



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ**

**ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ & ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ**

# **Ολοκληρωμένη Μεθοδολογία Προώθησης Επενδύσεων σε Έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**

**Διδακτορική Διατριβή**

**του**

**Δημητρίου Γ. Αγγελόπουλου**

**Επιβλέπων Καθηγητής:**

**Καθ. Ιωάννης Ψαρράς**

**Αθήνα, Δεκέμβριος 2019**





**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

**ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ & ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ**

**ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ & ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ**

# **Ολοκληρωμένη Μεθοδολογία Προώθησης Επενδύσεων σε Έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**

**Διδακτορική Διατριβή**

**του**

**Δημητρίου Γ. Αγγελόπουλου**

**Συμβουλευτική Επιτροπή:** Ι. Ψαρράς, Καθηγητής Ε.Μ.Π. (Επιβλέπων)  
Β. Ασημακόπουλος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.  
Δ. Ασκούνης, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 20<sup>η</sup> Δεκεμβρίου 2019

.....  
Ιωάννης Ψαρράς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Βασίλειος Ασημακόπουλος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Δημήτριος Ασκούνης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Χρυσόστομος Δούκας  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Σταύρος Παπαθανασίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Γρηγόριος Μέντζας  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Αλέξανδρος Φλάμος  
Αν. Καθηγητής ΠΑ.ΠΕΙ.

Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

.....  
Δημήτριος Γ. Αγγελόπουλος

Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός & Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Δημήτριος Γ. Αγγελόπουλος, 2019

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## Πρόλογος

Η Διδακτορική Διατριβή έλαβε χώρα στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών (ΣΗΜΜΥ) του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ), στο πλαίσιο των δραστηριοτήτων του Εργαστηρίου Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης, κατά το διάστημα Νοέμβριος 2012 – Δεκέμβριος 2019.

Κατ' αρχάς, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερος τον Επιβλέποντα της Διδακτορικής Διατριβής μου, Καθηγητή κ. Ιωάννη Ψαρρά, για την απόλυτη εμπιστοσύνη με την οποία με περιέβαλε από την πρώτη στιγμή της παρουσίας μου στο Εργαστήριο, την συνεχή καθοδήγηση καθώς και την αμέριστη υποστήριξη του στις ερευνητικές μου δραστηριότητες και στην εκπόνηση της Διατριβής μου. Θα ήθελα, επίσης, να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον Καθηγητή κ. Δημήτριο Ασκούνη για τη συνεργασία μας σε ακαδημαϊκό και ερευνητικό επίπεδο καθώς και στο έτερο μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής της Διατριβής μου, Καθηγητή κ. Βασίλειο Ασημακόπουλο. Επίσης, θερμές ευχαριστίες οφείλω στον Αν. Καθηγητή κ. Χάρη Δούκα για την άψογη συνεργασία μας όλα αυτά τα χρόνια καθώς και για τις εποικοδομητικές παρατηρήσεις και προτάσεις του στη διαμόρφωση της παρούσας Διατριβής. Θα ήθελα, επίσης, να ευχαριστήσω τον Αν. Καθηγητή κ. Αλέξανδρο Φλάμο για την ερευνητική μας συνεργασία, τον Καθηγητή κ. Γρηγόριο Μέντζα και τον Καθηγητή κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την τιμή που μου έκαναν να παρευρεθούν στην εξέταση υποστήριξης της Διατριβής μου.

Θα ήταν παράληψή μου να μην ευχαριστήσω θερμά τον Καθηγητή κ. Ιωάννη Σίσκο για την εξαιρετική συνεργασία και την υποστήριξη που μου παρείχε στην συγκεκριμένη επιστημονική προσπάθεια. Επίσης, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου και στα μέλη του Εργαστηρίου για την συνεργασία μας κατά την περίοδο αυτή. Είμαι ευγνώμων για την πλήρη υποτροφία που έλαβα από τον Ειδικό Λογαριασμό Κονδυλίων Έρευνας του ΕΜΠ ως 1<sup>ος</sup> Ερευνητής του Τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων της ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ για την εκπόνηση της Διδακτορικής μου Διατριβής.

Τέλος, θα ήθελα να εστιάσω στους ανθρώπους από τους οποίους ξεκίνησαν όλα. Θέλω να εκφράσω τις πιο θερμές ευχαριστίες από τα βάθη της καρδιάς μου στους γονείς μου, Γιώργο και Ντίνα, για την συνεχή στήριξη που μου παρείχαν σε όλα τα στάδια της ζωής μου και για την καθοριστική συνεισφορά τους στη διαμόρφωση του χαρακτήρα και της προσωπικότητάς μου, στα αδέρφια μου, Κώστα και Τρυφονία, που αποτελούν τα πρότυπα στη ζωή μου καθώς και ανεξάντλητη πηγή δύναμης και θέλησης για εξέλιξη και πρόοδο, και στην σύζυγό μου, Κατερίνα, που βρισκόταν πάντα στο πλάι μου, άξια συνοδοιπόρος, υποστηρίζοντάς με αδιάκοπα σε όλη την πορεία της έρευνάς μου. Η συνδρομή τους ήταν αξιοσημείωτη και η συμβολή τους καταλυτική και τους αφιερώνω την παρούσα Διδακτορική Διατριβή.

Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

Δημήτριος Γ. Αγγελόπουλος



## Περίληψη

Αντικείμενο της Διδακτορικής Διατριβής είναι η πρόταση μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας για την υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στο πλαίσιο της προώθησης των επενδύσεων σε έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Η τρέχουσα Διατριβή παρουσιάζει μια πρωτότυπη πολυκριτηριακή μεθοδολογία ανάλυσης και εκτίμησης της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ανάλυσης ευστάθειας, εισάγει ένα ολοκληρωμένο μεθοδολογικό πλαίσιο για την ανάλυση των επενδυτικών κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και προτείνει μια εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής για την μείωση των κινδύνων και, συνακόλουθα, του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων.

