7, από το 1991 έως το 2014, και κατέληξαν ότι οι τιμές ηλεκτρικού ρεύματος για τα νοικοκυριά είναι γενικά υψηλότερες από εκείνες της βιομηχανίας. Οι ερευνητές, βασιζόμενοι σε στατικό μοντέλο, παραθέτουν ακόμη ότι οι τιμές ηλεκτρικού ρεύματος των νοικοκυριών μειώνονται κατά την απελευθέρωση της αγοράς, ενώ αυξάνονται με την αυξανόμενη χρήση ΑΠΕ, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω. Στο σημείο αυτό προκύπτει αποκλίνουσα συμπεριφορά των τιμών αναφορικά με τη χρήση ΑΠΕ και τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, καθώς ο τελευταίος παράγοντας σχετίζεται θετικά με τις τιμές, δηλαδή η μείωση των εκπομπών επιφέρει και μείωση των τιμών. Καθώς η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και οι εκπομπές CO<sub>2</sub> συνδέονται άμεσα, αλλά έχουν αντίθετες επιρροές στην τιμολόγηση του ηλεκτρικού ρεύματος, προκύπτει εξισορρόπηση των τιμών και η επιρροή τους τελικά αλληλοακυρώνεται. Τέλος, η ενεργειακή εξάρτηση και η οικονομική ανάπτυξη επηρεάζουν θετικά τις τιμές, ενώ προβληματισμό διεγείρει το εύρημα ότι με την αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος μειώνονται οι ενεργειακές τιμές. Στην ανάλυση του δυναμικού μοντέλου, η επίδραση των ΑΠΕ δεν προκύπτει σημαντική στατιστικά.

Οι Fuinhas & Marques (2012) αναλύοντας την ανάπτυξη του δικτύου ενέργειας στις οικονομίες της Βόρειας Ευρώπης, απέδειξαν αμοιβαία αιτιώδη συσχέτιση μεταξύ του ΑΕΠ και της ενέργειας, από το 1965 έως το 2009. Αντίστοιχα οι Sarwar, Chen & Waheed (2017) κατέληξαν σε συσχέτιση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, της οικονομικής ανάπτυξης και της τιμής πετρελαίου. Ο Gang (2008) επισημαίνει ότι η τιμή της ενέργειας στον Καναδά, την Κίνα, την Ινδία, την Ιαπωνία και τη Γαλλία σχετίζεται με την οικονομική ανάπτυξη και την ενεργειακή κατανάλωση. Στην ίδια κατεύθυνση, τρεις δεκαετίες νωρίτερα, οι Kraft & Kraft (1978) με δεδομένα από τις ΗΠΑ μεταξύ του 1947 και του 1974 κατέληξαν ότι υπάρχει αιτιώδης σχέση μεταξύ του ΑΕΠ και της ενεργειακής κατανάλωσης. Συνεπώς, η οικονομική ανάπτυξη επιφέρει αύξηση στην κατανάλωση ενέργειας.



Οι Wang, Su, Li & Ponce (2019) συλλέγοντας δεδομένα από 186 αγορές παγκοσμίως την περίοδο από το 1980 έως το 2015, κατόπιν ανάλυσης ελαχίστων τετραγώνων διαπιστώνουν ότι η αστικοποίηση επιδρά θετικά στην κατανάλωση ενέργειας στις χώρες μεσαίου εισοδήματος αλλά αρνητικά σε εκείνες με υψηλά εισοδήματα, γεγονός που μπορεί να αποδοθεί στο ότι οι τελευταίες εμφανίζουν ήδη υψηλά επίπεδα αστικοποίησης. Η ανάλυση αιτιότητας κατά Granger υποδεικνύει επιπρόσθετα ότι σε χώρες με υψηλά εισοδήματα εμφανίζεται μονομερής αιτιότητα από τις ενεργειακές τιμές στην ενεργειακή κατανάλωση, η οποία είναι ανεξάρτητη του ΑΕΠ και της αστικοποίησης. Αντίθετα η ανάλυση με IRF (Impulse response functions) εντοπίζει θετική συσχέτιση της αστικοποίησης, του ΑΕΠ και των ενεργειακών τιμών με την ενεργειακή κατανάλωση, με εξαίρεση τις χώρες υψηλού εισοδήματος όπου οι ενεργειακές τιμές σχετίζονται αρνητικά με την κατανάλωση ενέργειας. Σημειώνεται ότι η Ελλάδα κατατάσσεται στις χώρες υψηλής εισοδηματικής τάξης.

Στα πλαίσια της κοινής λογικής, αξίζει να αναφερθεί ότι η ενέργεια αποτελεί φυσικό αγαθό, συνεπώς η αύξηση των ενεργειακών τιμών οδηγεί σε μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης, η οποία κατ' επέκταση επιφέρει μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> (Asafu-Adjaye, 2000). Ενδιαφέρον επίσης παρουσιάζει η έρευνα των Yuan, Liu & Wu (2010), η οποία επιβεβαιώνει μεν ότι η αύξηση των ενεργειακών τιμών μειώνει την ενεργειακή κατανάλωση μακροχρόνια, αλλά την αυξάνει στο βραχυχρόνιο ορίζοντα.

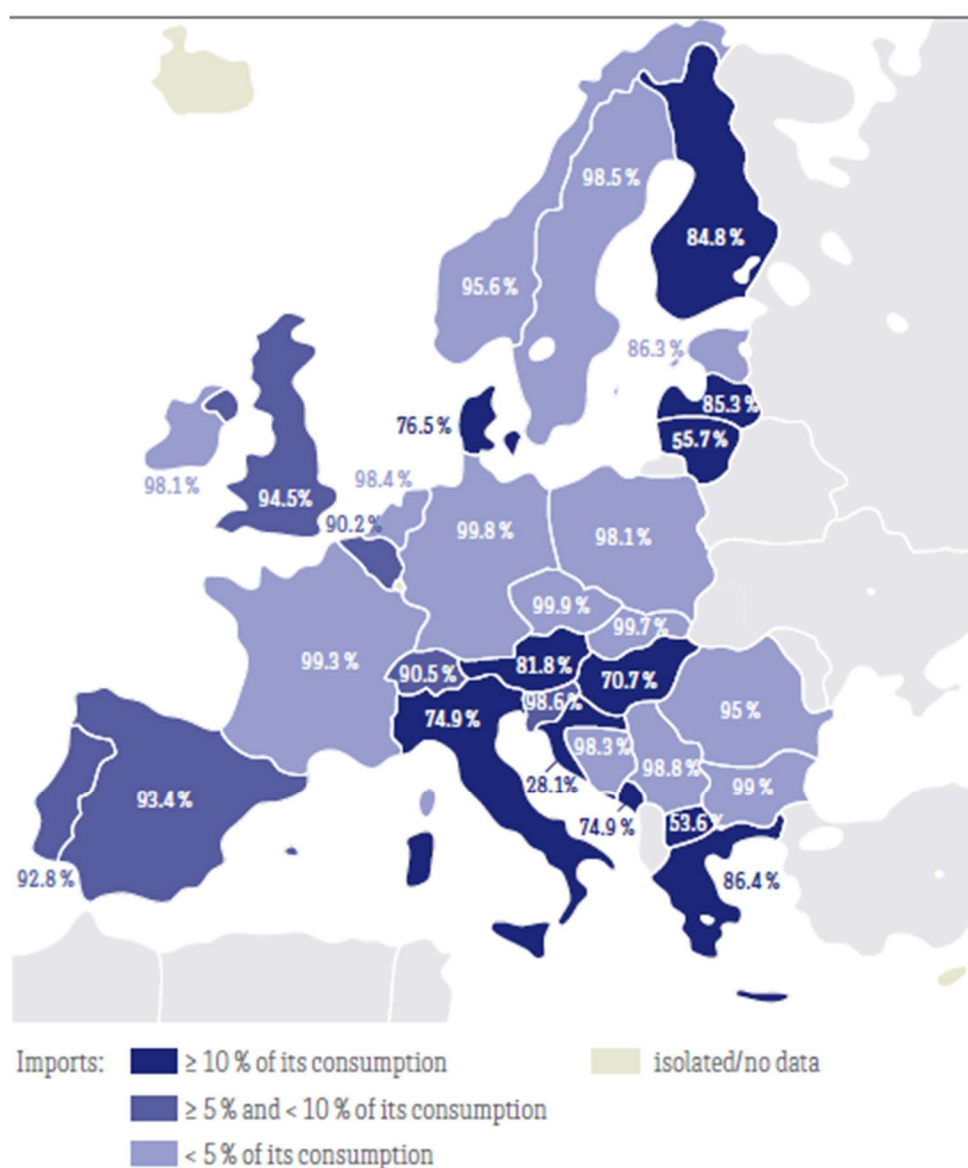
Σχετικά με τις μεθόδους τιμολόγησης, ο Φουλίδης (2018) συγκρίνει την κομβική και τη ζωνική τιμολόγηση και καταλήγει ότι η κομβική τιμολόγηση είναι πιο αποτελεσματική σε μία ανταγωνιστική αγορά, κρίνοντας με γνώμονα τη συμφόρηση του ηλεκτρικού δικτύου και τονίζοντας ότι στην τιμολόγηση των κόμβων λαμβάνονται υπόψιν οι φυσικοί περιορισμοί του δικτύου. Από την άλλη πλευρά όμως ως μέθοδος τιμολόγησης είναι ιδιαίτερα περίπλοκη, με αποτέλεσμα να προτιμάται η τιμολόγηση σε ζώνες. Οι Wang *et al.* (2015) αποδίδουν τη χρήση ζωνικής τιμολόγησης στην Ευρώπη σε διασυνοριακές απαιτήσεις μεταξύ των εκάστοτε κυβερνήσεων και υπογραμμίζουν την απαίτηση επαρκούς χωρητικότητας του δικτύου διανομής για την αποτελεσματική εφαρμογή της εν λόγω πολιτικής.

### **7.3. Ενοποίηση Αγοράς Ηλεκτρισμού**

Στους χάρτες 3 & 4 παρουσιάζονται ανά χώρα πανευρωπαϊκά για το 2017 τα ποσοστά εξαγωγών της παραγόμενης ενέργειας και τα ποσοστά καταναλωθείσας ενέργειας, που καλύπτεται από την εγχώρια παραγωγή, αντίστοιχα. Κατά συνέπεια, είναι φανερό ότι



διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρισμού πριν την απελευθέρωση της αγοράς, με χρήση μακροπρόθεσμων διμερών συμβολαίων. Εντοπίζουν ότι η ίδρυση μίας εσωτερικής ενεργειακής αγοράς θα εξασφαλίσει χαμηλότερο ενεργειακό κόστος και συνεπώς χαμηλότερες και πιο σταθερές τιμές, ενώ παράλληλα θα διευκολύνει την εισαγωγή φιλικών προς το περιβάλλον μεθόδων παραγωγής και θα διασφαλίσει την ενεργειακή ασφάλεια εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Για την επίτευξη μιας ενοποιημένης αγοράς, εκτός από τις προ απαιτούμενες διασυνδέσεις, κρίνεται απαραίτητη η πλήρης απελευθέρωση του ενεργειακού τομέα και η ομογενοποίηση των νομοθετικών πλαισίων υπερεθνικά.



Χάρτης 4 Ποσοστά καταναλωθείσας ενέργειας από εγχώρια παραγωγή (2017), ENTSO-E, Electricity in Europe 2017

Στην έρευνά τους οι Batalla-Bejerano, Paniagua & Trujillo-Baute (2019), εξετάζοντας στοιχεία από 38 ευρωπαϊκές χώρες από το 2003 έως το 2015 μέσω μοντέλου βαρύτητας, καταλήγουν ότι οι συναλλαγές ηλεκτρισμού καθορίζονται από τη ζήτηση των εισαγωγέων, ενώ βραχυπρόθεσμα οι τιμές αντικατοπτρίζουν τις αντίστοιχες ελλείψεις ή πλεονάσματα. Σημειώνεται δε ότι η ενοποίηση της ενεργειακής αγοράς (Energy Market Integration,EMI) ενισχύει τις συναλλαγές των συμμετεχόντων σε αυτή έως και 39%, ενώ αντίστοιχα μειώνονται οι συναλλαγές των μη μελών. Σε κάθε περίπτωση το διεθνές εμπόριο προσφέρει τη δυνατότητα μείωσης των ενεργειακών αποθεμάτων και εισαγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από γειτονικές χώρες με χαμηλότερο κόστος.

Οι Costa-Campi, Paniagua & Trujillo (2017), χρησιμοποιώντας μοντέλο βαρύτητας, εξέτασαν τις άμεσες ξένες επενδύσεις (Foreign Direct Investment, FDI) από 190 χώρες το διάστημα 2003-2012 και απέδειξαν ότι η ενοποίηση της αγοράς ηλεκτρισμού μεταξύ Πορτογαλίας και Ισπανίας, μέσω της Ιβηρικής ηλεκτρικής αγοράς (MIBEL), αύξησε τα αντίστοιχα FDI μεταξύ τους και ιδιαίτερα τις επενδύσεις προερχόμενες από την Ισπανία, γεγονός που επιβεβαιώνει ότι η χώρα με τις αρχικά υψηλότερες ηλεκτρικές τιμές ωφελείται σε μεγαλύτερο βαθμό. Παράλληλα, κατέληξαν ότι στην ενοποιημένη αγορά οι επενδύσεις FDI επηρεάζονται περισσότερο από το μηχανισμό σταθεροποίησης των τιμών παρά από τη μείωση ή σύγκλιση τους. Η ενοποιημένη ενεργειακή αγορά, εκτός από την αύξηση των αμοιβαίων επενδύσεων μεταξύ των χωρών που συμμετέχουν σε αυτή, ενισχύει τις επενδύσεις μόνο των γειτονικών χωρών, ενώ δεν επηρεάζει τις υπόλοιπες χώρες παγκοσμίως.

Οι Newbery, Strbac & Viehoff (2016) αναφέρονται στη χρήση της πλατφόρμας δημοπρασιών Euphemia, η οποία επιτρέπει την αποδοτική διανομή του ηλεκτρικού ρεύματος διασυνοριακά εντός της ΕΕ και εξηγούν ότι η σύζευξη των χωρών εξασφαλίζει κοινές τιμές χονδρικής του ηλεκτρισμού σε κάθε χώρα, εξαιρουμένης της περίπτωσης περιορισμού λόγω πλήρους αξιοποίησης της διασύνδεσης. Για τον υπολογισμό των πιθανών οφελών από την ενοποίηση της αγοράς ηλεκτρισμού χρησιμοποίησαν μοντέλα προσομοίωσης της αγοράς με και χωρίς σύζευξη, ενώ ταυτόχρονα εξέτασαν ξεχωριστά κάθε διασύνδεση πριν και μετά από τις μεταρρυθμίσεις. Τελικά καταλήγουν ότι τα οφέλη ολοκλήρωσης της εν λόγω αγοράς μπορούν να φτάσουν τα 3,9 δις. € ετησίως και προτείνουν να διασφαλίζεται η δίκαια κατανομή τους, η οποία θα λειτουργήσει ως κίνητρο για επενδύσεις στη βελτίωση των υφιστάμενων διασυνδέσεων. Δεν πρέπει να παραληφθεί ότι, ως υπέρμαχοι της ενοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού, τονίζουν ότι τα οφέλη αυτής θα υπερτερούν του απαιτούμενου κόστους για τον ανασχεδιασμό της.

## 8. ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΙΜΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ, ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

Στην παρούσα ενότητα θα εξετασθούν οι τιμές φυσικού αερίου, πετρελαίου, γαιάνθρακα, δικαιωμάτων εκπομπών και η οριακή τιμή ηλεκτρικού ρεύματος, σε μηνιαία βάση από τον Ιανουάριο του 2014 έως τον Νοέμβριο του 2020. Για το φυσικό αέριο λήφθηκε η τιμή TTF Ολλανδίας, ως αντιπροσωπευτική και για τα ελληνικά δεδομένα, αφού όπως εξηγήθηκε στην αντίστοιχη ενότητα οι τιμές φυσικού αερίου πανευρωπαϊκά εμφανίζουν ισχυρή συσχέτιση. Για το πετρέλαιο εξετάζονται οι τιμές Brent, όντας ο κυρίαρχος δείκτης πετρελαίου για την ευρωπαϊκή αγορά, ενώ στο γαιάνθρακα λαμβάνεται η παγκόσμια τιμή δεδομένης της ενοποίησης της εν λόγω αγοράς. Σχετικά με τα δικαιώματα εκπομπών, οι τιμές αφορούν τα EUA του EU ETS, ενώ για τιμές ηλεκτρικού ρεύματος έχουν ληφθεί οι οριακές τιμές της ελληνικής αγοράς. Οι τιμές πετρελαίου και γαιάνθρακα προέρχονται από το Trading Economics, του φυσικού αερίου από το elexyς, των EUA από το EMBER και του ηλεκτρικού ρεύματος από τον ΑΔΜΗΕ.