Στόχος της Διδακτορικής Διατριβής αποτελεί η υποστήριξη των αποφασίζοντων στον ενεργειακό τομέα (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Εθνικές Κυβερνήσεις, Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς και Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας) στη διαμόρφωση ενός βιώσιμου ενεργειακού σχεδιασμού και στην χάραξη μιας αποδοτικής ενεργειακής πολιτικής προς την κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Τα βασικά επίπεδα συμβολής της Διδακτορικής Διατριβής είναι τα ακόλουθα:

- Ως πρωταρχικό επίπεδο συμβολής, η τρέχουσα Διατριβή παρέχει στα αντίστοιχα ενδιαφερόμενα μέρη και αποφασίζοντες εκείνα τα αποδοτικά και ευσταθή εργαλεία που δύνανται να τους υποστηρίξουν, με ολιστικό τρόπο, στην χάραξη μιας βιώσιμης ενεργειακής στρατηγικής.
- Η καινοτομία του δευτέρου επιπέδου συμβολής είναι διττή και εντοπίζεται τόσο στην εισαγωγή πρωτότυπων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression models) για την ανάλυση χρονοσειρών όσο και στην πρόταση ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου για την ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροπρόθεσμο επίπεδο.
- Η πρωτοτυπία του τρίτου επιπέδου συμβολής εντοπίζεται στην πρόταση μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογικής προσέγγισης για την ανάλυση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και στην εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθοδολογίας τόσο σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και σε επίπεδο Ελλάδος για τις σημαντικότερες τεχνολογίες ΑΠΕ.
- Η καινοτομία του τελευταίου επιπέδου συμβολής της Διατριβής έγκειται στην πρόταση μέτρων πολιτικής για κάθε μια κατηγορία επενδυτικού κινδύνου σε έργα ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση, στη δημιουργία της αντίστοιχης

διαδικτυακής εργαλειοθήκης μέτρων πολιτικής και στην ενδελεχή ανάλυση των επιπτώσεων των πολιτικών που εφαρμόστηκαν στον τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά την περίοδο της χρηματοπιστωτικής κρίσης, συνοδευόμενη από πρόταση Εθνικών μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των επαγόμενων επενδυτικών κινδύνων.

Τέλος, αξίζει να τονιστεί ότι ήταν ιδιαίτερα σημαντική η συνεργασία που έλαβε χώρα με εμπειρογνώμονες της αγοράς των ΑΠΕ, τόσο σε Εθνικό όσο και σε Ευρωπαϊκό Επίπεδο, καθώς και η αξιοποίηση πραγματικών δεδομένων και πληροφοριών που αντλήθηκαν στο πλαίσιο υλοποίησης του Ευρωπαϊκού Προγράμματος «DIA-CORE – Policy Dialogue on the Assessment and Convergence of RES Policy in EU Member States» (IEE/12/833/SI2.645735).

**Λέξεις Κλειδιά:** Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ενεργειακή Πολιτική, Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Χρηματοοικονομική Ανάλυση, Ανάλυση Κινδύνων, Κόστος Κεφαλαίου, Επιχειρησιακή Έρευνα, Πολυκριτηριακή Ανάλυση, Ανάλυση Ευστάθειας.



## **Abstract**

Main scope of this PhD dissertation is to propose an integrated methodology for the promotion of renewable energy investments. The current dissertation presents an original multicriteria methodology for the analysis and estimation of the long-term electricity demand through the application of ordinal regression and robustness analysis, introduces an integrated methodological framework for analyzing the investment risks and quantifying the cost of capital of renewable energy sources (RES) projects and proposes policy actions for the reduction of the risks and, consequently, the cost of capital of these investments.

This PhD dissertation aims to support energy decision makers (European Commission, National Governments, Transmission System and Distribution Network Operators, Energy Regulators) in forming sustainable energy planning and adopting effective energy policy measures towards the extensive implementation of investments in RES projects.

The contribution of this PhD dissertation is grounded on the following four key pillars:

- At first, efficient and robust tools are provided to the relevant stakeholders in order to facilitate them in the process of formulating a sustainable energy strategy in a holistic way.
- The innovation of the second pillar is twofold and involves the introduction of original ordinal regression models and the proposal of an integrated methodological framework for analyzing and estimating long-term electricity demand.
- The originality of the third pillar lies in the proposition of an integrated methodological approach for the identification and analysis of the investment risks and the quantification of the cost of capital for RES projects. This methodology is applied for the most dominant RES technologies at European and National levels.
- The innovation of the last pillar incorporates the proposal of various policy measures for mitigating investment risks of RES projects in the European Union, the development of the respective web-based database on RES policy options and the analysis of the adopted policies' impact on RES development during the financial crisis period in Greece, accompanied by national policy measures to reduce the related investment risks.

Finally, it should be emphasized that the collaboration with numerous experts in the RES markets, at both European and National levels, was particularly important, as well as, the collection of some specific data and information within the European Research

Program «DIA-CORE – Policy Dialogue on the Assessment and Convergence of RES Policy in EU Member States» (IEE/12/833/Sl2.645735).

**Keywords:** Renewable Energy Sources, Energy Policy, Electricity Demand, Financial Analysis, Risk Analysis, Cost of Capital, Operational Research, Multicriteria Analysis, Robustness Analysis.

## Πίνακας Περιεχομένων

1.	Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή	1
1.1	Αντικείμενο & Στόχος της Διατριβής	3
1.2	Συμβολή της Διατριβής	5
1.3	Δομή της Διατριβής	9
2.	Κεφάλαιο 2 – Περιγραφή Προβλήματος	13
2.1	Εισαγωγή	15
2.2	Κλιματική Αλλαγή, Ενεργειακή Μετάβαση & Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική	16
2.2.1	Κλιματική Αλλαγή και Ενεργειακή Μετάβαση	16
2.2.2	Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική	19
2.2.3	Μηχανισμοί Υποστήριξης ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση	22
2.3	Ηλεκτρική Ενέργεια και ΑΠΕ στην Ελλάδα	28
2.3.1	Ηλεκτρικός Τομέας στην Ελλάδα	28
2.3.2	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	32
2.3.3	Οικονομική Κρίση και Ηλεκτρικός Τομέας	34
2.3.4	Ενεργειακή Φτώχεια και Ενεργειακή Ασφάλεια	36
2.3.5	Κατάσταση των ΑΠΕ στην Ελλάδα	37
2.4	Επενδυτικό Περιβάλλον για Έργα ΑΠΕ	48
2.4.1	Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	48
2.4.2	Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	48
2.5	Ανάγκη Υποστήριξης Φορέων Χάραξης Ενεργειακής Πολιτικής	50
2.5.1	Πρόβλημα Απόφασης & Εμπλεκόμενοι Φορείς	50
2.5.2	Ανάγκη για Υποστήριξη Αποφάσεων	50
2.6	Συμπεράσματα	52
3.	Κεφάλαιο 3 – Επισκόπηση Σχετιζόμενων Μεθοδολογιών	55
3.1	Εισαγωγή	57
3.2	Μεθοδολογίες για την Ανάλυση και Εκτίμηση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	59
3.2.1	Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Σχετιζόμενων Μεθοδολογιών	62
3.2.2	Ανασκόπηση των Μελετών Ανάλυσης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	100
3.3	Πολυκριτήρια Ανάλυση & Ανάλυση Ευστάθειας	113

3.3.1	Μεθοδολογικό Πλαίσιο Μοντελοποίησης Προβλημάτων	113
3.3.2	Κύρια Θεωρητικά Ρεύματα της Πολυκριτήριας Ανάλυσης	119
3.3.3	Αναλυτική-Συνθετική Προσέγγιση	123
3.4	Κίνδυνοι και Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	140
3.5	Συμπεράσματα	160
4.	Κεφάλαιο 4 – Προτεινόμενη Μεθοδολογία	163
4.1	Εισαγωγή	165
4.2	Μεθοδολογικό Πλαίσιο Υποστήριξης Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	166
4.3	Πολυκριτηριακή Μεθοδολογία Ανάλυσης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας με Εφαρμογή Ανάλυσης Ευστάθειας	168
4.3.1	Προτεινόμενο Μεθοδολογικό Πλαίσιο Ανάλυσης και Εκτίμησης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	170
4.3.2	Μοντέλα Ποιοτικής Ανάλυσης Παλινδρόμησης	175
4.3.3	Στατιστική Ανάλυση Σφάλματος	181
4.3.4	Ανάλυση Ευστάθειας	184
4.4	Μεθοδολογικό Πλαίσιο Ανάλυσης των Κινδύνων και Αποτίμησης του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	187
4.4.1	Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	188
4.4.2	Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	195
4.5	Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για τις ΑΠΕ	207
4.6	Συμπεράσματα	218
5.	Κεφάλαιο 5 – Εφαρμογή	219
5.1	Εισαγωγή	221
5.2	Ανάλυση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	222
5.3	Κίνδυνοι και Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ	242
5.3.1	Μελέτη Περίπτωσης I: Έργα Αιολικής Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση	242
5.3.2	Μελέτη Περίπτωσης II: Έργα Αιολικής και Φ/Β Ενέργειας στην Ελλάδα	261
5.4	Διαδικτυακή Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για Έργα ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση	277
5.5	Συμπεράσματα	282
6.	Κεφάλαιο 6 – Συμπεράσματα & Προοπτικές	289

6.1	Εισαγωγή	291
6.2	Συμπεράσματα	292
6.3	Προοπτικές	296
	Βιβλιογραφία	299
	Παραρτήματα	355
	Παράρτημα Α	357
	Παράρτημα Β	360
	Παράρτημα Γ	370
	Παράρτημα Δ	373
	Λίστα Δημοσιεύσεων	377
	Διακρίσεις / Βραβεία	381

---



---

## Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή

---





## 1.1 Αντικείμενο & Στόχος της Διατριβής

Κατά τη διάρκεια των τελευταίων ετών, η Ελλάδα αντιμετώπιζε μια κρίση κρατικού χρέους που οδήγησε σε αρνητικές επιπτώσεις στο Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ), συμπεριλαμβανομένης και της σημαντικής μείωσης των δαπανών για προσωπική κατανάλωση και των επενδύσεων στην Εθνική οικονομία. Επιπλέον, η εκδήλωση της χρηματοπιστωτικής κρίσης είχε ως αποτέλεσμα την αξιοσημείωτη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) η οποία οδήγησε σε μειωμένες απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος για την εξυπηρέτηση των ηλεκτρικών φορτίων. Σε αυτό το πλαίσιο, οι υφιστάμενοι δημοσιονομικοί περιορισμοί απαιτούν αποδοτικό μακροπρόθεσμο ενεργειακό σχεδιασμό και δράσεις ανάπτυξης του δικτύου με στόχο τη διασφάλιση της αξιοπιστίας αυτού καθώς και την επαρκή ενημέρωση όλων των ενδιαφερομένων μερών και φορέων της ενεργειακής αγοράς.

Η διερεύνηση και αποτίμηση της επίδρασης των διαφόρων προσδιοριστικών παραγόντων στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η εκτίμηση της μελλοντικής εξέλιξης αυτής, σε μακροπρόθεσμη βάση, αποτελούν ακρογωνιαίους λίθους για τη χάραξη μιας βιώσιμης ενεργειακής πολιτικής, τόσο σε εθνικό όσο και σε διεθνές επίπεδο. Η διαμόρφωση της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τις προσπάθειες επίτευξης των ενεργειακών στόχων που έχουν τεθεί για την αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό μίγμα, η οποία και επηρεάζεται, σε σημαντικό βαθμό, από τα μελλοντικά επίπεδα ζήτησης ενέργειας.