### 8.1. Φυσικό αέριο

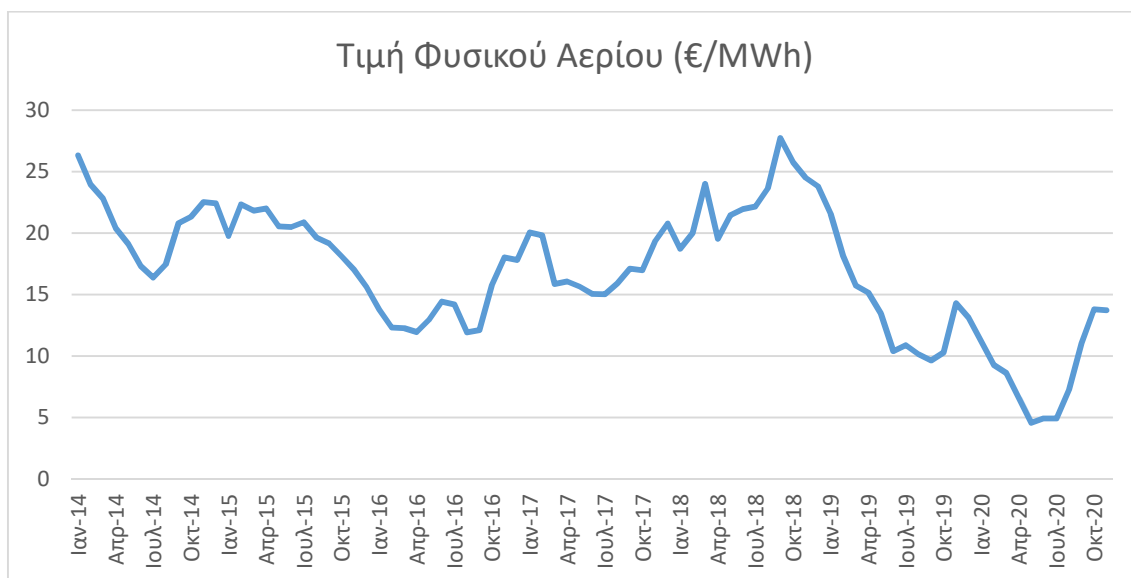
Οι τιμές φυσικού αερίου εκφράζονται σε €/MWh και τα περιγραφικά μέτρα που προκύπτουν κατόπιν ανάλυσης στο SPSS είναι τα ακόλουθα:

Πίνακας 1 Περιγραφικά Μέτρα Φυσικού Αερίου TTF (2014-2020)

Descriptives		Statistic	Std. Error
NaturalGas	Mean	16,8135	,57720
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound Upper Bound	
		15,6653 17,9617	
	5% Trimmed Mean	16,9413	
	Median	17,1100	
	Variance	27,653	
	Std. Deviation	5,25858	
	Minimum	4,55	
	Maximum	27,74	
	Range	23,19	
	Interquartile Range	7,67	
	Skewness	-,330	,264
	Kurtosis	-,414	,523

Συγκεκριμένα, η μέση τιμή για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα είναι 16,81€/MWh, παρουσιάζοντας μεγάλο εύρος της τάξεως των 23€/MWh, καθώς και μεγάλη τυπική απόκλιση 5,26€/MWh, μέγεθος ίσο περίπου με το 1/3 της μέσης τιμής.

Στο διάγραμμα 20 αποτυπώνεται η διακύμανση των τιμών με την πάροδο του χρόνου. Σε γενικές γραμμές είναι αισθητή η αύξηση των τιμών κατά τους χειμερινούς μήνες, η οποία αποδίδεται στις χαμηλές θερμοκρασίες και στην αυξημένη ζήτηση για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης. Το ιστορικό χαμηλό που εμφανίζεται την άνοιξη του 2020 αποδίδεται στις επιπτώσεις της πανδημίας του Covid-19. Η τάση διακύμανσης των τιμών συμπίπτει με εκείνη των τιμών πετρελαίου, όπως θα αναλυθεί παρακάτω. Η συσχέτιση είναι λογική καθώς στις ευρωπαϊκές αγορές εξακολουθεί να ισχύει η πετρελαϊκή εξάρτηση στην εν λόγω αγορά.



Διάγραμμα 20 Τιμές Φυσικού Αερίου TTF (2014-2020), elexys

## 8.2. Πετρέλαιο

Οι τιμές πετρελαίου Brent εκφράζονται σε \$/βαρέλι και για τη συγκεκριμένη ενότητα θα εξετασθούν σε εβδομαδιαία βάση, καθώς είναι διαθέσιμα τα αντίστοιχα δεδομένα. Τα μέτρα θέσης και διασποράς φαίνονται στον πίνακα 2.

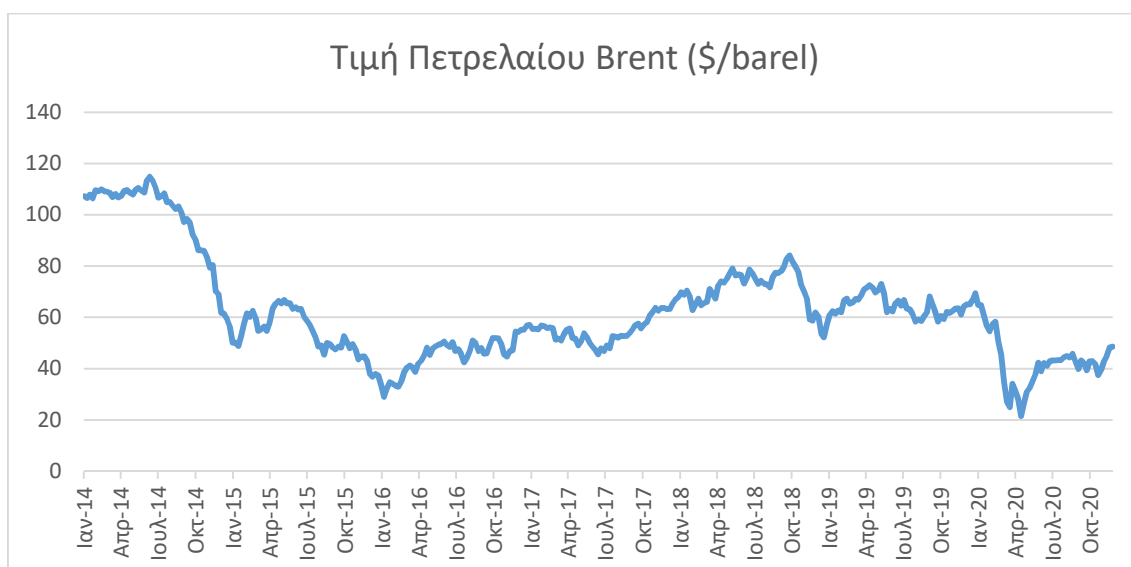
Η μέση τιμή κυμαίνεται περίπου στα 62\$/βαρέλι, ενώ το εύρος είναι αρκετά μεγάλο, από περίπου 21 έως 115 \$/βαρέλι. Η τυπική απόκλιση κυμαίνεται περίπου στα 20 \$/βαρέλι, και πάλι αρκετά υψηλή σε σχέση με τη μέση τιμή.

Οι τιμές ανά έτος γίνονται καλύτερα κατανοητές στο διάγραμμα 21. Είναι εμφανής η μεγάλη πτώση της τιμής μέχρι το 2016, η οποία μπορεί να αποδοθεί στην απότομη

αύξηση της προσφοράς λόγω της νέας τεχνολογίας του σχιστολιθικού πετρελαίου στις ΗΠΑ σε συνδυασμό με τις αυξημένες εξαγωγές. Από την άνοιξη του 2017 και για το 2018 οι τιμές αυξάνονται λόγω της μείωσης της παραγωγής από τον OPEC και άλλες πετρελαιοπαραγωγές χώρες με σκοπό την εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης. Σημαντικό ρόλο διαδραμάτισε και η αβεβαιότητα από γεωπολιτική άποψη στη Μ. Ανατολή. Την ίδια περίοδο, δηλαδή την άνοιξη του 2018, οι τιμές αυξάνονται και λόγω της κρίσης στη Βενεζουέλα, ως κύρια χώρα εξαγωγών πετρελαίου, και κατά συνέπεια της επιπλέον μείωσης της προσφοράς. Τέλος, η πολιτική των ΗΠΑ για θέσπιση κυρώσεων σε περίπτωση υπέρβασης ενός ορίου αγοράς πετρελαίου από το Ιράν, συμπύκνωσε επιπλέον την παγκόσμια προσφερόμενη ποσότητα του καυσίμου. Όλα τα προαναφερόμενα είχαν ως αποτέλεσμα τη συνεχή αύξηση των τιμών κατά το 2018 λόγω του ελλείμματος στην αγορά. Η νέα πτώση την άνοιξη του 2020 μπορεί να αποδοθεί στην πανδημία του Covid-19, η οποία μείωσε τη ζήτηση κατακόρυφα και ειδικά αυτή για τις αερομεταφορές. Η ανάκαμψη που συναντάται μετά τον Απρίλιο του 2020 αποδίδεται στη συμφωνία Σαουδικής Αραβίας και Ρωσίας σχετικά με την κατά 10% μείωση της παγκόσμιας παραγωγής, αποσκοπώντας σε επαναφορά των τιμών.

Πίνακας 2 Περιγραφικά Μέτρα Πετρελαίου Brent (2014-2020)

Descriptives		Statistic	Std. Error
BrentCrudeOil	Mean	61,8034	1,04539
	95% Confidence Interval for Mean		
	Lower Bound	59,7476	
	Upper Bound	63,8592	
	5% Trimmed Mean	60,8370	
	Median	58,4900	
	Variance	394,515	
	Std. Deviation	19,86239	
	Minimum	21,44	
	Maximum	114,81	
	Range	93,37	
	Interquartile Range	21,18	
	Skewness	,980	,128
	Kurtosis	,630	,256



Διάγραμμα 21 Τιμές Πετρελαίου Brent (2014-2020), tradingeconomics

### 8.3. Γαιάνθρακας

Οι εξεταζόμενες τιμές για τον γαιάνθρακα αποδίδονται σε \$/τόνο και οι τάσεις τους συνοψίζονται στον πίνακα 3, ενώ στη συγκεκριμένη ενότητα μόνο λαμβάνονται σε εβδομαδιαία βάση. Η μέση τιμή εμφανίζεται περίπου στα 75\$/τόνο, ενώ η τυπική απόκλιση στα 18\$/τόνο, η οποία είναι μεν σημαντική αλλά μικρότερη συγκριτικά με τα δύο άλλα καύσιμα, σηματοδοτώντας έτσι ότι οι τιμές του γαιάνθρακα είναι λιγότερο ευμετάβλητες. Αυτό αποδεικνύεται και από το μικρότερο εύρος συγκριτικά με το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο.

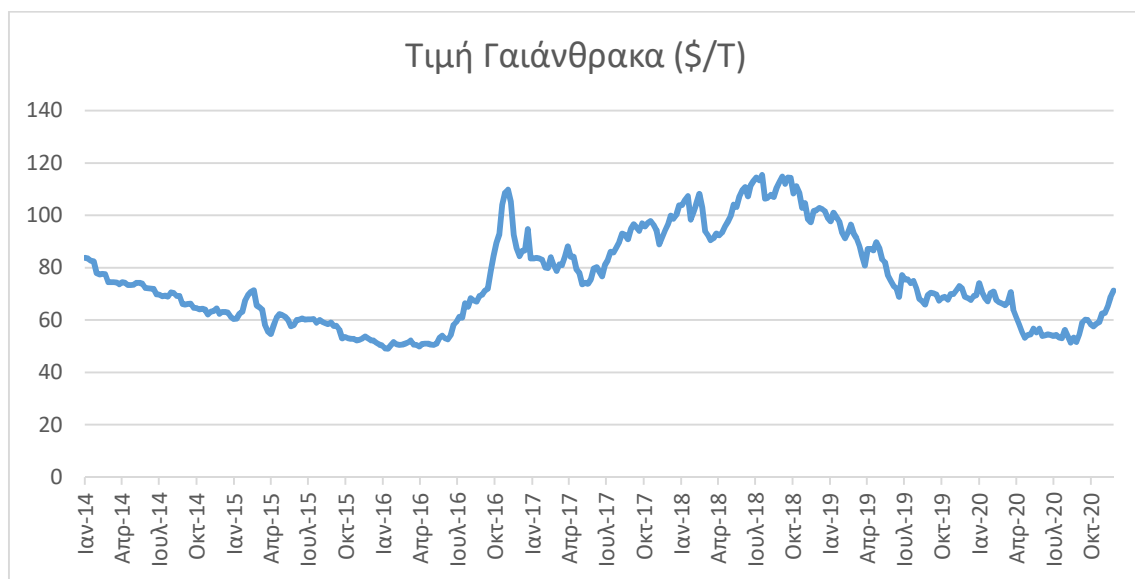
Στο διάγραμμα 22 απεικονίζεται η μεταβολή της τιμής του γαιάνθρακα από το 2014 έως το 2020. Οι πτωτικές τάσεις μέχρι το 2015 σχετίζονται με την ύφεση στην κινέζικη αγορά και την υπερπροσφορά του αγαθού. Η πτώση το 2016 μπορεί να συσχετισθεί με την αντίστοιχη πτώση στις τιμές πετρελαίου, η οποία σε συνδυασμό με τη στροφή σε ηπιότερες προς το περιβάλλον πηγές ενέργειας, μείωσε τη ζήτηση για το γαιάνθρακα και συνεπώς την τιμή του. Αντίστοιχα την άνοξη του 2020 η μείωση των τιμών μπορεί να αποδοθεί στις επιπτώσεις της πανδημίας του Covid-19, η οποία περιόρισε κατά πολύ τη βιομηχανική δραστηριότητα, ιδιαίτερα στην Κίνα, που κατέχει ηγετική θέση στην εν λόγω αγορά. Η αύξηση των τιμών το 2016 οφείλεται στη νέα ισορροπία προσφοράς και ζήτησης, η οποία περιλαμβάνει μειωμένη παραγωγή στην Κίνα, ως αποτέλεσμα των πολιτικών *de-capacity*, και αυξημένη ζήτηση σε Ασία και Ευρώπη. Συνεπώς το σημείο ισορροπίας μετατίθεται υψηλότερα. Από το Νοέμβριο του 2016 οι τιμές ξεκινούν να ολισθαίνουν ξανά εξαιτίας αυξημένης παραγωγής φθηνού γαιάνθρακα στην Ινδία και



ταυτόχρονης χαλάρωσης των περιορισμών στις παραγωγές στην Κίνα. Κατά συνέπεια εμφανίζεται πλεόνασμα στην αγορά, με συνοδευόμενη πτώση της τιμής. Λόγω της δυνατότητας αποθήκευσης του καυσίμου, δεν εμφανίζονται εποχιακές διακυμάνσεις στο εξεταζόμενο δείγμα.

Πίνακας 3 Περιγραφικά Μέτρα Γαιάνθρακα (2014-2020)

Descriptives		Statistic	Std. Error	
Coal	Mean	75,2931	,94758	
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	73,4296	
		Upper Bound	77,1566	
	5% Trimmed Mean	74,6425		
	Median	71,2500		
	Variance	324,143		
	Std. Deviation	18,00396		
	Minimum	49,00		
	Maximum	115,43		
	Range	66,43		
	Interquartile Range	29,48		
	Skewness	,482	,128	
	Kurtosis	-,854	,256	



Διάγραμμα 22 Τιμές Γαιάνθρακα (2014-2020), tradingeconomics

## 8.4. Δικαιώματα εκπομπών

Στο πλαίσιο του συστήματος εμπορίας εκπομπών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ένα δικαίωμα της Ευρωπαϊκής Ένωσης (European Union Allowance, EUA) αντιστοιχεί στο δικαίωμα εκπομπών ενός τόνου ισοδύναμου διοξειδίου του άνθρακα κατά τη διάρκεια συγκεκριμένης περιόδου. Η τιμή των δικαιωμάτων δίνεται σε € , στη συγκεκριμένη ενότητα λαμβάνεται σε εβδομαδιαία βάση και περιγράφεται από τα ακόλουθα μέτρα.

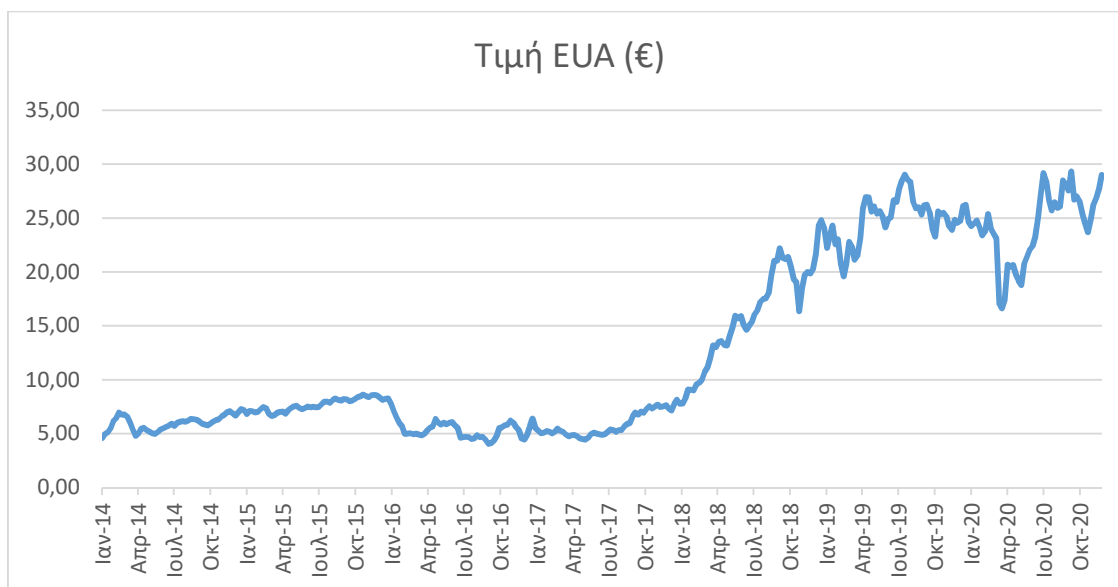
Από τον πίνακα 4 είναι προφανές ότι η τιμή δικαιωμάτων συναντά μεγάλες διακυμάνσεις με τυπική απόκλιση γύρω στα 8,5 € και μέση τιμή στα 13 €.