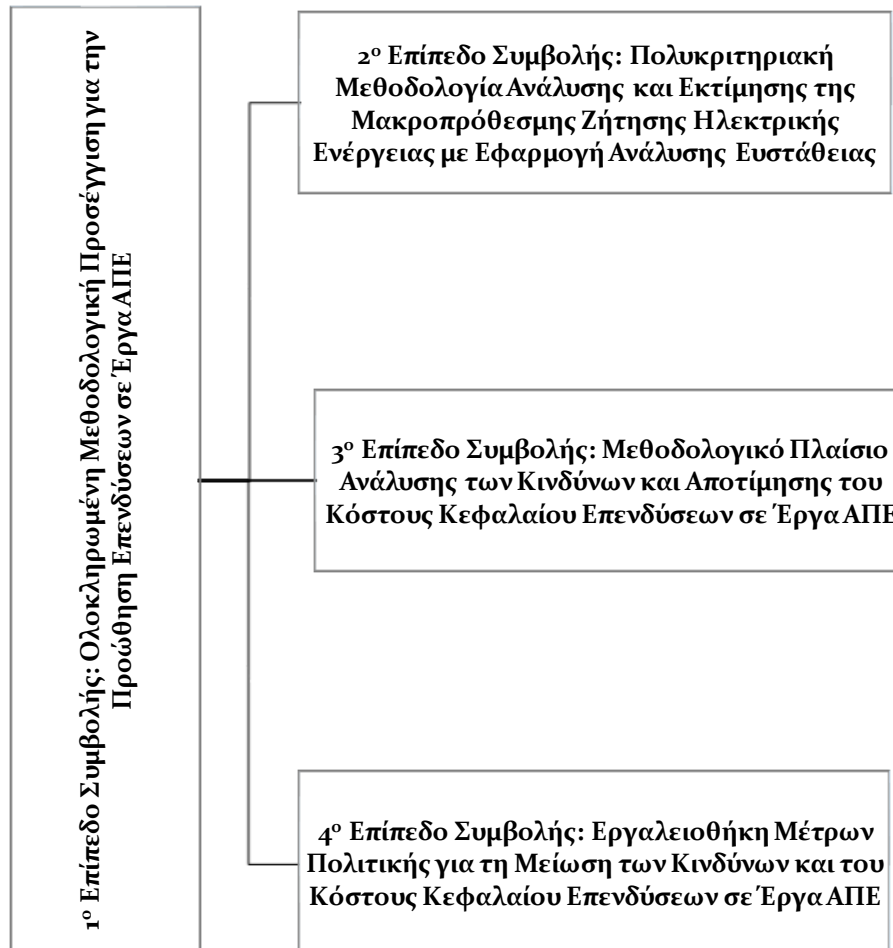
Στο πλαίσιο της Ενεργειακής Ένωσης που δημιουργήθηκε, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) δεσμεύτηκε να αναλάβει ηγετικό ρόλο στην ανάπτυξη των ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο. Στο πλαίσιο της Αναθεωρημένης Ευρωπαϊκής Οδηγίας για τις ΑΠΕ, η ΕΕ έθεσε έναν στόχο της τάξεως του 32% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ σε επίπεδο ΕΕ μέχρι το 2030, με δυνατότητα αναθεώρησης του στόχου προς τα άνω κατά το έτος 2023. Σε αυτό το πλαίσιο, σημαντικές επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ είναι αναγκαίες προκειμένου να επιτευχθούν οι φιλόδοξοι στόχοι που έχουν τεθεί στην ΕΕ και μεγάλα ποσά αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου απαιτούνται καθώς πρόκειται για επενδύσεις έντασης κεφαλαίου συνοδευόμενες από υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης και κόστος χρηματοδότησης. Επιπλέον, οι κίνδυνοι που συνδέονται με επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ είναι πολυδιάστατοι και μπορούν να οδηγήσουν σε αύξηση του κόστους χρηματοδότησης των συγκεκριμένων έργων και, συνακόλουθα, σε αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, οδηγώντας στη διαμόρφωση ενός λιγότερο ευνοϊκού περιβάλλοντος για νέες επενδύσεις σε ανανεώσιμη ενέργεια. Τέλος, η διαμόρφωση κατάλληλων πολιτικών δύναται να συμβάλει στην μείωση των επενδυτικών κινδύνων και στην περαιτέρω προώθηση των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Αντικείμενο της Διδακτορικής Διατριβής είναι η πρόταση μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας για την υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στο πλαίσιο της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, η τρέχουσα Διατριβή παρουσιάζει μια πρωτότυπη πολυκριτηριακή μεθοδολογία ανάλυσης και εκτίμησης της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ανάλυσης ευστάθειας, εισάγει ένα ολοκληρωμένο μεθοδολογικό πλαίσιο για την ανάλυση των επενδυτικών κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και προτείνει μια εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής για την μείωση των κινδύνων και, συνακόλουθα, του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων.

Στόχος της Διδακτορικής Διατριβής είναι η υποστήριξη των αποφασιζόντων στον ενεργειακό τομέα (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Εθνικές Κυβερνήσεις, Διαχειριστές Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας) στη διαμόρφωση ενός βιώσιμου ενεργειακού σχεδιασμού και στην χάραξη μιας αποδοτικής ενεργειακής πολιτικής προς την κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

## 1.2 Συμβολή της Διατριβής

Η συμβολή της Διδακτορικής Διατριβής εντοπίζεται σε τέσσερα (4) επίπεδα όπως παρουσιάζεται, γραφικά, στο Σχήμα 1.1.



Σχήμα 1.1. Επίπεδα Συμβολής της Διδακτορικής Διατριβής

### 1° Επίπεδο Συμβολής: Ολοκληρωμένη Μεθοδολογική Προσέγγιση για την Προώθηση Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Στόχος του τρέχοντος επιπέδου συμβολής της Διδακτορικής Διατριβής είναι η εισαγωγή μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας για την υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Η τρέχουσα Διδακτορική Διατριβή παρέχει στα αντίστοιχα ενδιαφερόμενα μέρη και αποφασίζοντες εκείνα τα αποδοτικά και ευσταθή εργαλεία που δύνανται να τους υποστηρίξουν, με ολιστικό τρόπο, στην χάραξη μιας βιώσιμης ενεργειακής στρατηγικής, όπως αυτά παρουσιάζονται αναλυτικά στα επόμενα επίπεδα συμβολής.

## **2<sup>ο</sup> Επίπεδο Συμβολής: Πολυκριτηριακή Μεθοδολογία Ανάλυσης και Εκτίμησης της Μακροπρόθεσμης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας με Εφαρμογή Ανάλυσης Ευστάθειας**

Αντικείμενο του δευτέρου επιπέδου συμβολής αποτελεί η πρόταση μιας ολοκληρωμένης πολυκριτηριακής μεθοδολογίας για την ανάλυση και εκτίμηση της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, η Διδακτορική Διατριβή εξετάζει τη σχέση μεταξύ μιας χρονοσειράς (εξαρτημένη μεταβλητή) και των διαφόρων προσδιοριστικών παραγόντων της (ανεξάρτητες μεταβλητές) και παρέχει εκτιμήσεις της χρονοσειράς μέσω της εφαρμογής πρωτότυπων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression). Επιπλέον, η Διατριβή προτείνει ένα ολοκληρωμένο μεθοδολογικό πλαίσιο για την ανάλυση και εκτίμηση της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ανάλυσης ευστάθειας στα εξαγόμενα αποτελέσματα. Το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο εφαρμόστηκε στην περίπτωση του ΕΣΜΗΕ.