Πίνακας 4 Περιγραφικά Μέτρα Δικαιωμάτων Εκπομπής EUA (2014-2020)

Descriptives			Statistic	Std. Error
EUA	Mean		12,7478	,44384
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	11,8749	
		Upper Bound	13,6206	
	5% Trimmed Mean		12,3555	
	Median		7,7300	
	Variance		71,116	
	Std. Deviation		8,43304	
	Minimum		4,05	
	Maximum		29,31	
	Range		25,26	
	Interquartile Range		15,66	
	Skewness		,650	,128
	Kurtosis		-1,289	,256

Στο διάγραμμα 23 είναι φανερή η αύξηση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών κατά τα τελευταία χρόνια. Η αύξηση αυτή θα μπορούσε να δικαιολογείται από τη συνεχή μείωση του αριθμού των δικαιωμάτων εκπομπών, όπως αναλύθηκε στο αντίστοιχο κεφάλαιο, με σκοπό τον περιορισμό του πλεονάσματος των προηγούμενων ετών. Κατά συνέπεια, μειώνεται η προσφορά και δεδομένου ότι η διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας είναι περιορισμένη, η ζήτηση παραμένει η ίδια, αν όχι αυξανόμενη λόγω της οικονομικής ανάπτυξης. Λαμβάνοντας υπόψιν τα ανωτέρω, και σύμφωνα με το νόμο προσφοράς και ζήτησης, η αύξηση των εν λόγω τιμών είναι αναπόφευκτη. Η μείωση που παρατηρείται τον Οκτώβριο του 2018 εξηγείται από τη ρευστοποίηση πολλών θέσεων λόγω της υψηλής τιμής που είχαν φτάσει τα δικαιώματα εκπομπών, η οποία οδήγησε σε αύξηση της προσφοράς στην αγορά και κατά συνέπεια σε μείωση της τιμής. Και πάλι,

την άνοιξη του 2020 εμφανίζεται απότομη πτώση της τιμής λόγω της πανδημίας, η οποία περιόρισε την οικονομική δραστηριότητα και συνεπώς οδήγησε σε πλεόνασμα των δικαιωμάτων.



Διάγραμμα 23 Τιμές Δικαιωμάτων Εκπομπής EUA (2014-2020), ember

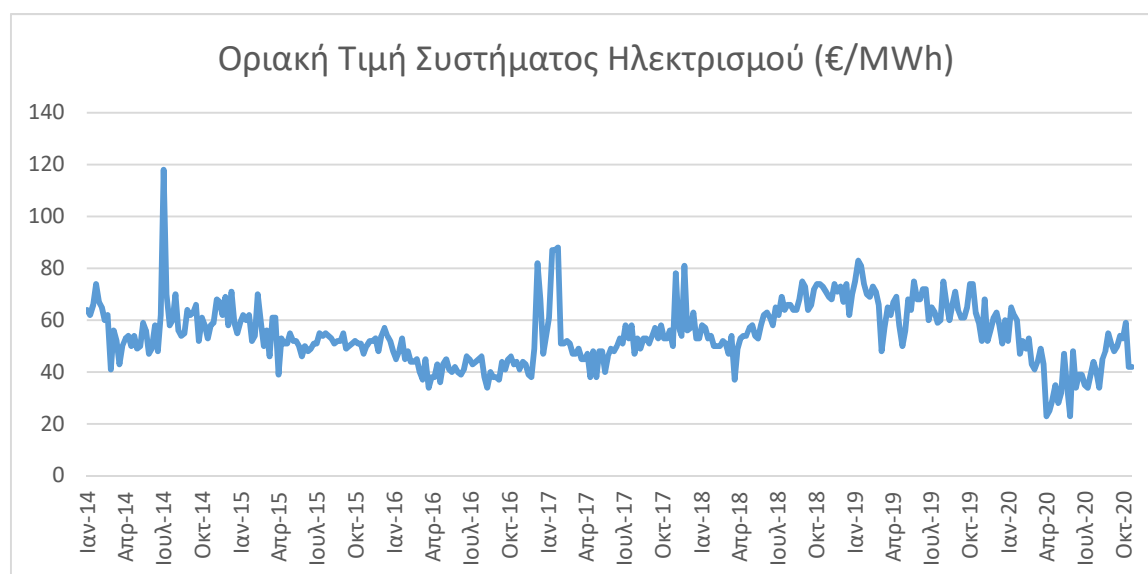
## 8.5. Ηλεκτρισμός

Η τιμή ηλεκτρισμού εξαρτάται από ποικίλους παράγοντες, όπως οι τιμές καυσίμων, οι τιμές εκπομπών CO<sub>2</sub>, οι πολιτικές τιμολόγησης, πιθανές επενδύσεις σε ΑΠΕ, καθώς και η οικονομική ανάπτυξη. Στον πίνακα 5 και το διάγραμμα 24 απεικονίζονται τα βασικά περιγραφικά μέτρα και οι διακυμάνσεις της μέσης οριακής τιμής συστήματος στον ελληνικό χώρο, από το 2014 έως το 2020 σε εβδομαδιαία βάση. Η τιμή δίνεται σε €/MWh.

Η μέση τιμή της οριακής τιμής συστήματος κυμαίνεται στα 55 €/MWh, ενώ η τυπική απόκλιση στα 12€/MWh. Το εύρος των τιμών είναι αρκετά υψηλό, στα 95€/MWh. Εξετάζοντας το διάγραμμα 24 εντοπίζονται αρκετές ομοιότητες στις διακυμάνσεις της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος με τις διακυμάνσεις των εκάστοτε καυσίμων που αναλύθηκαν παραπάνω, ενώ και πάλι είναι ορατή η επίδραση της πανδημίας στην πτώση της τιμής την άνοιξη του 2020. Η εξάρτηση της τιμής από τη ζήτηση και κατ' επέκταση τις ακραίες θερμοκρασίες είναι ορατή από τα υψηλά σημεία το χειμώνα του 2017 και το καλοκαίρι του 2014, στα οποία συναντήθηκαν οι πιο ακραίες θερμοκρασιακές τιμές των τελευταίων ετών. Οι συσχετίσεις της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος με τις υπόλοιπες μεταβλητές θα εξετασθούν αναλυτικά στην επόμενη ενότητα.

Πίνακας 5 Περιγραφικά Μέτρα. Οριακής Τιμής Συστήματος Ηλεκτρισμού (2014-2020)

Descriptives			Statistic	Std. Error
MarginalElectricity	Mean		54,6208	,62404
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	53,3935	
		Upper Bound	55,8481	
	5% Trimmed Mean		54,4014	
	Median		53,0000	
	Variance		138,636	
	Std. Deviation		11,77438	
	Minimum		23,00	
	Maximum		118,00	
	Range		95,00	
	Interquartile Range		15,00	
	Skewness		,575	,129
	Kurtosis		2,023	,258



Διάγραμμα 24 Τιμές Οριακής Τιμής Συστήματος Ηλεκτρισμού (2014-2020), ΑΔΜΗΕ

## 8.6. Συσχέτιση εξεταζόμενων τιμών

### 8.6.1. Έλεγχος κανονικότητας

Προκειμένου να ελεγχθεί η συσχέτιση μεταξύ των εξεταζόμενων μεταβλητών είναι πρωταρχικής σημασίας να διαπιστωθεί αν οι τιμές των εξεταζόμενων μεγεθών περιγράφονται από την κανονική κατανομή. Ο έλεγχος της κανονικότητας έγινε με το

τεστ Shapiro-Wilk και τη μηδενική υπόθεση ότι οι πληθυσμοί ακολουθούν κανονική κατανομή. Τα αποτελέσματα δίνονται στον πίνακα 6. Δεδομένου ότι Sig.<0.05 για το πετρέλαιο, το γαιάνθρακα και τα δικαιώματα εκπομπών, απορρίπτεται η μηδενική υπόθεση της κανονικής κατανομής. Αντίθετα, τόσο το φυσικό αέριο όσο και οι τιμές ηλεκτρισμού επιβεβαιώνεται ότι κατανέμονται κανονικά.

Πίνακας 6 Έλεγχος κανονικής κατανομής

Tests of Normality avg						
	Kolmogorov-Smirnov <sup>a</sup>			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
BrentCrudeOil	,139	82	,000	,909	82	,000
NaturalGas	,081	82	,200*	,981	82	,256
Coal	,104	82	,029	,941	82	,001
EUA	,284	82	,000	,793	82	,000
MarginalElectricity	,059	82	,200*	,990	82	,789

\*. This is a lower bound of the true significance.

a. Lilliefors Significance Correction

### 8.6.2. Συντελεστής συσχέτισης του Spearman

Δεδομένης της απουσίας κανονικής κατανομής στο σύνολο των μεταβλητών, επιλέγεται να εξετασθεί ο μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης του Spearman και τα αποτελέσματα δίνονται στον πίνακα 7.

Αναλυτικά, υπάρχει αρκετά ισχυρή θετική συσχέτιση των τιμών του πετρελαίου με τις τιμές του φυσικού αερίου και του γαιάνθρακα με συντελεστές 0,624 και 0,573 αντίστοιχα, ενώ η συσχέτιση των δύο τελευταίων είναι μέτρια (0,480). Αναφορικά με τις τιμές δικαιωμάτων εκπομπών, δεν εμφανίζονται ιδιαίτερες συσχετίσεις με τα υπόλοιπα εξεταζόμενα μεγέθη. Για την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος αξίζει να σημειωθεί πως όλες οι συσχετίσεις είναι στατιστικά σημαντικές (Sig=0.00<0.05). Για την ακρίβεια εμφανίζεται ισχυρή συσχέτιση με το πετρέλαιο και το γαιάνθρακα, με συντελεστές κατά Spearman 0,648 και 0,540 αντίστοιχα. Το φυσικό αέριο έχει μειωμένη συσχέτιση σχετικά με τις υπόλοιπες πηγές ενέργειας (0,482).

Πίνακας 7 Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman

			Correlations avg				
			BrentCrudeOil	NaturalGas	Coal	EUA	MarginalElectricity
Spearman's rho	BrentCrudeOil	Correlation Coefficient	1,000	,624**	,573**	,035	,648**
		Sig. (2-tailed)	.	,000	,000	,754	,000
		N	83	83	83	83	82
	NaturalGas	Correlation Coefficient	,624**	1,000	,480**	-,227*	,482**
		Sig. (2-tailed)	,000	.	,000	,039	,000
		N	83	83	83	83	82
	Coal	Correlation Coefficient	,573**	,480**	1,000	,027	,540**
		Sig. (2-tailed)	,000	,000	.	,809	,000
		N	83	83	83	83	82
	EUA	Correlation Coefficient	,035	-,227*	,027	1,000	,325**
		Sig. (2-tailed)	,754	,039	,809	.	,003
		N	83	83	83	83	82
	MarginalElectricity	Correlation Coefficient	,648**	,482**	,540**	,325**	1,000
		Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,003	.
		N	82	82	82	82	82

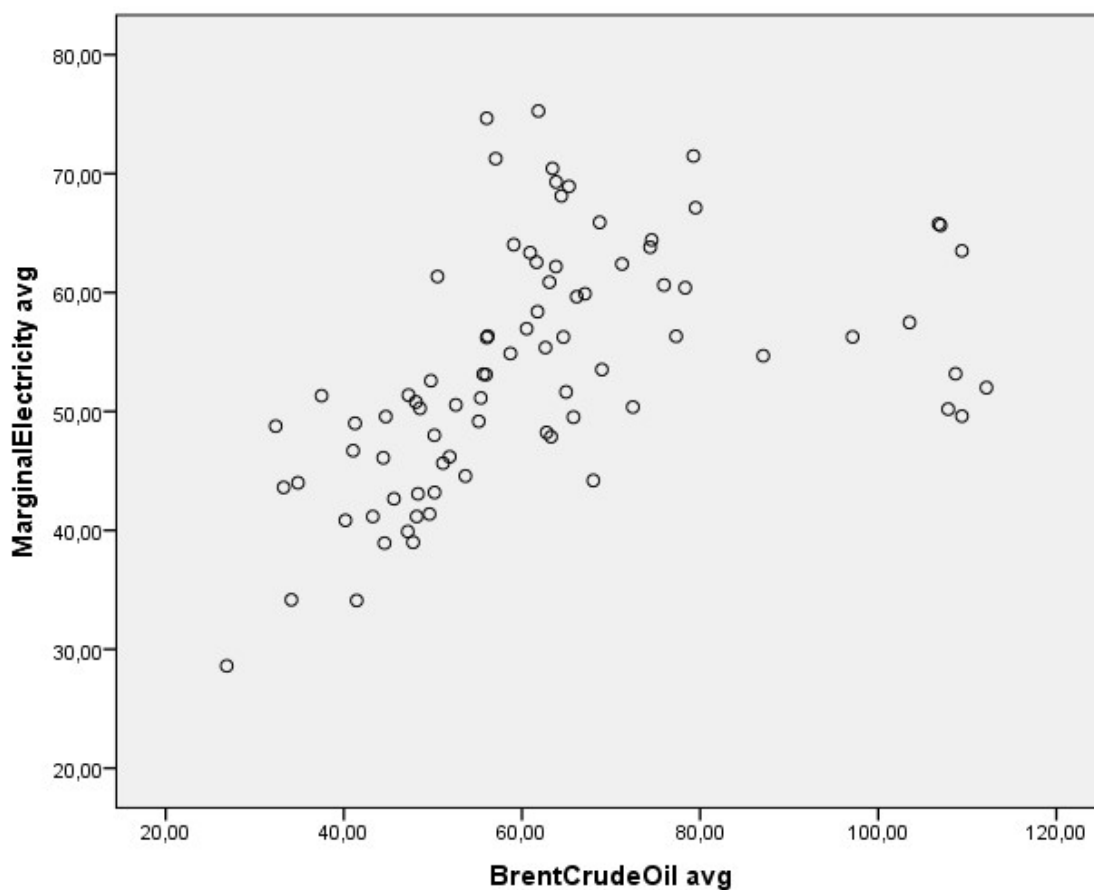
\*\* . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

\* . Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

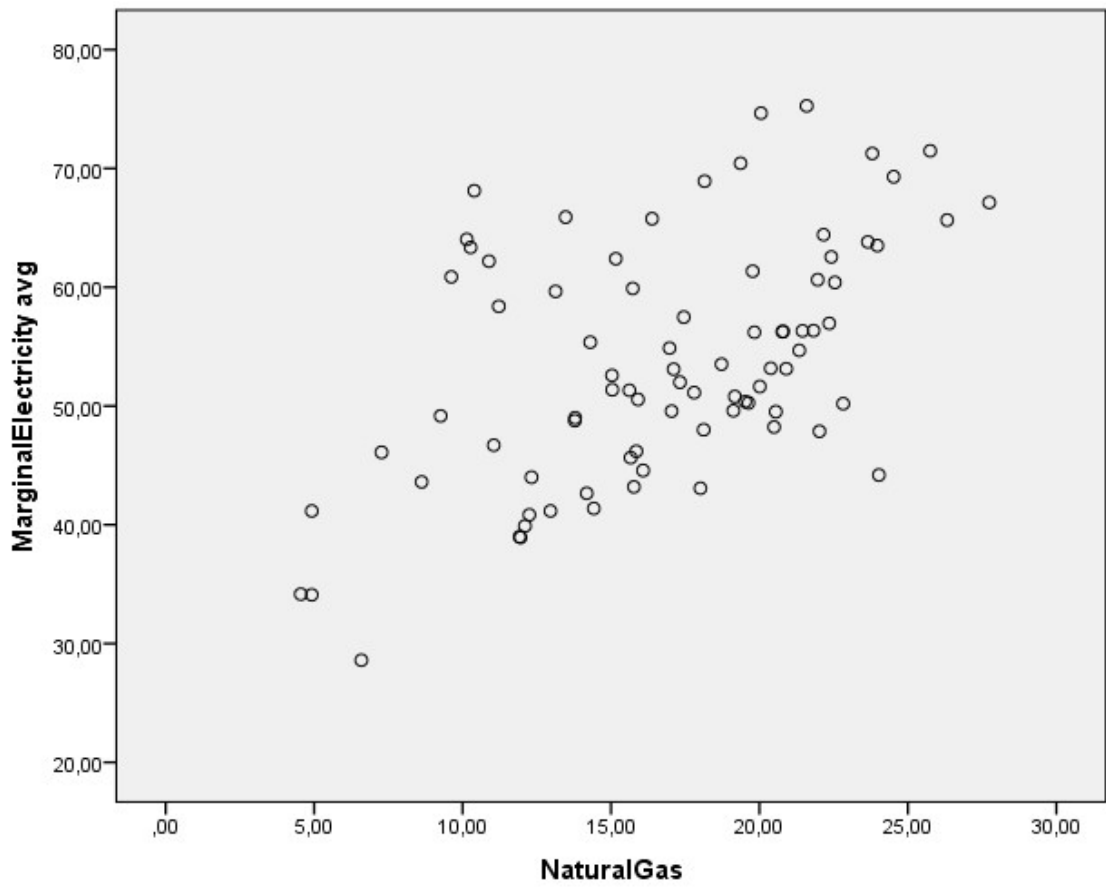
### 8.6.3. Διαγράμματα διασποράς

Σημαντικό είναι να εξετασθεί η ύπαρξη ή μη γραμμικής συσχέτισης μεταξύ των μεγεθών που αναλύονται. Για το λόγο αυτό εκπονούνται τα διαγράμματα διασποράς 25-31 που ακολουθούν.