Η καινοτομία του συγκεκριμένου επιπέδου συμβολής είναι διττή και εντοπίζεται τόσο στην εισαγωγή πρωτότυπων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης για την ανάλυση χρονοσειρών όσο και στην πρόταση ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου για την ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροπρόθεσμο επίπεδο (Angelopoulos et al., 2017b, 2019).

## **3<sup>ο</sup> Επίπεδο Συμβολής: Μεθοδολογικό Πλαίσιο Ανάλυσης των Κινδύνων και Αποτίμησης του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ**

Το τρίτο επίπεδο συμβολής της Διδακτορικής Διατριβής αφορά στην ανάλυση και αξιολόγηση των πολυδιάστατων κινδύνων που σχετίζονται με τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων. Επίσης, έμφαση δίνεται στον προσδιορισμό του βαθμού που οι αναγνωρισθέντες κίνδυνοι επηρεάζουν το κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Κύριος στόχος του συγκεκριμένου επιπέδου συμβολής είναι να αξιολογηθούν τα στοιχεία κινδύνου που συνδέονται με τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και να ποσοτικοποιηθεί το κόστος κεφαλαίου για τις σημαντικότερες τεχνολογίες ανανεώσιμης ενέργειας. Η τρέχουσα συνιστώσα ανάλυσης κινδύνων και ποσοτικοποίησης του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ απαντά στα εξής ερωτήματα:

- Ποιοι κίνδυνοι επηρεάζουν τις επενδύσεις στον τομέα των ΑΠΕ;
- Ποια είναι η αναμενόμενη απόδοση για έναν επενδυτή ΑΠΕ;
- Πώς επηρεάζονται αυτοί οι κίνδυνοι από τις πολιτικές;

Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης ανάλυσης, το Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital – WACC) επιλέχθηκε ως ο καταλληλότερος

χρηματοοικονομικός δείκτης που αντανακλά το πραγματικό κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και ενσωματώνει την επίδραση των κινδύνων στο χρηματοοικονομικό κόστος των έργων αυτών. Η ποσοτικοποίηση του WACC πραγματοποιήθηκε με την εφαρμογή διεθνώς αναγνωρισμένων χρηματοοικονομικών υποδειγμάτων που προτείνονται στην επιστημονική βιβλιογραφία και τα εξαγόμενα αποτελέσματα επικυρώθηκαν μέσα από μια σειρά από συνεντεύξεις με φορείς διαμόρφωσης πολιτικής και ανάπτυξης έργων, επενδυτές, παρόχους ιδιωτικών μετοχικών κεφαλαίων, τραπεζίτες και αναλυτές της ενεργειακής αγοράς. Επιπλέον, πραγματοποιήθηκε μια σειρά Ημερίδων προκειμένου να εξασφαλιστεί η πρόσβαση σε όσο το δυνατόν πιο ευρύ ακροατήριο και να ληφθούν σχόλια επί των εξαγόμενων αποτελεσμάτων σε κάθε στάδιο της έρευνας. Συνεπώς, η συμμετοχή των εμπειρογνομόνων της αγοράς ενέργειας στην αξιολόγηση των κρισιμότερων κατηγοριών κινδύνου των έργων ΑΠΕ και την ποσοτικοποίηση του αντίστοιχου κόστους κεφαλαίου ενισχύει την εγκυρότητα των αποτελεσμάτων της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής. Το συγκεκριμένο μεθοδολογικό πλαίσιο εφαρμόστηκε για επενδύσεις σε έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας στις χώρες της ΕΕ καθώς και σε έργα αιολικής και φωτοβολταϊκής (Φ/Β) τεχνολογίας στην Ελλάδα.

Η πρωτοτυπία του τρέχοντος επιπέδου συμβολής εντοπίζεται στην πρόταση μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογικής προσέγγισης για την ανάλυση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ (Angelopoulos et al., 2016) και στην εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθοδολογίας τόσο σε επίπεδο ΕΕ όσο και σε Εθνικό επίπεδο για τις σημαντικότερες τεχνολογίες ΑΠΕ (Angelopoulos et al., 2017a).

#### **4<sup>ο</sup> Επίπεδο Συμβολής: Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για τη Μείωση των Κινδύνων και του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ**

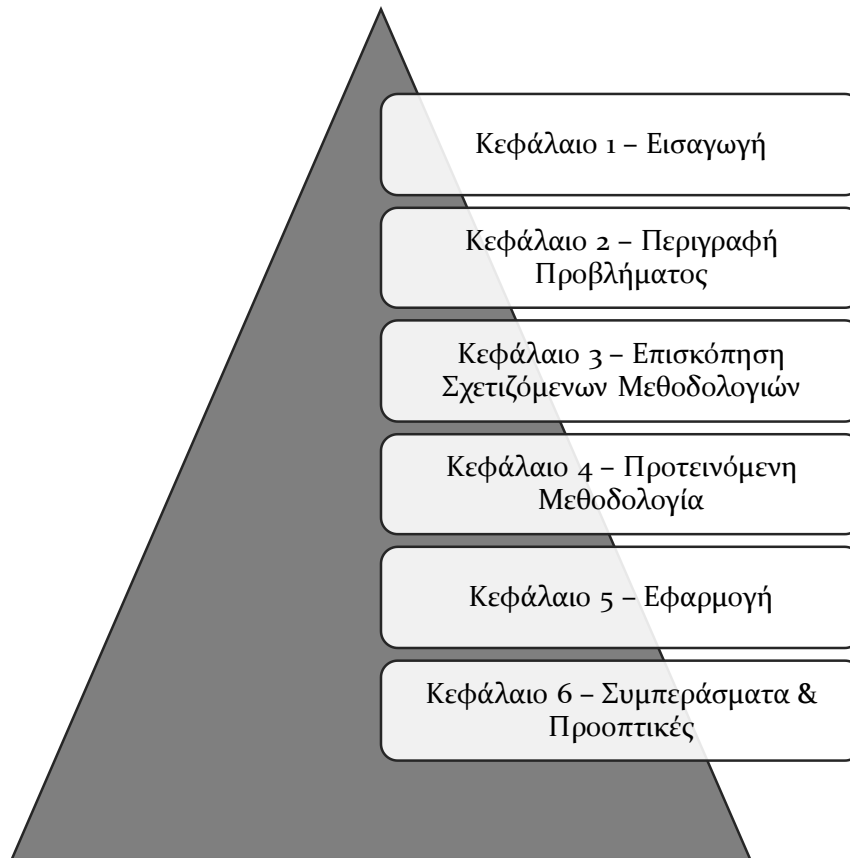
Το τέταρτο επίπεδο συμβολής εστιάζει στην πρόταση μέτρων πολιτικής που στόχο έχουν την παροχή υποστήριξης στους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής προς την κατεύθυνση της μείωσης των επενδυτικών κινδύνων και, επομένως, του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Η συγκεκριμένη συνιστώσα της Διδακτορικής Διατριβής ολοκληρώνεται με την δημιουργία μιας διαδικτυακής εργαλειοθήκης πολιτικής όπου ενσωματώνεται το σύνολο των προτεινόμενων μέτρων πολιτικής για την αντιμετώπιση κάθε μίας κατηγορίας επενδυτικού κινδύνου που αναγνωρίστηκε στο πλαίσιο του τρίτου επιπέδου συμβολής.

Η καινοτομία του συγκεκριμένου επιπέδου έγκειται στην πρόταση εναλλακτικών μέτρων πολιτικής για κάθε μια κατηγορία επενδυτικού κινδύνου σε έργα ΑΠΕ και στην δημιουργία της αντίστοιχης διαδικτυακής εργαλειοθήκης πολιτικής (Doukas et al., 2016), στην ενδελεχή ανάλυση των επιπτώσεων των πολιτικών που εφαρμόστηκαν στον τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά την περίοδο της χρηματοπιστωτικής κρίσης και στην

πρόταση Εθνικών μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των επαγόμενων επενδυτικών κινδύνων για τις ΑΠΕ (Angelopoulos et al., 2017a).

### 1.3 Δομή της Διατριβής

Στο Σχήμα 1.2 παρουσιάζεται γραφικά η δομή της Διατριβής.



Σχήμα 1.2. Δομή της Διδακτορικής Διατριβής

Ειδικότερα, η Διδακτορική Διατριβή δομείται ως ακολούθως:

#### **Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή:**

Το 1<sup>ο</sup> Κεφάλαιο παρουσιάζει το αντικείμενο, τον στόχο, τη συμβολή καθώς και τη δομή της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής.

#### **Κεφάλαιο 2 – Περιγραφή Προβλήματος:**

Στο 2<sup>ο</sup> Κεφάλαιο της Διατριβής παρουσιάζεται η αναλυτική περιγραφή του προβλήματος και η ανάγκη για ανάπτυξη μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας υποστήριξης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Ειδικότερα, στο συγκεκριμένο Κεφάλαιο περιγράφεται το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής, η ενεργειακή μετάβαση σε μια οικονομία μηδενικών εκπομπών που βρίσκεται σε εξέλιξη και η εφαρμοζόμενη Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική προς αυτή την κατεύθυνση. Ακολούθως, παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία του ηλεκτρικού τομέα στην Ελλάδα, εστιάζοντας στο πεδίο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, στην επίδραση της οικονομικής κρίσης σε αυτόν τον τομέα και γίνεται αναφορά στο σύγχρονο πρόβλημα

της ενεργειακής φτώχειας. Επίσης, πραγματοποιείται εκτενής αναφορά στην εξέλιξη του τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα και περιγράφεται το επενδυτικό περιβάλλον για έργα ΑΠΕ εστιάζοντας στους κινδύνους και το κόστος κεφαλαίου των εν λόγω επενδύσεων καθώς και στα μέτρα πολιτικής που μπορούν να οδηγήσουν σε άμβλυνση των κινδύνων και, συνακόλουθα, σε μείωση του κόστους κεφαλαίου αυτών. Στην τελευταία ενότητα του Κεφαλαίου αναλύεται το υπό μελέτη πρόβλημα και καταγράφεται η ανάγκη υποστήριξης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής προς την κατεύθυνση του βιώσιμου ενεργειακού σχεδιασμού και την προώθηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

### **Κεφάλαιο 3 – Επισκόπηση Σχετιζόμενων Μεθοδολογιών:**

Στο 3<sup>ο</sup> Κεφάλαιο της Διατριβής παρουσιάζεται η επισκόπηση των σχετιζόμενων μεθοδολογιών που πραγματοποιήθηκε. Καταρχάς, παρατίθεται η κατηγοριοποίηση των μεθόδων ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με κριτήριο τον χρονικό ορίζοντα αυτής. Το συγκεκριμένο Κεφάλαιο ενσωματώνει, επίσης, μια ολοκληρωμένη επισκόπηση των σχετιζόμενων μεθοδολογιών μέσω ενδεδειγμένης βιβλιογραφικής ανασκόπησης των δημοσιευμένων κατά την τελευταία 30-ετία, διεθνών επιστημονικών μελετών πάνω σε θέματα ανάλυσης και εκτίμησης της μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, παρουσιάζεται η χρονολογική κατανομή των μελετών αυτών καθώς και η κατηγοριοποίησή τους με κριτήρια το εφαρμοζόμενο μοντέλο ανάλυσης, τις μεταβλητές εισόδου, τον τομέα δραστηριότητας και την χώρα εφαρμογής. Επιπλέον, παρουσιάζονται οι επιστημονικές μελέτες που έχουν καταρτιστεί για την ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Στο πλαίσιο του συγκεκριμένου κεφαλαίου πραγματοποιείται, επίσης, μια εισαγωγή σε θέματα πολυκριτήριας ανάλυσης αποφάσεων και ανάλυσης ευστάθειας. Πιο συγκεκριμένα, παρατίθεται μια εισαγωγή στην αξία της πολυκριτήριας ανάλυσης και παρουσιάζεται το μεθοδολογικό πλαίσιο μοντελοποίησης προβλημάτων. Επίσης, καταγράφονται τα βασικά είδη προβλημάτων απόφασης και αναλύεται, περαιτέρω, η κατηγορία της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης (aggregation-disaggregation approach). Παρουσιάζονται, επιπλέον, οι βασικές αρχές και η μαθηματική ανάπτυξη του πολυκριτηριακού μοντέλου UTA (UTilities Additives method), που ανήκει στο σύνολο των μεθόδων της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης, καθώς και του μοντέλου MUSA (MUlticriteria Satisfaction Analysis), μιας μεθόδου στηριζόμενης στις αρχές της UTA, με σημαντική εφαρμογή σε πλήθος σύγχρονων προβλημάτων απόφασης. Στο 3<sup>ο</sup> Κεφάλαιο περιγράφεται, επίσης, η μεθοδολογία ανάλυσης ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης που εφαρμόζεται στις μεθόδους τύπου MUSA. Στο συγκεκριμένο Κεφάλαιο παρουσιάζεται, επίσης, μια εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση των επιστημονικών άρθρων που έχουν δημοσιευθεί, κατά την τελευταία 30-ετία, και που εφαρμόζουν μεθόδους τύπου-UTA και καταγράφεται η κατηγοριοποίηση αυτών σύμφωνα με τον τύπο του εφαρμοζόμενου μοντέλου καθώς και τον τομέα εφαρμογής του.