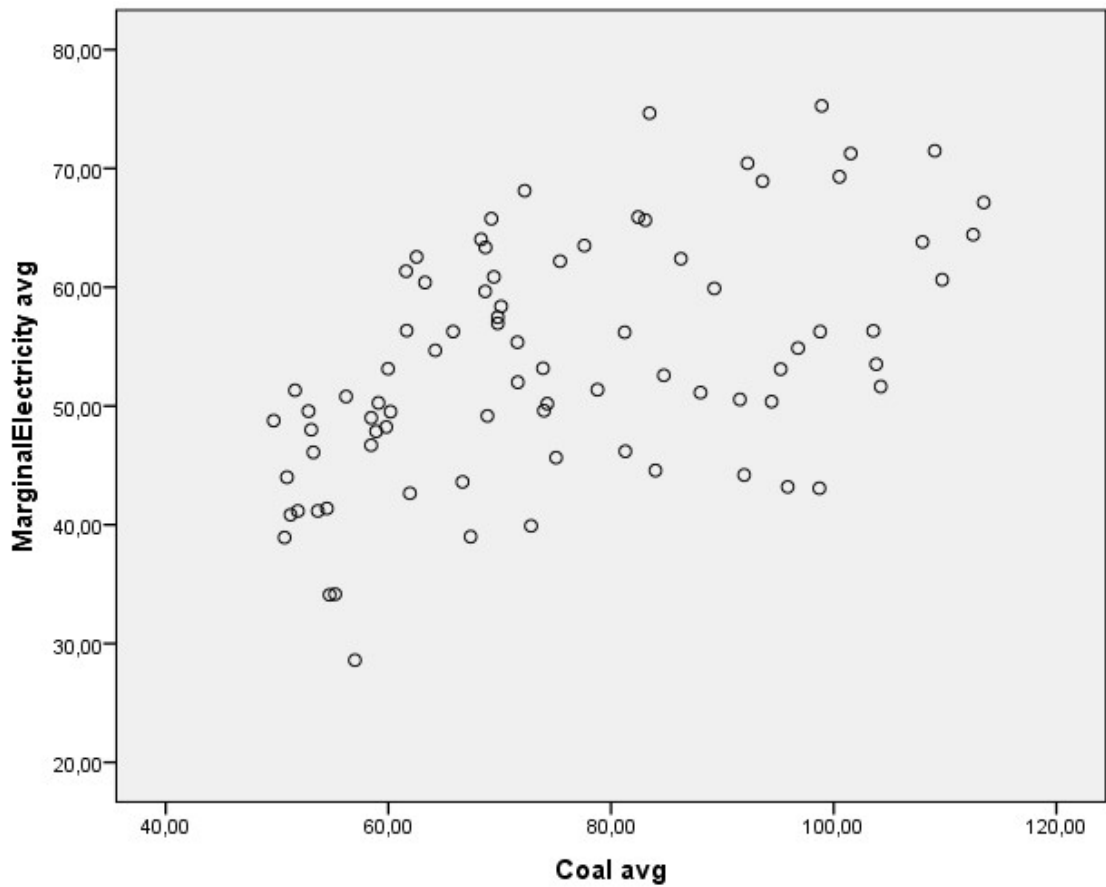
Συμπεραίνεται ότι δεν υπάρχει έντονη γραμμική συσχέτιση μεταξύ των ζευγών μεταβλητών που παρατίθενται. Εξάιρεση ίσως αποτελεί η συσχέτιση του πετρελαίου με τις τιμές ηλεκτρισμού, αλλά και πάλι οι τιμές δεν είναι τόσο συγκεντρωμένες ώστε να θεωρηθεί ότι συνδέονται γραμμικά. Για το λόγο αυτό και διότι δεν κατανέμονται όλες οι μεταβλητές κανονικά, δεν θα γίνει ανάλυση γραμμικής παλινδρόμησης στο δείγμα.



Διάγραμμα 25 Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και πετρελαίου

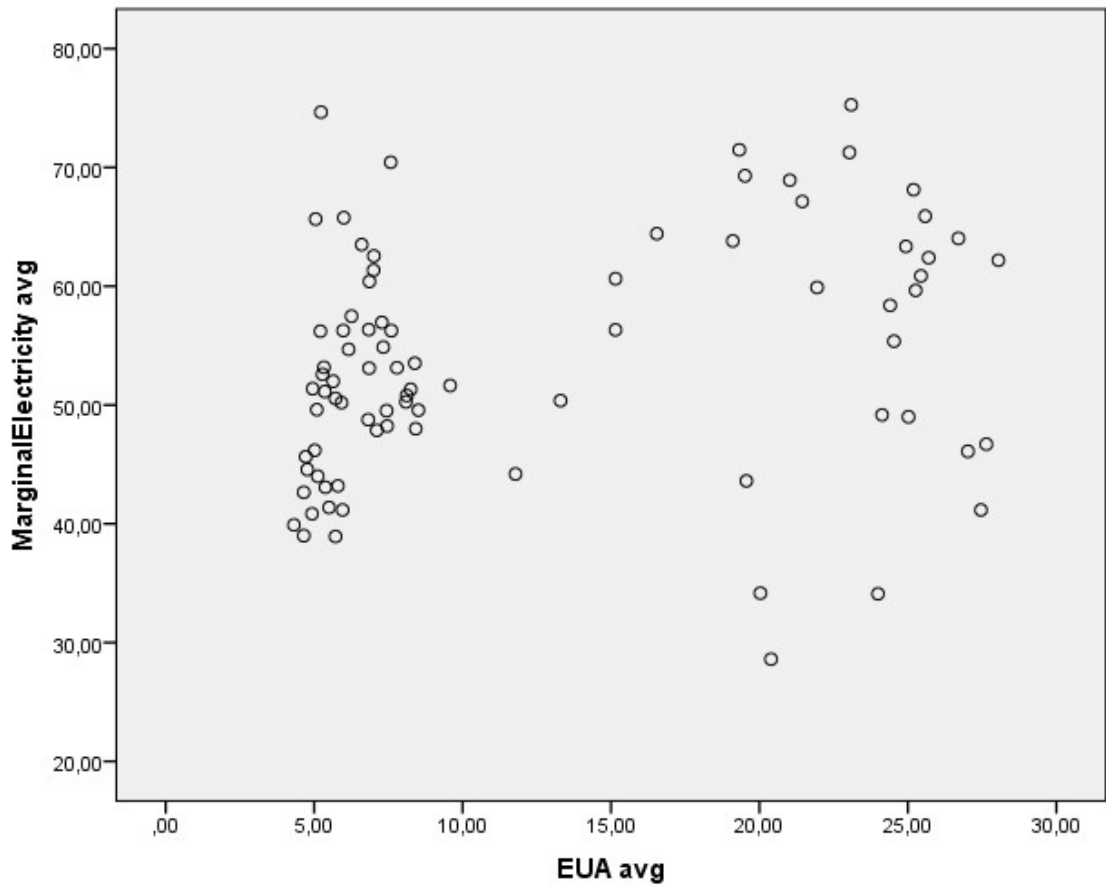


Διάγραμμα 26 Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου

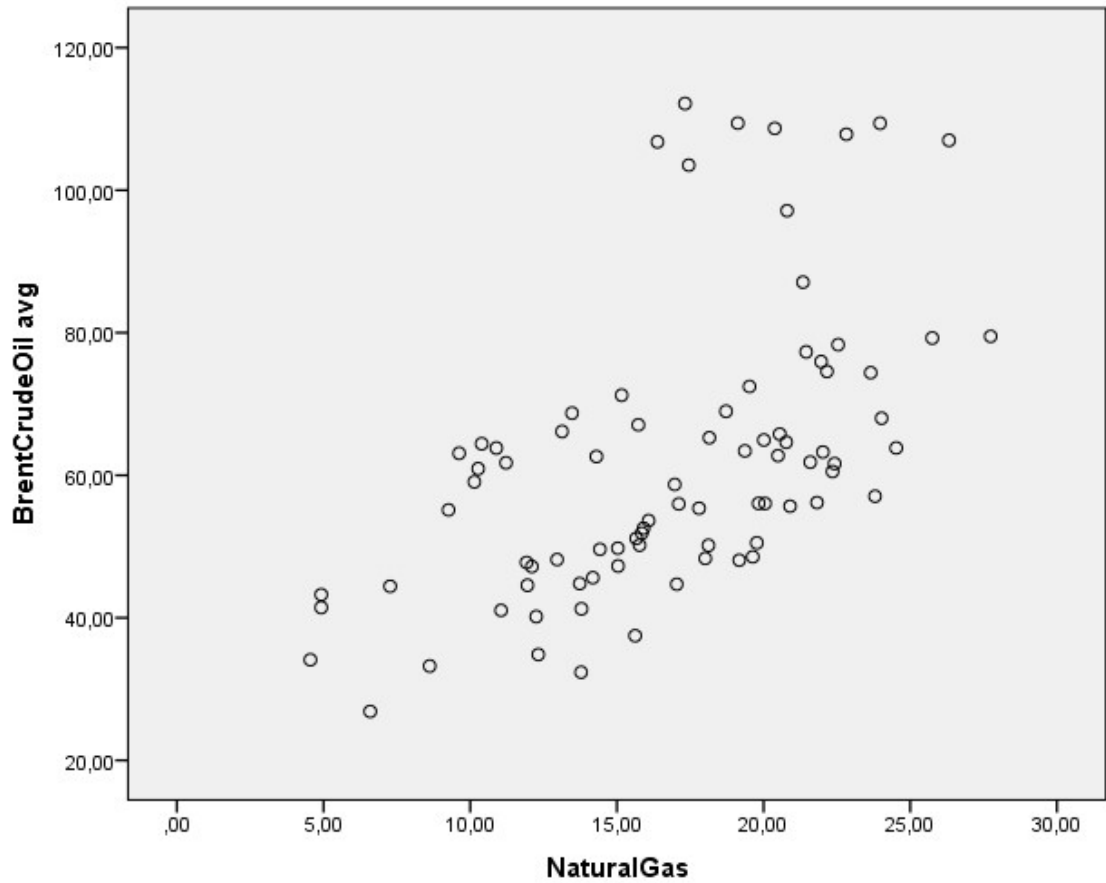


Διάγραμμα 27 Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και γαιάνθρακα

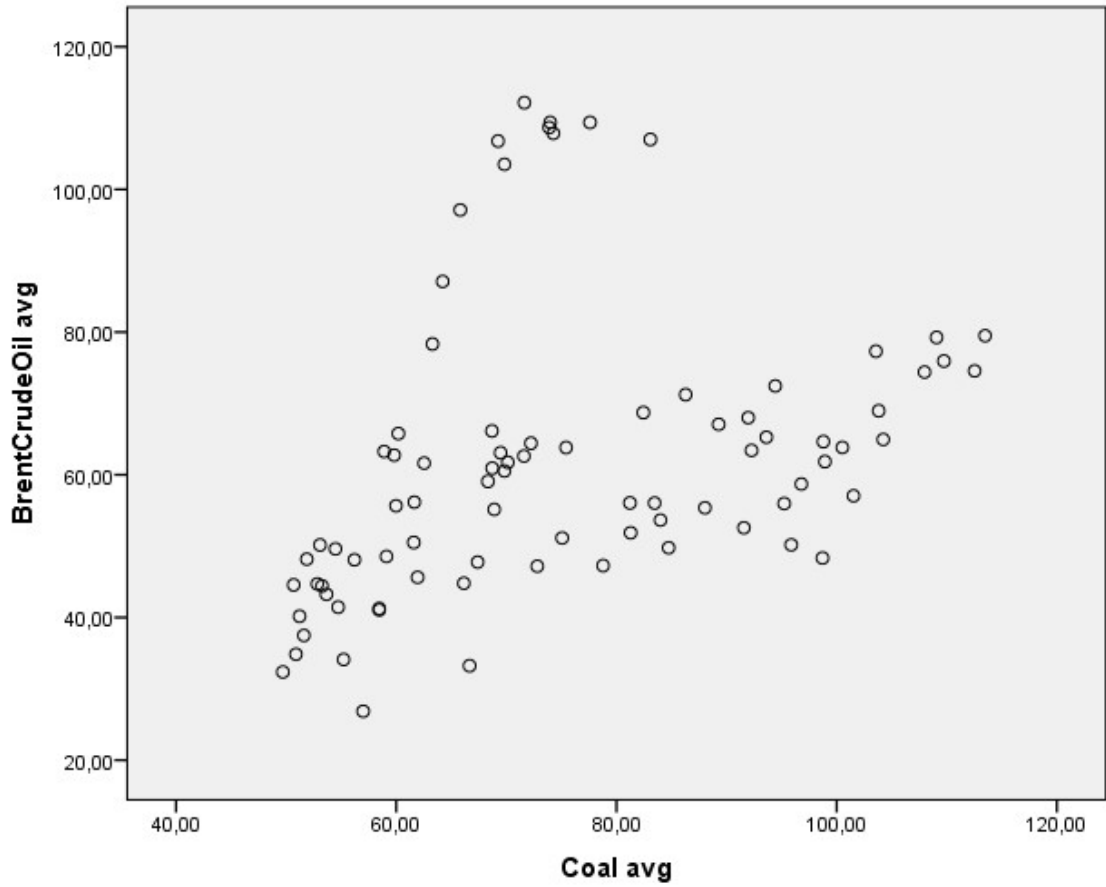




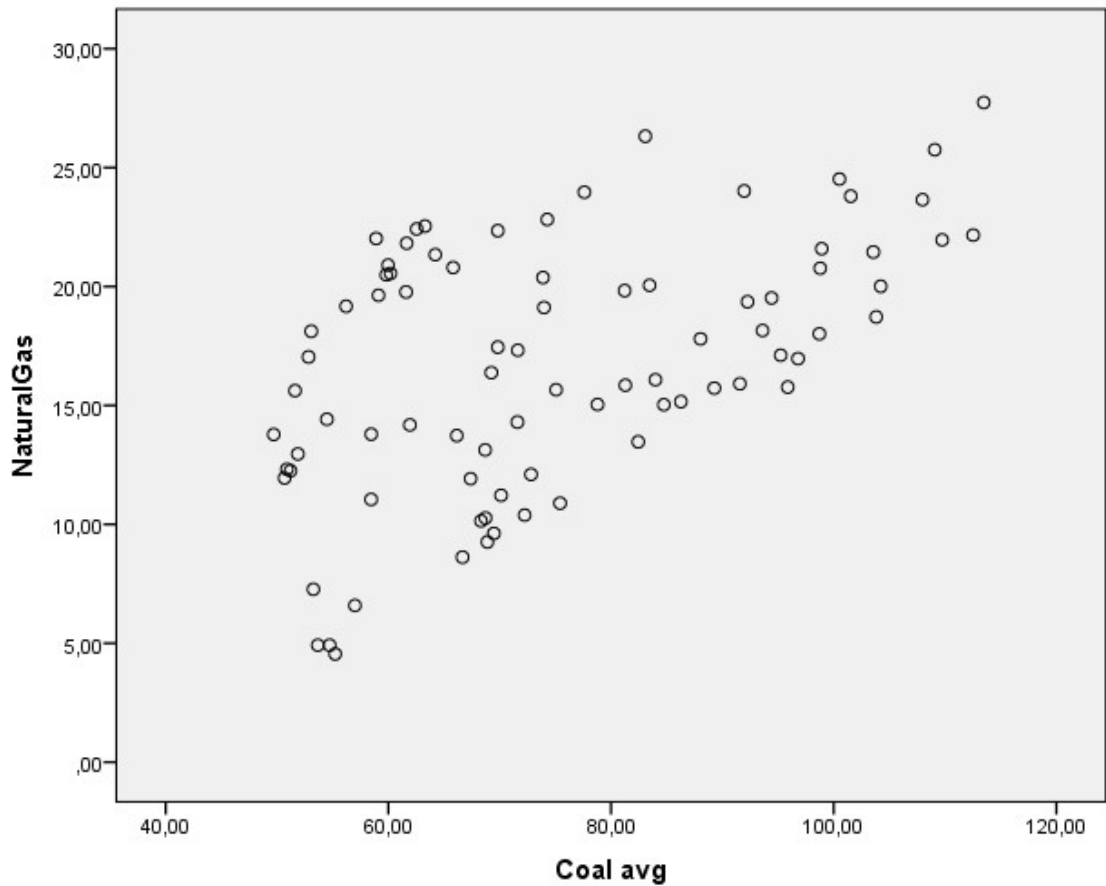
Διάγραμμα 28 Διάγραμμα διασποράς τιμών ηλεκτρισμού και δικαιωμάτων εκπομπών



Διάγραμμα 29 Διάγραμμα διασποράς τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου



Διάγραμμα 30 Διάγραμμα διασποράς τιμών πετρελαίου και γαιάνθρακα



Διάγραμμα 31 Διάγραμμα διασποράς τιμών φυσικού αερίου και γαιάνθρακα

## 8.7. Υπόθεση χρονικής υστέρησης για την επιρροή του πετρελαίου

Το γεγονός ότι το πετρέλαιο είναι βασικός παράγοντας στον καθορισμό των τιμών ηλεκτρισμού αλλά και των υπολοίπων καυσίμων, πέρα από την προαναφερόμενη βιβλιογραφία, αποδείχτηκε και από τις υψηλότερες τιμές του συντελεστή Spearman που εμφανίζει. Στο σημείο αυτό τίθεται το ερώτημα της ταχύτητας στην οποία οι αντίστοιχες τιμές ανταποκρίνονται στις μεταβολές των τιμών πετρελαίου. Έρευνα του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου παραθέτει ότι οι τιμές φυσικού αερίου και γαιάνθρακα εμφανίζουν χρονική υστέρηση 3-6 μηνών για να ανταποκριθούν στις μεταβολές των πετρελαϊκών τιμών, ενώ εκείνες του ηλεκτρικού ρεύματος 3-4 μηνών (Albrecht *et al.*, 2014). Με γνώμονα τα δεδομένα αυτά, ελέγχθηκε αν οι συσχετίσεις μεταξύ των προαναφερόμενων τιμών ενισχύονται αν συγκριθούν οι τιμές του πετρελαίου με τις αντίστοιχες φυσικού αερίου, γαιάνθρακα και ηλεκτρισμού, σε μεταγενέστερο χρόνο. Από την ανάλυση προκύπτουν οι συντελεστές κατά Spearman του πίνακα 8 & 9 για χρονική υστέρηση 4 & 5 μηνών στις τιμές φυσικού αερίου και γαιάνθρακα αντίστοιχα.

Πίνακας 8 Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 4 μηνών

			Correlations (4 months delay for n.g.+ coal)		
			BrentCrudeOil	NaturalGas	Coal
Spearman's rho	BrentCrudeOil	Correlation Coefficient	1,000	,471**	,286*
		Sig. (2-tailed)	.	,000	,011
		N	79	79	79
	NaturalGas	Correlation Coefficient	,471**	1,000	,476**
		Sig. (2-tailed)	,000	.	,000
		N	79	79	79
	Coal	Correlation Coefficient	,286*	,476**	1,000
		Sig. (2-tailed)	,011	,000	.
		N	79	79	79

\*\* . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

\* . Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

Πίνακας 9 Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 5 μηνών

			Correlations (5 months delay for n.g.+coal)		
			BrentCrudeOil	NaturalGas	Coal
Spearman's rho	BrentCrudeOil	Correlation Coefficient	1,000	,418**	,187
		Sig. (2-tailed)	.	,000	,101
		N	78	78	78
	NaturalGas	Correlation Coefficient	,418**	1,000	,478**
		Sig. (2-tailed)	,000	.	,000
		N	78	78	78
	Coal	Correlation Coefficient	,187	,478**	1,000
		Sig. (2-tailed)	,101	,000	.
		N	78	78	78

\*\* . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

Από τους συντελεστές που προκύπτουν, συμπεραίνεται ότι η συσχέτιση μειώνεται όσο αυξάνεται η υποτιθέμενη χρονική υστέρηση. Συγκεκριμένα, η συσχέτιση μεταξύ πετρελαίου και φυσικού αερίου είχε προκύψει 0,624 για ταυτόχρονες τιμές των καυσίμων, ενώ 0,471 και 0,418 για time lags 4 και 5 μηνών αντίστοιχα. Αναφορικά με τη συσχέτιση των τιμών πετρελαίου και γαιάνθρακα, όχι μόνο μειώνεται ο συντελεστής συσχέτισης, από 0,573 σε 0,286 για τιμές γαιάνθρακα 4 μήνες μετά την εξεταζόμενη τιμή πετρελαίου, αλλά για time lag 5 μηνών η συσχέτιση δεν είναι πλέον στατιστικά σημαντική (Sig:0.101>0.05).

Στον πίνακα 10 ακολουθεί ο συντελεστής συσχέτισης πετρελαίου με τιμές ηλεκτρικού ρεύματος για χρονική υστέρηση 4 μηνών, ο οποίος είναι ασθενέστερος από τον αντίστοιχο για τη σύγκριση των τιμών της ίδιας χρονικής περιόδου (0,648).

Πίνακας 10 Μη παραμετρικός συντελεστής συσχέτισης κατά Spearman για χρονική υστέρηση 2 μηνών

			Correlations (4 months delay for electricity)	
			BrentCrudeOil	MarginalElectricity
Spearman's rho	BrentCrudeOil	Correlation Coefficient	1,000	,604**
		Sig. (2-tailed)	.	,000
		N	78	78
	MarginalElectricity	Correlation Coefficient	,604**	1,000
		Sig. (2-tailed)	,000	.
		N	78	78

\*\* . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

## 9. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

### 9.1. Συμπεράσματα

Η μελέτη των αγορών ενέργειας έχει αναδειχθεί σε μείζον θέμα τα τελευταία χρόνια. Όπως αποδεικνύεται και από τη βιβλιογραφία, ανέκαθεν οι ερευνητές προσπαθούσαν να εξηγήσουν τις αλλαγές στις αγορές των καυσίμων και ηλεκτρισμού, καθώς η ενέργεια αποτελεί θεμελιώδες αγαθό για την ανθρωπότητα. Τα τελευταία χρόνια η περιβαλλοντική διάσταση αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα στη συνάρτηση των εν λόγω αγορών, δεδομένου ότι η αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, η προστασία του περιβάλλοντος και η προώθηση της καθαρής ενέργειας είναι βασικοί στόχοι της πολιτικής ανεπτυγμένων και αναπτυσσόμενων χωρών παγκοσμίως. Για το λόγο αυτό, στην παρούσα εργασία εξετάστηκαν οι αγορές φυσικού αερίου, πετρελαίου, γαιάνθρακα, διοξειδίου του άνθρακα, ΑΠΕ και ηλεκτρισμού, ενώ ακολούθησε έρευνα σχετικά με τις τιμές φυσικού αερίου, πετρελαίου, γαιάνθρακα, δικαιωμάτων εκπομπών και την οριακή τιμή ηλεκτρικού ρεύματος, σε μηνιαία βάση από τον Ιανουάριο του 2014 έως τον Νοέμβριο του 2020.

#### 9.1.1. Οι εκάστοτε αγορές

Η κατανάλωση φυσικού αερίου αυξάνεται συνεχώς λόγω της χρήσης του για παραγωγή ηλεκτρισμού, καθώς είναι αποδοτικότερο και με μικρότερη ένταση άνθρακα από τον ανταγωνιστικότερο γαιάνθρακα. Οι τιμές του φυσικού αερίου εξαρτώνται από την προσφορά και τη ζήτηση και κατ' επέκταση συνδέονται με τις καιρικές συνθήκες και ειδικά τις ανάγκες θέρμανσης κατά τους χειμερινούς μήνες. Η υπόθεση αυτή επαληθεύεται σε γενικές γραμμές και από τα δεδομένα που εξετάστηκαν. Επισημαίνεται βέβαια ότι η δυνατότητα αποθήκευσης του καυσίμου θα μπορούσε να παρέχει ανεξαρτησία των τιμών από την προσφορά. Σημαντικές καινοτομίες στην αγορά φυσικού αερίου αποτελούν το σχιστολιθικό αέριο που εμφανίστηκε στις ΗΠΑ και το υδροποιημένο φυσικό αέριο LNG. Η πρώτη είχε ως αποτέλεσμα την εκτόξευση της παραγωγής του, η οποία οδήγησε σε πτώση των τιμών μετά το 2008 και στη μετέπειτα αποσύνδεση των αγορών Ευρώπης και Αμερικής, ενώ το LNG υπήρξε σημαντικό για την ενίσχυση του εμπορίου παγκοσμίως και συνέβαλε στην ενοποίηση της αγοράς. Ανεξάρτητα από την παγκόσμια αγορά, η ευρωπαϊκή παρουσιάζεται ενοποιημένη και οι τιμές του καυσίμου τείνουν να μεταβάλλονται ταυτόχρονα.

Δεν πρέπει να παραληφθεί η ενεργειακή εξάρτηση της Ευρώπης τόσο για το φυσικό αέριο όσο και για το πετρέλαιο, κυρίως από τη Ρωσία. Στην περίπτωση της αγοράς πετρελαίου,

μέχρι το 2010 παρουσιάζεται μία παγκόσμια ενοποιημένη αγορά, σε αντίθεση με τη μεταγενέστερη περίοδο όπου εμφανίζονται αποκλίσεις των πετρελαίων WTI & Brent, οι οποίες μπορούν να αποδοθούν στον πόλεμο στη Λιβύη και στην υπερπροσφορά πετρελαίου στην Αμερική λόγω της εμφάνισης του σχιστολιθικού πετρελαίου. Σημαντική διαφορά στις δύο αγορές είναι ότι το πετρέλαιο Brent εξορύσσεται στη θάλασσα, οπότε δεν υφίστανται οι περιορισμοί μεταφορών (πιθανά bottlenecks), όπως εμφανίστηκαν στις χερσαίες μεταφορές στην Oklahoma. Η τιμή του πετρελαίου, εκτός από τις διαταραχές προσφοράς και ζήτησης, εξαρτάται και από το γεωπολιτικό ρίσκο. Η διαταραχή της προσφοράς επηρεάζει κατά κύριο λόγο την τιμή του εν λόγω καυσίμου, όπως χαρακτηριστικά στην αύξηση της τιμής λόγω μείωσης της παραγωγής από τον OPEC και της κρίσης της Βενεζουέλας το 2018 και της συμφωνίας Ρωσίας και Σαουδικής Αραβίας τον Απρίλιο του 2020 σχετικά με τη μείωση της προσφοράς. Αντίθετα, σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, όπως κατά την περίοδο της πανδημίας του Covid-19, οι τιμές μειώνονται αισθητά. Τέλος, αξίζει να τονιστεί η επιρροή της αγοράς πετρελαίου σε μεγάλο φάσμα της οικονομίας, κατέχοντας ηγετική θέση επιρροής σε ποικίλες αγορές, όπως του χρυσού, των σιτηρών, της σόγιας, των μετάλλων και του κακάο, αλλά ταυτόχρονα μέσω του κόστους παραγωγής των αγαθών όντας σε θέση να επηρεάζει τη βιομηχανική παραγωγή και τον πληθωρισμό.

Ο γαιάνθρακας είναι το πιο φθινό καύσιμο και για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται ευρέως σε αναπτυσσόμενες χώρες, εκ των οποίων τα πρωτεία διαθέτει η Κίνα τόσο στην παραγωγή όσο και στην κατανάλωσή του. Λόγω της χαμηλής τιμής του, μέχρι το 1970 οι αγορές ήταν τοπικοποιημένες, καθώς τα κόστη μεταφοράς αποτελούσαν μεγάλο τμήμα σχετικά με το κόστος του καυσίμου. Έκτοτε, η αύξηση της τιμής του πετρελαίου σε συνδυασμό με τη βελτίωση των υποδομών και τη μείωση του κόστους μεταφοράς, οδήγησαν στην εμπορία του. Η αγορά γαιάνθρακα μπορεί να διακριθεί στο Ατλαντικό και του Ειρηνικού και έρευνες έχουν αποδείξει την ενοποίησή της. Εξαιρέσεις αποτελούν η Κίνα και η Αυστραλία, οι οποίες εμφανίζονται ανεξάρτητες, με την τελευταία να ασκεί ιδιαίτερη επιρροή στις υπόλοιπες αγορές παγκοσμίως. Οι τιμές του γαιάνθρακα, λόγω της δυνατότητας αποθήκευσής του, δεν εμφανίζουν εποχιακές διακυμάνσεις, γεγονός που επιβεβαιώνεται και από τις εξεταζόμενες τιμές. Σημαντική επιρροή στην τιμή του καυσίμου παρουσιάζει η ζήτηση, όπως αποδεικνύεται και από την περίπτωση των τιμών στην Κίνα. Συγκεκριμένα, κατά την περίοδο της βιομηχανοποίησης και αστικοποίησης, η ζήτηση εκτοξεύθηκε με αποτέλεσμα την αντίστοιχη αύξηση των τιμών γαιάνθρακα. Αντίθετα, στην επακόλουθη ύφεση της οικονομίας, οι τιμές συρρικνώθηκαν λόγω της

παρουσίας πλεονάσματος στην αγορά, συνθήκη η οποία αντιμετωπίστηκε σταδιακά με τις πολιτικές *de-capacity*.

Ο γαιάνθρακας, παρότι η πιο φθηνή, είναι και η πιο ρυπογόνα πηγή ενέργειας, καθώς με την καύση του παράγονται οι περισσότερες εκπομπές CO<sub>2</sub>. Με σκοπό την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής έχει δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στις πολιτικές απανθρακοποίησης, οι οποίες περιλαμβάνουν φόρους, όρια εκπομπών, εμπορία δικαιωμάτων και αντιστάθμισμα ανθρακικού αποτυπώματος. Με τη θέσπιση λογικού ορίου εκπομπών πέρα από τη μείωση των εκπομπών, μπορεί να εξασφαλισθεί και η βιωσιμότητα των μονάδων παραγωγής από γαιάνθρακα, ενώ η εμπορία των δικαιωμάτων εκτός από τον περιορισμό των εκπομπών μπορεί να εξασφαλίσει και έσοδα στις επιχειρήσεις από την πώληση του πλεονάσματος των. Σημειώνεται όμως ότι η ύπαρξη πλεονάσματος δικαιωμάτων, όπως στην περίπτωση του EU-ETS, δεν είναι αποτελεσματική σχετικά με τον στόχο απανθρακοποίησης. Για το λόγο αυτό, γίνεται προσπάθεια για τον περιορισμό των δικαιωμάτων με την πάροδο του χρόνου, με συνέπεια την αντίστοιχη αύξηση της τιμής τους, όπως επιβεβαιώνεται και από τις εξεταζόμενες τιμές EUA. Σημαντικό πρόβλημα στην αγορά άνθρακα είναι η διαρροή άνθρακα, η οποία επιδεινώθηκε από το Πρωτόκολλο του Κιότο, ως μονομερής δέσμευση για τον περιορισμό του CO<sub>2</sub>. Ως αντιμετώπιση του φαινομένου προτείνονται οι δασμοί άνθρακα, οι οποίοι όμως αυξάνουν την εγχώρια ένταση άνθρακα και συνεπώς τις αντίστοιχες εκπομπές, ενώ ταυτόχρονα περιορίζουν τις εμπορικές συναλλαγές και την ευημερία στις αναπτυσσόμενες χώρες, που είναι εκείνες που πλήττονται περισσότερο από την επιβολή τους. Σε κάθε περίπτωση, η απανθρακοποίηση των αναπτυσσόμενων χωρών αποτελεί πρόκληση, διότι επιβαρύνουν περισσότερο το περιβάλλον λόγω μειωμένης οικονομικής και τεχνολογικής εξέλιξης. Κατά συνέπεια, η εξασφάλιση ξένων επενδύσεων FDI είναι καθοριστικής σημασίας για την εκμετάλλευση των καθαρών πηγών των χωρών αυτών, την απαλοιφή του ρίσκου από τις μεταβολές των τιμών των ορυκτών καυσίμων και την ενεργειακή ασφάλειά τους.

Το υψηλό κόστος όλων των προαναφερόμενων καυσίμων, σε συνδυασμό με τη μεταβλητότητα των τιμών τους, η ενεργειακή εξάρτηση πολλών χωρών, καθώς και η επιβολή νέων νομοθετικών πλαισίων, αποτελούν μονόδρομο στην υιοθέτηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Πέρα από τις πολιτικές άνθρακα που αναφέρθηκαν, οι επιδοτήσεις για ΑΠΕ περιλαμβάνουν επενδυτική υποστήριξη, υποστήριξη παραγωγής (συστήματα FIT, FIP) και στόχους ποσοτήτων. Τα μέτρα αυτά είναι μεν αποτελεσματικά για τη διείσδυση των ΑΠΕ και φιλικά προς τον καταναλωτή, αλλά δεν μειώνουν επαρκώς τις εκπομπές. Ο βασικός ανασταλτικός παράγοντας στην

παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ είναι η διακοπτόμενη παροχή ενέργειας, σε συνδυασμό με την απουσία τεχνολογίας αποθήκευσής της. Προς το παρόν, στις περιόδους υψηλής ζήτησης ή ελλείμματος, οι ενεργειακές ανάγκες καλύπτονται συνήθως επικουρικά από το φυσικό αέριο. Τα υψηλότερα ποσοστά χρήσης ΑΠΕ στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας συναντώνται στη Σκανδιναβία και την Ισλανδία, ενώ στην Ελλάδα η χρήση ΑΠΕ για το 2019 οριακά αγγίζει το 12%. Αξίζει να αναφερθεί η αμοιβαία εξάρτηση της κατανάλωσης ενέργειας, ανανεώσιμων ή μη πηγών, με την οικονομική ανάπτυξη. Πιο συγκεκριμένα, η σχέση της οικονομικής ανάπτυξης και των περιβαλλοντικών επιδράσεων εξηγείται από την καμπύλη Kuznet, σύμφωνα με την οποία στα πρώτα στάδια της οικονομικής ανάπτυξης επιβαρύνεται το περιβάλλον, μετά όμως από κάποιο σημείο, η ενίσχυση της οικονομίας δρα ευεργετικά για τον πλανήτη.