Επιπλέον, στο συγκεκριμένο κεφάλαιο παρουσιάζεται η τρέχουσα βιβλιογραφία πάνω σε θέματα επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ καθώς και κόστους κεφαλαίου αυτών. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται η επισκόπηση των επιστημονικών μελετών που έχουν ως αντικείμενο την διερεύνηση και ανάλυση των προσδιοριστικών παραγόντων και των στοιχείων κινδύνου που συνοδεύουν επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ. Επιπλέον, παρουσιάζεται η βιβλιογραφική ανασκόπηση που πραγματοποιήθηκε πάνω σε θέματα κόστους κεφαλαίου επενδύσεων στον τομέα των ΑΠΕ.

#### **Κεφάλαιο 4 – Προτεινόμενη Μεθοδολογία:**

Το συγκεκριμένο Κεφάλαιο παρουσιάζει την προτεινόμενη ολοκληρωμένη μεθοδολογική προσέγγιση για την προώθηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται η ολοκληρωμένη πολυκριτηριακή μεθοδολογία για την ανάλυση και εκτίμηση της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με ανάλυση ευστάθειας και περιγράφονται αναλυτικά τα βήματα που την συνθέτουν καθώς και τα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς που προτείνονται. Επιπλέον, στο τρέχον Κεφάλαιο περιγράφεται το μεθοδολογικό πλαίσιο που διαμορφώθηκε για την ανάλυση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίων επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Τέλος, το 4<sup>ο</sup> Κεφάλαιο ολοκληρώνεται με την παράθεση της εργαλειοθήκης μέτρων πολιτικής που δημιουργήθηκε και τα οποία στοχεύουν στην μείωση των αναγνωρισθέντων κινδύνων και του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

#### **Κεφάλαιο 5 – Εφαρμογή:**

Στο 5<sup>ο</sup> Κεφάλαιο της Διδακτορικής Διατριβής παρουσιάζεται η εφαρμογή του προτεινόμενου μεθοδολογικού πλαισίου σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης τόσο στην Ελλάδα όσο και στην ΕΕ. Αρχικά, το συγκεκριμένο κεφάλαιο ενσωματώνει την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογικής προσέγγισης για την ανάλυση και εκτίμηση της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ. Ειδικότερα, συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι προσδιοριστικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη μακροπρόθεσμη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ως αποτέλεσμα της πραγματοποίησης μιας εκτενούς ανασκόπησης των μελετών της επιστημονικής βιβλιογραφίας. Η σύνθεση της συνεπούς οικογένειας κριτηρίων των πολυκριτηριακών μοντέλων που εισήχθησαν επικυρώθηκε μέσα από την υλοποίηση συνεντεύξεων με εμπειρογνώμονες της ελληνικής ενεργειακής αγοράς. Ακολούθως, συλλέχθηκαν οι ιστορικές τιμές καθώς και οι μελλοντικές εκτιμήσεις των κριτηρίων των εφαρμοζόμενων μοντέλων από επίσημους Διεθνείς και Εθνικούς φορείς και οργανισμούς. Επιπλέον, αποτιμήθηκε η επίδραση των κριτηρίων στη διαμόρφωση της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, με βάση τις παρελθοντικές τιμές της, και προέκυψαν τα αντίστοιχα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ μέχρι το 2030. Στο συγκεκριμένο Κεφάλαιο παρουσιάζονται τα

εξαγόμενα αποτελέσματα των προτεινόμενων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης υπό περιορισμούς καθώς και του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης που εφαρμόστηκε συμπληρωματικά. Η ακρίβεια των εφαρμοζόμενων μοντέλων αξιολογήθηκε μέσα από την ποσοτικοποίηση ευρέως χρησιμοποιούμενων στατιστικών δεικτών σφάλματος. Τέλος, η ευστάθεια των εξαγόμενων αποτελεσμάτων εξετάστηκε μέσω της εφαρμογής της ανάλυσης ευστάθειας και του προσδιορισμού κατάλληλων δεικτών αποτίμησης αυτής.

Στο πλαίσιο της διερεύνησης των κινδύνων και της αποτίμησης του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, παρουσιάζονται οι δύο πραγματικές μελέτες περίπτωσης στις οποίες εφαρμόστηκε το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο, με την 1<sup>η</sup> να αφορά σε έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας στην ΕΕ και την 2<sup>η</sup> σε έργα αιολικής και Φ/Β τεχνολογίας στην Ελλάδα.

Τέλος, το συγκεκριμένο Κεφάλαιο ολοκληρώνεται με την παρουσίαση της διαδικτυακής εργαλειοθήκης μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των κινδύνων και, συνακόλουθα, του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ στην ΕΕ και των προτεινόμενων μέτρων πολιτικής για τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα.