Στην παρούσα εργασία οι πηγές ενέργειας, καθώς και οι συνοδευόμενες εκπομπές άνθρακα, εξετάζονται κυρίως με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ιδιαιτερότητα της αγοράς ηλεκτρισμού είναι ότι δεν έχει αναπτυχθεί η τεχνολογία για την αποθήκευση του ηλεκτρικού ρεύματος, συνεπώς απαιτείται ισορροπία στην προσφορά και τη ζήτηση, η οποία ευθύνεται για τη μεγάλη μεταβλητότητα των τιμών, που ακολουθούν την εποχική μεταβολή της ζήτησης. Η ζήτηση εξαρτάται κυρίως από τη θερμοκρασία, όπως επιβεβαιώνεται και από τα ακρότατα των εξεταζόμενων τιμών για τους ψυχρούς χειμώνες και τα θερμά καλοκαίρια των τελευταίων ετών. Στις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος περιλαμβάνονται και τα κόστη των υποδομών ΑΠΕ, σε μεγαλύτερο βαθμό στις τιμές των νοικοκυριών παρά της βιομηχανίας. Όσο αφορά την ενοποίηση της εν λόγω αγοράς, εντοπίζεται σύγκλιση των τιμών πανευρωπαϊκά, η οποία βοηθά στην ανάπτυξη οικονομιών κλίμακας, στην ενεργειακή εξασφάλιση των εκάστοτε χωρών και στην προστασία του περιβάλλοντος.

### **9.1.2. Συσχετίσεις πηγών ενέργειας, ηλεκτρισμού και εκπομπών άνθρακα**

Όλες οι αγορές που εξετάζονται στην παρούσα αλληλοεπηρεάζονται σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό. Αρχικά, όσο αφορά τη σχέση πετρελαίου και φυσικού αερίου, ενώ ιστορικά οι διακυμάνσεις στις τιμές πετρελαίου αποτυπώνονταν και στις τιμές φυσικού αερίου και υπήρξε σταθερή συσχέτιση των δύο τιμών, μετά την εισαγωγή του σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ και του LNG οι τιμές αποσυνδέθηκαν και προέκυψε η ανταγωνιστική αγορά φυσικού αερίου, καταργώντας την πετρελαϊκή εξάρτηση. Αυτό ισχύει κυρίως για τις αμερικανικές αγορές, όπου παράγεται το σχιστολιθικό αέριο, ενώ στις ευρωπαϊκές αγορές το πετρέλαιο Brent επηρεάζει ακόμη τις τιμές φυσικού αερίου,



υπόθεση που επιβεβαιώνεται και από το συντελεστή συσχέτισης κατά Spearman που προκύπτει από το εξεταζόμενο δείγμα και ισούται με 0,624.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η αύξηση των τιμών του πετρελαίου οδήγησε στην εκτόξευση της ζήτησης γαιάνθρακα και συνεπώς στην αντίστοιχη αύξηση της τιμής του και είναι αναμενόμενη η υψηλή συσχέτιση που προκύπτει μεταξύ των τιμών πετρελαίου και γαιάνθρακα (0,573). Οι πολιτικές που εφαρμόζονται όμως για τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος και την ελαχιστοποίηση των εκπομπών ωθούν στη σταδιακή υποκατάσταση του γαιάνθρακα από το φυσικό αέριο, ως καθαρότερη πηγή ενέργειας. Κατά συνέπεια, λόγω αντιστροφής της ζήτησης αναμένεται συσχέτιση των τιμών των δύο καυσίμων, η οποία όμως στο εξεταζόμενο δείγμα δεν προκύπτει ιδιαίτερα ισχυρή, καθώς ο συντελεστής κατά Spearman κυμαίνεται στο 0,480.

Αναλύοντας την επιρροή των τιμών καυσίμων και διοξειδίου του άνθρακα στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι η τιμή του ρεύματος καθορίζεται βάση της *merit order*, δηλαδή από την υψηλότερη τιμή στην οποία καλύπτεται η ζήτηση. Σύμφωνα με αυτό και λαμβάνοντας υπόψιν τη φθηνή τιμή του γαιάνθρακα, αναμένεται η επιρροή της στην τιμή ρεύματος να είναι ελάχιστη. Παρόλα αυτά έρευνες έχουν αποδείξει το αντίθετο, όπως και στο εξεταστέο δείγμα που ο συντελεστής συσχέτισης τιμής γαιάνθρακα και ηλεκτρικού ρεύματος προκύπτει 0,540. Στην Ελλάδα η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια βασιζόταν κατά κύριο λόγο στα κοιτάσματα λιγνίτη, παρόλα αυτά τα τελευταία χρόνια κυρίαρχο ορυκτό καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρισμού στον ελλαδικό χώρο είναι το φυσικό αέριο. Ο συντελεστής συσχέτισης όμως των εξεταζόμενων τιμών φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού προκύπτει 0,482, δηλαδή εμφανίζεται μέτρια συσχέτιση των μεγεθών. Το γεγονός αυτό μπορεί να αποδοθεί στη μεγαλύτερη επιρροή άλλων παραγόντων στον καθορισμό της τιμής ηλεκτρισμού όπως η ζήτηση, οι καιρικές συνθήκες και η εισαγωγή έτοιμης ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, εντυπωσιακή είναι η ισχυρή συσχέτιση της τιμής πετρελαίου με την τιμή ηλεκτρισμού (0,648), η οποία μπορεί να αποδοθεί στην αποκλειστική χρήση πετρελαίου ως κύρια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, το πλήθος των οποίων είναι μεγάλο. Εκτός αυτού, δεδομένου ότι η τιμή πετρελαίου επηρεάζει και τις τιμές των υπολοίπων καυσίμων σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό, είναι λογικό να εμφανίζεται μεγαλύτερη συσχέτιση και με την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος.

Κλείνοντας, δεν πρέπει να παραληφθεί ο σχολιασμός των συσχετίσεων των τιμών δικαιωμάτων εκπομπής EUA, τα οποία αποτελούν χαρακτηριστική τιμή για το CO<sub>2</sub>. Στη βιβλιογραφία αναφέρεται ότι η τιμή του άνθρακα επηρεάζει την τιμή ηλεκτρισμού, όταν

ο τελευταίος παράγεται από πηγές με ένταση άνθρακα. Λαμβάνοντας υπόψιν τη θεώρηση αυτή, ο συντελεστής συσχέτισης των δύο τιμών που προκύπτει από το εξεταζόμενο δείγμα, 0,325, δικαιολογείται από τη στροφή στην καθαρή ενέργεια και τη μείωση των παραγόμενων εκπομπών στον ελλαδικό χώρο. Η υιοθέτηση φιλικών προς το περιβάλλον πηγών ενέργειας μειώνει την τιμή άνθρακα, λόγω της χαμηλότερης ζήτησης δικαιωμάτων. Στην περίπτωση των EUA, παρά την προώθηση καθαρής ενέργειας, η τιμή αυξάνεται λόγω της αντίστοιχης μείωσης της προσφοράς. Επιπλέον, οι επενδύσεις σε ΑΠΕ αυξάνουν την τιμή του ηλεκτρισμού, ενώ μειώνουν τις εκπομπές άνθρακα, άρα και την τιμή του. Η μειωμένη τιμή άνθρακα όμως δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την τιμή του ρεύματος, καθώς αλληλοαναιρείται από την αύξηση της τιμής ηλεκτρισμού λόγω ΑΠΕ. Αναμενόμενη, επίσης, είναι η αρνητική, αν και ασθενής, συσχέτιση της τιμής φυσικού αερίου και άνθρακα (-0,227), λόγω της υποκατάστασης του γαιάνθρακα από τον πρώτο και συνεπώς της μείωσης των παραγόμενων εκπομπών.

Τέλος, η ανάλυση που έγινε λαμβάνοντας υπόψιν την χρονική υστέρηση στην ανταπόκριση των υπολοίπων τιμών στις διακυμάνσεις των τιμών πετρελαίου δεν επιβεβαίωσε την αρχική υπόθεση ενίσχυσης των συσχετίσεων, καθώς οι αντίστοιχοι συντελεστές συσχέτισης προκύπτουν σε όλες τις περιπτώσεις ασθενέστεροι.

## **9.2. Προτάσεις-Μελλοντική έρευνα**

### **9.2.1. Προτάσεις**

Στην παρούσα εργασία αναλύθηκαν οι αγορές πηγών ενέργειας, άνθρακα και ηλεκτρισμού και έγινε κατανοητό πόσο ευμετάβλητες είναι οι τιμές σε κάθε αγορά και η επιρροή τους από πλήθος παραγόντων. Αντικειμενικός στόχος κάθε χώρας παγκοσμίως είναι η διασφάλιση όσο το δυνατόν φθηνότερης ενέργειας και η ενεργειακή της ασφάλεια, εξασφαλίζοντας την προστασία του περιβάλλοντος με γνώμονα την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Από την αγορά άνθρακα συμπεραίνεται ότι η θέσπιση πολιτικών απανθρακοποίησης δεν επιφέρει πάντοτε τις επιθυμητές μειώσεις στις εκπομπές CO<sub>2</sub>. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την εξάρτηση από εισαγωγές και την περατότητα των ορυκτών καυσίμων, επιβάλλει την αυξανόμενη χρήση των ΑΠΕ, όχι μόνο καλύπτοντας αλλά υπερβαίνοντας τους στόχους που έχουν τεθεί.

Κύριο πρόβλημα στη χρήση των πιο διαδεδομένων ΑΠΕ είναι η διακοπτόμενη παροχή ενέργειας και η αδυναμία κάλυψης των μεταβολών της ζήτησης. Για το λόγο αυτό, προτείνεται η ενίσχυση της χρήσης γεωθερμίας και βιοαερίου, που παρά την παρουσία τους στον ελλαδικό χώρο, η εκμετάλλευσή τους είναι ιδιαίτερα περιορισμένη.

Αναλυτικότερα, πεδία υψηλής και μέτριας ενθαλπίας εντοπίζονται σε όλη τη χώρα και μπορούν να χρησιμοποιηθούν τόσο για ψύξη και θέρμανση όσο και για ηλεκτροπαραγωγή. Η γεωθερμική ενέργεια είναι συνεχής και ανεξάρτητη της εποχής και της ώρας της ημέρας και με αυτό τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα υποκατάστασης του ρυπογόνου γαιάνθρακα, ενώ παράλληλα τα κόστη επένδυσης σε γεωθερμικές μονάδες είναι χαμηλά.

Από την άλλη πλευρά, το βιοαέριο καλύπτει και πάλι τη συνεχή προσφορά, παρέχοντας δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας, και επιπλέον συνεισφέρει στην εκμετάλλευση των αποβλήτων. Σε αντίθεση με την αμιγώς καθαρή γεωθερμία, με την καύση του εκπέμπεται διοξείδιο του άνθρακα με τη διαφορά όμως από τα ορυκτά καύσιμα ότι ο άνθρακας στο βιοαέριο ελήφθη πρόσφατα από την ατμόσφαιρα, οπότε πρόκειται για βραχυπρόθεσμο κλειστό κύκλο άνθρακα.

Και οι δύο προαναφερόμενες μορφές ενέργειας καταργούν την ενεργειακή εξάρτηση της χώρας, είναι φιλικές προς το περιβάλλον, και παράλληλα δίνουν πρόσφορο έδαφος για την ενεργειακή κάλυψη των μη διασυνδεδεμένων νησιών. Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθούν τα αξιόλογα γεωθερμικά πεδία σε Κυκλάδες, Δωδεκάνησα και νησιά του Β. Αιγαίου, ενώ αναφορικά με το βιοαέριο προτείνεται η χρήση του σε υβριδικά συστήματα για κάλυψη της υψηλής ζήτησης σε συνδυασμό με την αιολική και ηλιακή ενέργεια. Στην περίπτωση των νησιών δεν πρέπει να παραληφθεί η πρόταση κατασκευής υπεράκτιων αιολικών παρκών, τα οποία θα παρέχουν τεράστιες ενεργειακές ποσότητες υπό την προϋπόθεση εξασφάλισης των απαραίτητων διασυνδέσεων.

Τέλος, κρίνεται σημαντική η ενίσχυση των επενδύσεων για την ανάπτυξη της τεχνολογίας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως αναφέρθηκε εκτενώς, οι μεταβολές στις τιμές ηλεκτρικού ρεύματος πηγάζουν κυρίως λόγω της απαίτησης ισορροπίας προσφοράς και ζήτησης. Η δυνατότητα αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας όχι μόνο θα αντιμετωπίσει το εν λόγω πρόβλημα, αλλά θα βελτιώσει και τη χρήση των διακοπτόμενων πηγών ενέργειας, όπως η αιολική και η ηλιακή.

### **9.2.2. Περιορισμοί-Μελλοντική έρευνα**

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκαν η τιμή πετρελαίου Brent, φυσικού αερίου TTF και η παγκόσμια τιμή γαιάνθρακα συγκριτικά με την οριακή τιμή συστήματος ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα. Υπήρξαν περιορισμοί σχετικά με την εύρεση τιμών καυσίμων στον ελλαδικό χώρο, αλλά και την περίοδο εξέτασης των τιμών που λήφθηκαν. Η εξέταση πυκνότερων τιμών, στην καλύτερη περίπτωση ημερήσιας βάσης, θα έδινε πιο

ρεαλιστικά αποτελέσματα και εικάζεται ότι οι συντελεστές συσχέτισης θα προκύπταν πιο ισχυροί.

Επιπλέον, στη συσχέτιση κατά Spearman η σχέση των τιμών γαιάνθρακα και δικαιωμάτων εκπομπών προέκυψε στατιστικά μη σημαντική. Κρίνεται απαραίτητη περαιτέρω διερεύνηση των εν λόγω τιμών, δεδομένης της ισχυρής αλληλεπίδρασής τους. Παράλληλα, προτείνεται να διερευνηθεί περαιτέρω η συσχέτιση των εξεταζόμενων τιμών με χρονικές υστερήσεις, καθώς στην παρούσα έρευνα οι συσχετίσεις προέκυψαν ασθενέστερες από τις αρχικές.

## 10. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Aatola, P., Ollikainen, M., & Toppinen, A. (2013). Price determination in the EU ETS market: theory and econometric analysis with market fundamentals. *Energy Economics*, 36, 380–395.
- Abolhosseini, S., & Heshmati, A. (2014). The main support mechanisms to finance renewable energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 876–885.
- Abrell, J., & Weigt, H. (2016). The Short and Long Term Impact of Europe's Natural Gas Market on Electricity Markets until 2050. *The Energy Journal*, 37, 125-146.
- ACER. (2017). *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2016*. Retrieved from [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Publications/Pages/Publication.aspx](https://acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx).
- Adekoya, O.B., & Adebisi, A.N. (2020). Oil price-inflation pass-through in OECD countries: The role of asymmetries, impact of global financial crisis and forecast evaluation. *International Journal of Energy Sector Management*, 14(1), 126-147.
- Adelman, M.A. (1984). International oil agreements. *The Energy Journal*, 5(3), 1–9.
- Ahamada, I., & Kirat, D. (2018). Non-linear Pass-Through of the CO<sub>2</sub> Emission-Allowance Price onto Wholesale Electricity Prices. *Environmental Modelling & Assessment*, 23, 497–510.
- Aichele, R., & Felbermayr, G. (2015). Kyoto and carbon leakage: an empirical analysis of the carbon content of bilateral trade. *The Review of Economics and Statistics*, 97(1), 104–115.
- Al-Mulali, U., & Ozturk, I. (2016). The investigation of environmental Kuznets curve hypothesis in the advanced economies: the role of energy prices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1622–1631.
- Albrecht, U., Altmann, M., Zerhusen, J., Raksha, T., Maio, P., Beudet, A.,...Maisonnier, G. (2014). *The Impact of the Oil Price on EU Energy Prices*. Brussels, Belgium: European Parliament.
- Alqahtani, A., & Taillard, M. (2019). Global energy and geopolitical risk: behavior of oil markets. *International Journal of Energy Sector Management*, 14(2), 358-371.

- Andrzejewski, M., Dunal, P., & Popławski, Ł. (2019). Impact of changes in coal prices and CO<sub>2</sub> allowances on power prices in selected European Union countries – correlation analysis in the short-term perspective. *Acta Montanistica Slovaca*, 24(1), 53-62.
- Antonietti, R., & Fontini, F. (2019). Does energy price affect energy efficiency? Cross-country panel evidence. *Energy Policy*, 129, 896-906.
- Apergis, N., & Payne, J. E. (2010). Renewable energy consumption and growth in Eurasia. *Energy Economics*, 32(6), 1392–1397.
- Apergis, N., Payne, J.E., Menyah, K., & Wolde-Rufael, Y. (2010). On the causal dynamics between emissions, nuclear energy, renewable energy, and economic growth. *Ecological Economics*, 69(11), 2255-2260.
- Asafu-Adjaye, J. (2000). The relationship between energy consumption, energy prices and economic growth: time series evidence from Asian developing countries. *Energy Economics*, 22(6), 615–625.
- Asche, F., Oglend, A., & Osmundsen, P. (2017). Modeling UK Natural Gas Prices when Gas Prices Periodically Decouple from the Oil Price. *The Energy Journal*, 38(2), 131-148.
- Asenov, E. (2018). Development of the Regional Natural Gas Market in Southeast Europe. *Intereconomics*, 53, 233–238.
- Atkeson, A., & Kehoe, P.J. (1999). Models of energy use: putty-putty versus putty-clay. *American Economic Review*, 89(4), 1028–1043.
- Bampinas, G., & Panagiotidis, T. (2017). Oil and stock markets before and after financial crises: A local Gaussian correlation approach. *The Journal of Futures Markets*, 37(12), 1179-1204.
- Barro, R. (2007). *Macroeconomics: a modern approach*. Mason, OH: Cengage Learning.
- Barsky, R.B., & Kilian, L. (2004). Oil and the macroeconomy since the 1970s. *Journal of Economic Perspectives*, 18(4), 115-532.
- Bashiri, B., & Manso, J.R. (2012). Crude oil conservation policy hypothesis in OECD (organization for economic cooperation and development) countries: a multivariate panel Granger causality test. *Energy*, 43(1), 253-260.

- Bastianin, A., Galeotti, M., & Polo, M. (2019). Convergence of European natural gas prices. *Energy Economics*, *81*, 793-811.
- Batalla, J., Paniagua, J., & Trujillo-Baute, E. (2019). Energy Market Integration and Electricity Trade. *Economics of Energy & Environmental Policy, International Association for Energy Economics*, *8(2)*, 53-67.
- Batten, J.A., Brzezczynski, J., Ciner, C., Lau, M.C.K., Lucey, B., & Yarovaya, L. (2019). Price and volatility spillovers across the international steam coal market. *Energy Economics*, *77*, 119-138.
- Batten, J.A., Ciner, C., & Lucey, B.M. (2017). The dynamic linkages between crude oil and natural gas markets. *Energy Economics*, *62*, 155-170
- Beck, F., & Martinot, E. (2004). Renewable energy policies and barriers. *Encyclopedia of Energy* (pp. 365-383). Cleveland, C. (Eds), Elsevier.
- Beus, M., Pavić, I., Štritof, I., Capuder, T., & Pandžić, H. (2018). Electricity Market Design in Croatia within the European Electricity Market—Recommendations for Further Development. *Energies*, *11*, 346.
- Bhattacharya, M., Paramati, S. R., Ozturk, I., & Bhattacharya, S. (2016). The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries. *Applied Energy*, *162*, 733–741.
- Blistan, P., Blistanova, M., Molokáč, M., & Hvizdák, L. (2012). Renewable energy sources and risk management. *SGEM 2012: 12th International Multidisciplinary Scientific GeoConference, conference proceedings*, *4*, 587-594.
- BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy 2019*. Retrieved from <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Branstetter, L., & Pizer, W. (2014). Facing the climate change challenge in a global economy. In R.C. Feenstra & A.M. Taylor (Eds.), *Globalization in an Age of Crisis: Multilateral Economic Cooperation in the Twenty-First Century* (pp. 215–256). Chicago, Illinois: University of Chicago Press.
- Brehm, P. (2019). Natural gas prices, electric generation investment, and greenhouse gas emissions. *Resource and Energy Economics*, *58*, 101106.

- Brown, S., & Yücel, M. (2008). What drives natural gas prices? *The Energy Journal*, 29(2), 45–60.
- Caldara, D., & Iacoviello, M. (2018). Measuring geopolitical risk. Board of governors of the federal reserve system. *International Finance Discussion Paper*, 2018(1222).
- Caporin, M., & Fontini, F. (2017). The long-run oil–natural gas price relationship and the shale gas revolution. *Energy Economics*, 64, 511-519.
- Carvalho, T.S., Santiago, F.S., & Perobelli, F.S. (2013). International trade and emissions: the case of the Minas Gerais state-2005. *Energy Economics*, 40, 383-395.
- Cary, M. (2020). Molecules of inefficiency: How tariffs impact carbon intensities, carbon dioxide emissions, and the environment. *Science of the Total Environment*, 713, 136531.
- Chang, M.C. (2015). Room for improvement in low carbon economies of G7 and BRICS countries based on the analysis of energy efficiency and environmental Kuznets curves. *Journal of Cleaner Production*, 99, 140–151.
- Chen, ST., Kuo, HI., & Chen, CC. (2010). Modeling the relationship between the oil price and global food prices. *Applied Energy*, 87(8), 2517–2525.
- Cheng, Y., Zhang, N., Zhang, B., Kang, C., Xi, W., & Feng, M. (2020). Low-Carbon Operation of Multiple Energy Systems Based on Energy-Carbon Integrated Prices. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2), 1307-1318.
- Chevallier, J., Nguyen, D.K., & Reboredo, J.C. (2019). A conditional dependence approach to CO<sub>2</sub>-energy price relationships. *Energy Economics*, 81, 812-821.
- Chiappini, R., Jégourel, Y., & Raymond, P. (2019). Towards a worldwide integrated market? New evidence on the dynamics of U.S., European and Asian natural gas prices. *Energy Economics*, 81, 545-565.
- Choi, S., Furceri, D., Loungani, P., Mishra, S., & Poplawski-Ribeiro, M. (2018). Oil prices and inflation dynamics: evidence from advanced and developing economies. *Journal of International Money and Finance*, 82, 71-96.
- Chyong, C.K. (2019). European Natural Gas Markets: Taking Stock and Looking Forward. *Review of Industrial Organization*, 55(1), 89–109.
- Correlje, A., & Van der Linde, C. (2006). Energy supply security and geopolitics: a European perspective. *Energy Policy*, 34(5), 532-543.



- Costa-Campi, M.T., Paniagua, J., & Trujillo, E. (2018). Is energy market integration a green light for FDI? *The Energy Journal*, 39, 39-56.
- Courchene, T.J., & Allan, J.R. (2008). Climate change: the case for a carbon tariff/tax. *Policy Options*, 3, 59-64.
- Cramton, P. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589-612.
- Cullen, J.A. (2015). *Dynamic Response to Environmental Regulation in the Electricity Industry*. Retrieved from <http://www.josephcullen.com/resources/dynamicresponse.pdf>.
- Cullen, J.A., & Erin, T. M. (2017). Inferring Carbon Abatement Costs in Electricity Markets: A Revealed Preference Approach Using the Shale Revolution. *American Economic Journal: Economic Policy*, 9 (3), 106-33.
- Dales, J.H. (1968). *Pollution, Property & Prices: An Essay on Policy-making and Economics*. Toronto, Canada: University of Toronto Press.
- Dar, A.B. (2018). The globalisation-regionalisation debate in international crude oil markets: old wine in new bottles. *OPEC Energy Review*, 42(3), 244-261.
- Daskalaki, C., & Skiadopoulos, G. (2011). Should investors include commodities in their portfolios after all? New evidence. *Journal of Banking & Finance*, 35, 2606–2626.
- Dillion, B.M., & Barrett, C.B. (2015). Global oil prices and local food prices: evidence from East Africa. *American Journal of Agricultural Economics*, 98(1), 154-161.
- Dukhanina, E., Massol, O., & Lévêque, F. (2019). Policy measures targeting a more integrated gas market: Impact of a merger of two trading zones on prices and arbitrage activity in France. *Energy Policy*, 132, 583-593.
- Dutra, J., & Menezes, F. M . (2017). *Electricity Market Design in Brazil: An Assessment of the 2004 Reform*. Retrieved from <http://www.uq.edu.au/economics/abstract/545.pdf>.
- Edelenbosch, O., Kermeli, K., Crijns-Graus, W., Worrell, E., Bibas, R., Fais, B., ..... van Vuuren, D. (2017). Comparing projections of industrial energy demand and greenhouse gas emissions in long-term energy models. *Energy*, 122, 701–710.
- Ederington, L.H., Lin, F., Linn, S.C., & Yang, L. (2019). EIA Storage Announcements, Analyst Storage Forecasts, and Energy Prices. *The Energy Journal*, 40(5), 121-142.

Edwards, D.W. (2010). *Energy, Trading & Investing. Trading, risk management, and structuring deals in the energy markets*. New York, NY, U.S.: McGraw-Hill.

Ejrnaes, M., & Persson, K. G. (2000). Market integration and transport costs in France 1825–1903: a threshold error correction approach to the law of one price. *Explorations in Economic History*, 37(2), 149–73

Erdos, P. (2012). Have oil and gas prices got separated? *Energy Policy*, 49, 707–718.

European Commission. (2020). *Report on the functioning of the European carbon market*. Retrieved from [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0557R\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0557R(01)&from=EN)

European Commission. (2014). *Guidelines on state aid for environmental protection and energy 2014-2020. 2014/C 200/01*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>

Fagiani, R., Richstein, J.C., Hakvoort, R., & De Vries, L. (2014). The dynamic impact of carbon reduction and renewable support policies on the electricity sector. *Utilities Policy*, 28, 28–41.

Falbo, P., Pelizzari, C., & Taschini, L. (2019). Renewables, Allowances Markets, and Capacity Expansion in Energy-Only Markets. *The Energy Journal*, 40(6), 41-78.

Fattouh, B. (2011). *An anatomy of the Crude Oil Pricing System*. Oxford Institute for Energy Studies.

Felder, S., & Rutherford, T.F. (1993). Unilateral CO<sub>2</sub> reductions and carbon leakage: the consequences of international trade in oil and basic materials. *Journal of Environmental Economics and Management*, 25(2), 162–176.

Fell, H., & Kaffine, D.T. (2018). The Fall of Coal: Joint Impacts of Fuel Prices and Renewables on Generation and Emissions. *American Economic Journal: Economic Policy*, 10(2), 90-116.

Fisher, J.A., Cavanagh, C.J., Sikor, T., & Mwayafu, D.M. (2018). Linking notions of justice and project outcomes in carbon offset forestry projects: insights from a comparative study in Uganda. *Land Use Policy*, 73, 259-268.

FS-UNEP Collaborating Centre. (2016). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2016.* Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF 2016. Retrieved from <http://fs-unep->

centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2016lowres\_0.pdf.

Fuinhas, J.A., & Marques, A.C. (2012). Energy consumption and economic growth nexus in Portugal, Italy, Greece, Spain and Turkey: an ARDL bounds test approach (1965-2009). *Energy Economics*, 34(2), 511-517.

Gang, H. (2008). Energy consumption, energy prices and economic growth –empirical data analysis based on large energy consuming countries. *Price: Theory and Practice*, 12, 45-46.

Garaffa, R., Szklo, A., Lucena, A.F.P., & Féres, J.G. (2019). Price Adjustments and Transaction Costs in the European Natural Gas Market. *The Energy Journal*, 40(1), 171-188.

Geman, H. (2005). *Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*. Chichester, UK: Wiley Finance.

Geng, J.B., Ji, Q., & Fan, Y. (2017). The relationship between regional natural gas markets and crude oil markets from a multi-scale nonlinear Granger causality perspective. *Energy Economics*, 67, 98-110.

Gnansounou, E. (2008). Assessing the energy vulnerability: case of industrialised countries. *Energy Policy*, 36(10), 3734-3744.

Gregoire, V., Genest, C., & Gendron, M. (2008). Using copulas to model price dependencies in energy markets. *Energy Risk*, 5(5), 58–64.

Growitsch, C., Stronzik, M., & Nepal, R. (2015). Price convergence and information efficiency in German natural gas markets. *German Economic Review*, 16(1), 87–103.

Gundersen, T.S. (2020). The Impact of U.S. Supply Shocks on the Global Oil Price. *The Energy Journal*, 41(1), 151-174.

Hailemariam, A., & Smyth, R. (2019). What drives volatility in natural gas prices?, *Energy Economics*, 80, 731-742.

Hallegatte, S., Heal, G., Fay, M., & Treguer, D. (2011). From growth to green growth- a framework. *World Bank Policy Research Working Papers*, 1-38.

Hammoudeh, S., Nguyen, D.K., & Sousa, R.M. (2014). Energy prices and CO<sub>2</sub> emission allowance prices: a quantile regression approach. *Energy Policy*, 70, 201-206.

- He, L., Xu, Z., & Niu, Z. (2014). Joint optimal production planning for complex supply chains constrained by carbon emission abatement policies. *Discrete Dynamics in Nature and Society*, 361923.
- Hibbard, P. J., & Schatzki, T. (2012). The interdependence of electricity and natural gas: Current factors and future prospects. *The Electricity Journal*, 25(4), 6–17.
- Hondroyannis, G., & Papapetrou, E. (2001). Macroeconomic Influences on the Stock Market. *Journal of Economics and Finance*, 25, 33–49.
- Hulshof, D., van der Maat, J.P., & Mulder, M. (2016). Market fundamentals, competition and natural-gas prices. *Energy Policy*, 94, 480–491.
- Iimura, A., & Cross, J.S. (2018). The impact of renewable energy on household electricity prices in liberalized electricity markets: A cross-national panel data analysis. *Utilities Policy*, 54, 96-106.
- Ike, G.N., Usman, O., Alola, A.A., & Sarkodie, S.A. (2020). Environmental quality effects of income, energy prices and trade: The role of renewable energy consumption in G-7 countries. *Science of the Total Environment*, 721, 137813.
- Ikonnikova, S., & Zwart, G.T.J. (2014). Trade quotas and buyer power, with an application to the E.U. natural gas market. *Journal of the European Economic Association*, 12(1), 177-199.
- Ito, K. (2014). Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing. *American Economic Review*, 104(2), 537-563.
- Jadidzadeh, A., & Serletis, A. (2017). How does the U.S. natural gas market react to demand and supply shocks in the crude oil market? *Energy Economics*, 63, 66-74.
- Jaforullah, M., & King, A. (2015). Does the use of renewable energy sources mitigate CO<sub>2</sub> emissions? A reassessment of the US evidence. *Energy Economics*, 49, 711–717.
- Ji, Q., & Fan, Y. (2012). How does oil price volatility affect non-energy commodity markets?. *Applied Energy*, 89(1), 273-280.
- Ji, Q., & Fan, Y. (2016). Evolution of the world crude oil market integration: A graph theory analysis. *Energy Economics*, 53, 90-100.
- Ji, Z., & Huang, X. (2018). Day-Ahead Schedule and Equilibrium for the Coupled Electricity and Natural Gas Markets. *IEEE Access*, 6, 27530-27540.

- Jinsoo, K., Sunah, O., & Eunnyeong, H. (2009). A Study on Integration of the World Crude Oil Markets Using Price Asymmetry Model. *Geosystem Engineering*, 12(1), 1-4.
- Jisheng, M., & Hao, H. (2011). Based on the VAR (vector auto regression) dynamic analysis on the dynamic analysis the relationship between carbon emission and economic growth in China based on VAR. *Inquiry into Economic Issues*, 5, 20-25.
- Jonson, E., Azar, C., Lindgren, K., & Lundberg, L. (2020). Exploring the competition between variable renewable electricity and a carbon-neutral baseload technology. *Energy Systems*, 11, 21–44.
- Joskow, P.L. (2013). Natural gas: from shortages to abundance in the United States. *The American Economic Review*, 103(3), 338–343.
- Joskow, P., & Tirole, J. (2006). Retail Electricity Competition. *RAND Journal of Economics*, 37(4), 799–815.
- Kanamura, T. (2008). Monitoring the upsurge of biofuels in commodity futures markets. *Icfai Journal of Derivatives Markets*, 6, 29–48.
- Kim, S.E., Kim, H., & Chae, Y. (2014). A new approach to measuring green growth: Application to the OECD and Korea. *Futures*, 63, 37-48.
- Kohl, W. L. (2002). OPEC Behavior. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42(2), 209–233.
- Kraft, J., & Kraft, A. (1978). On the relationship between energy and GNP. *Journal of Energy and Development*, 3(2), 401-403.
- Krugman, P., & Obstfeld, M. (2003). *International Economics*. Boston, USA: Addison-Wesley.
- Kutan, A.M., Paramati, S.R., Ummalla, M., & Zakari, A. (2018). Financing Renewable Energy Projects in Major Emerging Market Economies: Evidence in the Perspective of Sustainable Economic Development. *Emerging Markets Finance and Trade*, 54(8), 1762-1778.
- Ladislav, K. (2019). Are the crude oil markets really becoming more efficient over time? Some new evidence. *Energy Economics*, 82, 253-263.
- Larch, M., & Wanner, J. (2017). Carbon Tariffs: An Analysis of the Trade, Welfare, and Emission Effects. *Journal of International Economics*, 109, 195-213.

- Le, T.H., Chang, Y., & Park, D. (2020). Renewable and Nonrenewable Energy Consumption, Economic Growth, and Emissions: International Evidence. *The Energy Journal*, 41(2), 73-92.
- Lecuyer, O., & Quirion, P. (2019). Interaction between CO<sub>2</sub> emissions trading and renewable energy subsidies under uncertainty: feed-in tariffs as a safety net against over-allocation. *Climate Policy*, 19(8), 1002-1018.
- Levin, T., Kwon, J., & Botterud, A. (2019). The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets. *Energy Policy*, 131, 53-71.
- Li, R., Joyeux, R., & Ripple, R.D. (2010). International steam coal market integration. *Energy Journal*, 31, 181–202.
- Li, J., Wang, L., & Tan, X. (2020). Sustainable design and optimization of coal supply chain network under different carbon emission policies. *Journal of Cleaner Production*, 250, 119548.
- Li, J., Xie, C., & Long, H. (2019). The roles of inter-fuel substitution and inter-market contagion in driving energy prices: Evidences from China's coal market. *Energy Economics*, 84, 104525.
- Linn, J., & McCormack, K. (2019). The roles of energy markets and environmental regulation in reducing coal-fired plant profits and electricity sector emissions. *The RAND Journal of Economics*, 50(4), 733-767.
- Linn, J., & Muehlenbachs, L. (2018). The heterogeneous impacts of low natural gas prices on consumers and the environment. *Journal of Environmental Economics and Management*, 89, 1-28.
- Liu, B., & Geman, H. (2017). World coal markets: Still weakly integrated and moving east. *Journal of Commodity Markets*, 5, 63-76.
- Liu, C., Li, N., & Zha, D. (2016). On the impact of FIT policies on renewable energy investment: based on the solar power support policies in China's power market. *Renewable Energy*, 94, 251–267.
- Lundgren, N.G. (1996). Bulk trade and maritime transport costs: the evolution of global markets. *Resources Policy*, 22(1), 5–32.
- Lutz, B.J., Pigorsch, U., & Rotfuss, W. (2013). Nonlinearity in cap-and-trade systems: the EUA price and its fundamentals. *Energy Economics*, 40, 222–232.

- Malthus, T.R. (1798). *An Essay on the Principle of Population*. London, England: J. Johnson.
- Marti, J.M.C., Tancrez, J.S., & Seifert, R.W. (2015). Carbon footprint and responsiveness trade-offs in supply chain network design. *International Journal of Production Economics*, 166, 129-142.
- Mazighi, A.E.H. (2004). Some risks related to the short trading of natural gas. *OPEC Review*, 28(3), 227–239.
- Mazighi, A.E.H. (2006). The drivers behind the globalization of natural gas markets. *OPEC Review*, 30(2), 71-84.
- Menegaki, A. (2011). Growth and renewable energy in Europe: a random effect model with evidence for neutrality hypothesis. *Energy Economics*, 33(2), 257-263.
- Menyah, K., & Wolde-Rufael, Y. (2010). CO<sub>2</sub> emissions, nuclear energy, renewable energy and economic growth in the US. *Energy Policy*, 38(6), 2911–2915.
- Mihaylov, M., Jurado, S., Avellana, N., Van Moffaert, K., de Abril, I.M., & Nowé, A. (2014). NRGcoin: Virtual currency for trading of renewable energy in smart grids. *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), Krakow, conference proceedings*, 1-6.
- Mohammadi, H. (2011). Market integration and price transmission in the US natural gas market: from the wellhead to end use markets. *Energy Economics*, 33(2), 227–235.
- Morales, J.M., Conejo, A.J., Madsen, H., Pinson, P., & Zugno, M. (2014). *Integrating renewables in electricity markets – operational problems, international series in operations research & management science*. New York, NY, U.S.: Springer.
- Moreno, B., López, A.J., & García-Álvarez, M.T. (2012). The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms. *Energy*, 48, 307–313.
- Mu, X. (2007). Weather, storage, and natural gas price dynamics: fundamentals and volatility. *Energy Economics*, 29(1), 46–63.
- Murray, J. E., & Silvestre, J. (2015). Small scale technologies and European coal mine safety, 1850–1900. *Economic History Review*, 68(3), 887–910.

- Murray, J. E., & Silvestre, J. (2020). Integration in European coal markets, 1833–1913. *Economic History Review*, 73(3), 668-702.
- Narayan, P.K., Narayan, S., & Zheng, X.W. (2010). Gold and oil futures markets: are markets efficient? *Applied Energy*, 87(10), 3299–3303.
- Natanelov, V., Alam, M. J., Mckenzie, A. M., & Huylbroeck, G. V. (2011). Is There Co-movement of Agricultural Commodities Futures Prices and Crude Oil? *Energy Policy*, 39(9), 4971–4984.
- Newbery, D., Strbac, G., & Viehoff, I. (2016). The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94, 253-263.
- Nhamo, G., Nhemachena, C., Nhamo, S., Mjimba, V., & Savić, I. (2020). Placing Emphasis on Renewables, Efficiency and Energy Diplomacy in Europe and Central Asia. *SDG7 – Ensure Access to Affordable, Reliable, Sustainable and Modern Energy* (pp.63-88). Emerald Publishing Limited.
- Oglend, A., Osmundsen, P., & Kleppe, T.S. (2020). Time Commitments in LNG Shipping and Natural Gas Price Convergence. *The Energy Journal*, 41(2), 29-46.
- Olsen, D.J., Dvorkin, Y., Fernández-Blanco, R., & Ortega-Vazquez, M.A. (2018). Optimal carbon taxes for emissions targets in the electricity sector. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 5892–5901.
- Ordoudis, C., Pinson, P., & Morales, J. M. (2019). An Integrated Market for Electricity and Natural Gas Systems with Stochastic Power Producers. *European Journal of Operational Research*, 272, 642–654.
- Papapetrou, E. (2001). Oil price shocks, stock markets, economic activity, and employment in Greece. *Energy Economics*, 23(5), 511–32.
- Papież, M., & Śmiech, S. (2015). Dynamic steam coal market integration: evidence from rolling cointegration analysis. *Energy Economics*, 51, 510–520.
- Paramati, S.R., Ummalla, M., & Apergis, N. (2016). The effect of foreign direct investment and stock market growth on clean energy use across a panel of emerging market economies. *Energy Economics*, 56, 29–41.
- Pigou, A.C. (1920). *The Economics of Welfare*. London, England: Macmillan.



- Pindyck, R., & Rotemberg, J. (1990). The excess Co-movement of Commodity Prices. *Economic Journal*, 100(403), 1173–1189.
- Pineda, S., & Conejo, A.J. (2013). Using electricity options to hedge against financial risks of power producers. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 1(2), 101–109.
- Puller, S.L., & West, J. (2013). Efficient Retail Pricing in Electricity and Natural Gas Markets. *American Economic Review*, 103(3), 350-355.
- Richter, P.M., & Holz, F. (2015). All Quiet on the Eastern Front? Disruption Scenarios of Russian Natural Gas Supply to Europe. *Energy Policy*, 80, 177–189.
- Roberts, J.T., & Grimes, P.E. (1997). Carbon intensity and economic development 1962–1991: A brief exploration of the environmental Kuznets curve. *World Development*, 25(2), 191–198.
- Robinson, T. (2007). The convergence of electricity prices in Europe. *Applied Economics Letters*, 14(7), 473-476.
- Romagus, G. (2012). *Convergence and Divergence of Crude Oil and Natural Gas Prices*. (Doctoral thesis, University of Houston, Houston, Texas).
- Ruester, S. (2009). Changing contract structures in the international liquefied natural gas market: A first empirical analysis. *Revue d'économie industrielle*, 127(3), 89–112.
- Sachs, J., Schmidt-Traub, G., Kroll, C., Lafortune, G., & Fuller, G. (2019). *Sustainable Development Report 2019*. New York, NY, U.S.: Bertelsmann Stiftung and Sustainable Development Solutions Network (SDSN).
- Sadorsky, P. (2010). The impact of financial development on energy consumption in emerging economies. *Energy Policy*, 38(5), 2528–2535.
- Salim, R. A., & Rafiq, S. (2012). Why do some emerging economies proactively accelerate the adoption of renewable energy? *Energy Economics*, 34(4), 1051–1057.
- Salim, R. A., Hassan, K., & Shafiei, S. (2014). Renewable and non-renewable energy consumption and economic activities: Further evidence from OECD countries. *Energy Economics*, 44, 350–60.
- Salisu, A.A., Isah, K.O., Oyewole, O.J., & Akanni, L.O. (2017). Modelling oil price-inflation nexus: the role of asymmetries. *Energy*, 125, 97-106.

- Sarwar, S., Chen, W., & Waheed, R. (2017). Electricity consumption, oil price and economic growth: global perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 9-18.
- Schallenberg-Rodriguez, J. (2017). Renewable electricity support systems: are feed-in systems taking the lead? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1422–1439.
- Shahbaz, M., Rasool, G., Ahmed, K., & Mahalik, M.K. (2016). Considering the effect of biomass energy consumption on economic growth: fresh evidence from BRICS region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1442-1450.
- Shahbaz, M., Shafiullah, M., Papavassiliou, V.G., & Hammoudeh, S. (2017). The CO<sub>2</sub>–growth nexus revisited: a nonparametric analysis for the G7 economies over nearly two centuries. *Energy Economics*, 65, 183–193.
- Sinha, A., Shahbaz, M., & Sengupta, T. (2018). Renewable energy policies and contradictions in causality: a case of next 11 countries. *Journal of Cleaner Production*, 197(1), 73-84.
- Soliman, A.M., & Nasir, M.A. (2019). Association between the energy and emission prices: An analysis of EU emission trading system. *Resources Policy*, 61, 369-374.
- Stern, D.I. (2004). The Rise and Fall of the Environmental Kuznets Curve. *World Development*, 32(8), 1419-1439.
- Stern, N. (2011). Raising consumption, maintaining growth and reducing emissions. *World Economics*, 12(4), 13–34.
- Su, Y., & Sun, W. (2019). Analyzing a closed-loop supply chain considering environmental pollution using the NSGA-II. *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, 27, 1066-1074.
- Talus, K. (2014). United States natural gas markets, contracts and risks: What lessons for the European Union and Asia-Pacific natural gas markets? *Energy Policy*, 74, 28-34.
- Taşkın, D., Vardar, G., & Okan, B. (2020). Does renewable energy promote green economic growth in OECD countries?. *Sustainability Accounting, Management and Policy Journal*, 11(4), 771-798.
- Tugcu, C.T., Ozturk, I., & Aslan, A. (2012). Renewable and non-renewable energy consumption and economic growth relationship revisited: evidence from G7 countries. *Energy Economics*, 34(6), 1942-1950.

- UNECE. (2017). *Global tracking framework: UNECE progress in sustainable energy. UNECE Energy Series No. 49*. New York, NY, U.S.: UNECE.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). *International Energy Outlook 2016. Technical Report May 2016*. Retrieved from [www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- Wang, C., Cai, W., Liao, H., & Lin, J. (2014). China's carbon mitigation strategies: enough? *Energy Policy*, *73*, 47–56.
- Wang, X., Liu, C., Chen, S., Chen, L., Li, K., & Liu, N. (2020). Impact of coal sector's de-capacity policy on coal price. *Applied Energy*, *265*, 114802.
- Wang, Q., Su, M., Li, R., & Ponce, P. (2019). The effects of energy prices, urbanization and economic growth on energy consumption per capita in 186 countries. *Journal of Cleaner Production*, *225*, 1017-1032.
- Wang, Q., Zhang, C., Ding, Y., Xydis, G., Wang, J., & Østergaard, J. (2015). Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response. *Applied Energy*, *138*, 695-706.
- Wårell, L. (2005). Defining geographic coal markets using price data and shipments data. *Energy Policy*, *33*(17), 2216-2230.
- Weiner, R.J. (1994). The world oil market is not “one great pool”: a reply to Rodriguez and Williams. *Energy Studies Review*, *5*(3), 225-230.
- Weitzman, M.L. (2019). Prices or quantities can dominate banking and borrowing? *The Scandinavian Journal of Economics*, *122*(2), 437-463.
- Wiggins, S., & Etienne, X.L. (2017). Turbulent times: uncovering the origins of US natural gas price fluctuations since deregulation. *Energy Economics*, *64*, 196–205.
- World Bank. (2019). *World development indicators*. Washington DC: World Bank. Retrieved from <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>
- Wrigley, E. A. (2010). *Energy and the English industrial revolution*. Cambridge, England: Cambridge University Press.
- Wu, M.C., Liang, A.Y.H., Yang, L.T.Y., & Chou, C.M. (2020). The non-linear impact of oil price on the oil demand. *Applied Economics*, *52*(45), 4992-5004.

- Xu, Z., Elomri, A., Pokharel, S., & Mutlu, F. (2019). The design of green supply chains under carbon policies: a literature review of quantitative models. *Sustainability*, *11*, 3094.
- Xue, Y., & Huang, Y. (2017). Study on the price co-movement among the Asia Pacific, European and Chinese coal markets – based on the empirical analysis of MS-VEC model. *Applied Economics*, *49*(7), 693-701.
- Yao, F., Dong, Z.Y., Meng, K., Xu, Z., Iu, H. H.-C. , & Wong, K.P. (2012) Quantum-inspired particle swarm optimization for power system operations considering wind power uncertainty and carbon tax in Australia. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *8*(4), 880–888.
- Yilanci, V., & Ozgur, O. (2019). Testing the environmental Kuznets curve for G7 countries: evidence from a bootstrap panel causality test in rolling windows. *Environmental Science and Pollution Research*, *26*, 24795-24805.
- Yuan, C., Liu, S., & Wu, J. (2010). The relationship among energy prices and energy consumption in China. *Energy Policy*, *38*(1), 197-207.
- Yuan, B., Ren, S., & Chen, X. (2015). The effects of urbanization, consumption ratio and consumption structure on residential indirect CO<sub>2</sub> emissions in China: A regional comparative analysis. *Applied Energy*, *140*, 94-106.
- Zaklan, A., Cullmann, A., Neumann, A., & von Hirschhausen, C. (2012). The globalization of steam coal markets and the role of logistics: an empirical analysis. *Energy Economics*, *34*(1), 105–116.
- Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., & Andersson, G. (2017). Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures. *IEEE Transactions on Power Systems*, *32*(1), 600–610.
- Zou, X. (2018). An analysis of the effect of carbon emission, GDP and international crude oil prices based on synthesis integration model. *International Journal of Energy Sector Management*, *12*(4), 641-655.
- Φουλίδης, Κ. (2018). *Αποσυμφόρηση των γραμμών μεταφοράς στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Ενέργειας μέσω των μεθόδων της εσωτερικής ανακατανομής μονάδων και αντίθετων συναλλαγών επί των διασυνδέσεων*. (Πτυχιακή Διπλωματική Εργασία, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Θεσσαλονίκη, Ελλάδα).

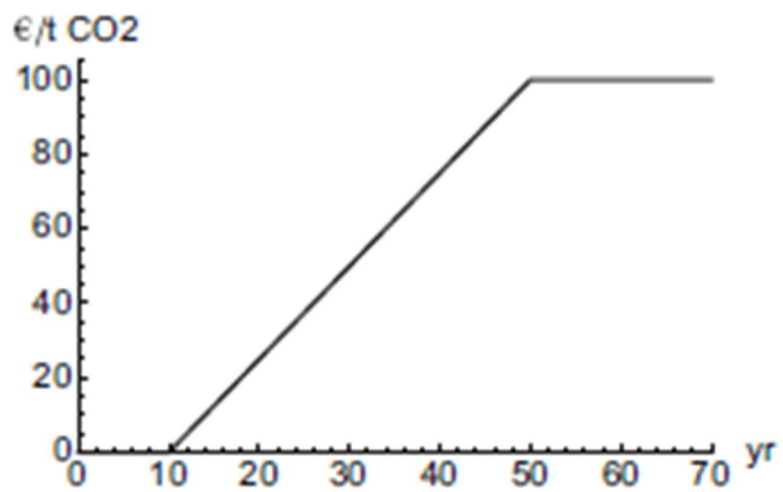
## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Πίνακας i Επενδύσεις και τιμές αγορών ανά σενάριο (2005-2050), Abrell & Weigt (2016)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Coal Investments [MW]</i>										
40%DEF	—	—	1,350	5,661	34,390	2,055	25,831	40,273	59,977	18,197
80%DEF	—	1,912	—	—	—	—	—	—	—	—
80%GREEN	—	1,548	—	458	—	—	—	—	—	—
<i>Gas Investments [MW]</i>										
40%DEF	—	735	351	—	—	127	25,204	13,226	14,218	—
80%DEF	—	1,235	1,521	—	12,889	6,046	39,398	31,900	19,945	1,396
80%GREEN	—	1,227	1,535	—	12,430	2,425	15,023	1,236	9,167	898
<i>Average European Electricity Price [€/MWh]</i>										
40%DEF	27.2	38.7	42.6	54.9	67.6	77.8	88.0	89.5	88.9	89.9
80%DEF	28.9	44.7	44.3	56.6	74.0	66.4	76.9	74.4	79.1	79.6
80%GREEN	28.9	44.8	44.6	56.1	69.8	53.0	65.0	41.5	29.6	20.0
<i>Average European Natural Gas Price [€/MWh]</i>										
40%DEF	21.6	21.5	25.5	33.8	40.9	42.6	46.2	49.6	53.4	57.9
80%DEF	21.6	25.4	25.5	33.7	36.9	34.6	35.3	33.2	30.5	30.3
80%GREEN	21.6	25.4	25.5	33.7	36.9	34.5	35.1	33.1	30.5	29.6

Πίνακας ii Παραγωγή και εισαγωγές φυσικού αερίου ανά σενάριο (2005-2050), Abrell & Weigt (2016)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>40%DEF</i>										
European	54%	55%	55%	49%	47%	46%	45%	46%	45%	44%
Russia	28%	28%	30%	37%	39%	39%	40%	40%	45%	46%
LNGAtlantic	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
LNGMedit	13%	13%	6%	8%	3%	3%	3%	3%	2%	3%
Africa	4%	4%	9%	5%	10%	10%	11%	11%	6%	6%
<i>80%DEF</i>										
European	54%	58%	55%	55%	49%	47%	43%	44%	47%	55%
Russia	28%	28%	30%	30%	36%	38%	42%	40%	38%	32%
LNGAtlantic	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
LNGMedit	13%	6%	6%	8%	9%	8%	9%	9%	8%	4%
Africa	4%	8%	9%	6%	6%	6%	5%	6%	7%	8%
<i>80%GREEN</i>										
European	54%	58%	55%	55%	49%	51%	50%	57%	61%	72%
Russia	28%	28%	30%	31%	36%	34%	35%	29%	27%	16%
LNGAtlantic	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
LNGMedit	13%	6%	6%	8%	9%	8%	7%	5%	3%	1%
Africa	4%	8%	9%	6%	6%	6%	6%	8%	8%	10%



*Διάγραμμα ι Θεώρηση μεταβολής κόστους άνθρακα, Jonson et al. (2018)*