#### **Κεφάλαιο 6 – Συμπεράσματα & Προοπτικές:**

Στο τελευταίο Κεφάλαιο της Διδακτορικής Διατριβής παρατίθενται τα συμπεράσματα που απορρέουν από τη συγκεκριμένη Διατριβή καθώς και οι προοπτικές που διαμορφώνονται για μελλοντική έρευνα στην εξεταζόμενη ερευνητική περιοχή.

---

## Κεφάλαιο 2 – Περιγραφή Προβλήματος

---



## 2.1 Εισαγωγή

Στόχος του 2<sup>ου</sup> Κεφαλαίου της Διατριβής είναι η αναλυτική περιγραφή του προβλήματος που υπήρξε αντικείμενο της Διδακτορικής έρευνας. Το συγκεκριμένο Κεφάλαιο, εκτός από την Εισαγωγή, περιλαμβάνει τις ακόλουθες πέντε (5) ενότητες:

- *2<sup>η</sup> Ενότητα:* Στην συγκεκριμένη ενότητα περιγράφονται, συνοπτικά, το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής, οι πολυδιάστατες επιπτώσεις του, η τρέχουσα ενεργειακή μετάβαση που συντελείται στην κατεύθυνση της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, μέσα και από την ολοένα και αυξανόμενη ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Επιπλέον, αναλύεται η εφαρμοζόμενη ενεργειακή πολιτική σε επίπεδο ΕΕ και παρουσιάζεται η κατανομή των μηχανισμών υποστήριξης των ΑΠΕ στα κράτη μέλη της ΕΕ.
- *3<sup>η</sup> Ενότητα:* Στο πλαίσιο της τρέχουσας ενότητας παρουσιάζεται μια περιγραφή του τομέα Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα με έμφαση στο κομμάτι της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, περιγράφεται η επίδραση της οικονομικής κρίσης στον ηλεκτρικό τομέα της χώρας, γίνεται αναφορά στο κρίσιμο πρόβλημα της ενεργειακής φτώχειας που έχει προκύψει κατά τα τελευταία χρόνια και στην κρισιμότητα της ενεργειακής ασφάλειας. Τέλος, καταγράφεται η εξέλιξη και η τρέχουσα κατάσταση στον τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα.
- *4<sup>η</sup> Ενότητα:* Στο συγκεκριμένο υποκεφάλαιο γίνεται αναφορά στο επενδυτικό περιβάλλον για έργα ΑΠΕ εστιάζοντας στον τομέα των κινδύνων που επηρεάζουν τις επενδύσεις στα έργα αυτά καθώς και στο κόστος κεφαλαίου που διαμορφώνεται εξαιτίας των κινδύνων και επιβαρύνει τις εν λόγω επενδύσεις. Τέλος, καταγράφεται πως τα μέτρα πολιτικής μπορούν να οδηγήσουν σε μείωση των κινδύνων και του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.
- *5<sup>η</sup> Ενότητα:* Στην ενότητα αυτή καταγράφεται η ανάγκη υποστήριξης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται το πρόβλημα απόφασης, αναγνωρίζονται οι κύριοι εμπλεκόμενοι φορείς και αναλύεται η ανάγκη για υποστήριξη αποφάσεων στον συγκεκριμένο τομέα.
- *6<sup>η</sup> Ενότητα:* Στην τελευταία ενότητα παρουσιάζονται τα κυριότερα συμπεράσματα του τρέχοντος Κεφαλαίου.

## 2.2 Κλιματική Αλλαγή, Ενεργειακή Μετάβαση & Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

### 2.2.1 Κλιματική Αλλαγή και Ενεργειακή Μετάβαση

Η κλιματική αλλαγή αποτελεί μια πραγματικότητα που έχει να αντιμετωπίσει ο σύγχρονος πολιτισμός και η παρουσία της είναι ξεκάθαρη, σε παγκόσμια κλίμακα, μέσα από την παρατηρούμενη αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας, την αλλαγή στην συχνότητα και την ένταση των καιρικών φαινομένων, το γοργό λιώσιμο των παγετώνων και την άνοδο της στάθμης της θάλασσας (ΕΕΑ, 2019). Επίσης, τα επιστημονικά στοιχεία για τη θέρμανση του κλιματικού συστήματος είναι, πλέον, αναμφισβήτητα (IPCC, 2019).

Η μέση θερμοκρασία στη Γη έχει αυξηθεί κατά 0,85°C σε σχέση με το τέλος του 19<sup>ου</sup> αιώνα. Οι πλέον διακεκριμένοι ερευνητές του κλίματος, παγκοσμίως, κρίνουν ότι οι ανθρώπινες δραστηριότητες αποτελούν, σχεδόν σίγουρα, την κύρια αιτία της υπερθέρμανσης που παρατηρείται από τα μέσα του 20<sup>ου</sup> αιώνα. Η αύξηση της θερμοκρασίας κατά 2°C σε σχέση με την προβιομηχανική εποχή θεωρείται από την διεθνή επιστημονική κοινότητα ως το όριο πέραν του οποίου θα προκύψει πολύ υψηλότερος κίνδυνος για επικίνδυνες και, πιθανώς, καταστροφικές αλλαγές στο περιβάλλον του πλανήτη. Σε αυτό το πλαίσιο, η διεθνής κοινότητα έχει αναγνωρίσει την επιτακτική ανάγκη διατήρησης της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη κάτω από το συγκεκριμένο επίπεδο (EC, 2019a).

Η ανθρώπινη δραστηριότητα έχει οδηγήσει σε αύξηση των συγκεντρώσεων ορισμένων αερίων στην ατμόσφαιρα, πολλά από τα οποία εμφανίζονται φυσικά, και συγκεκριμένα, το διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), το μεθάνιο, το νιτρώδες οξείδιο και τα φθοριούχα αέρια. Το CO<sub>2</sub> είναι το αέριο του θερμοκηπίου που παράγεται, συνήθως, από τις ανθρώπινες δραστηριότητες και είναι υπεύθυνο για το 64% της ανθρωπογενούς υπερθέρμανσης του πλανήτη, με την συγκέντρωσή του στην ατμόσφαιρα να διαμορφώνεται σε επίπεδα 40% υψηλότερα από ό,τι κατά την έναρξη της εκβιομηχάνισης. Άλλα αέρια του θερμοκηπίου εκπέμπονται σε μικρότερες ποσότητες, αλλά παγιδεύουν θερμότητα πολύ πιο αποτελεσματικά από το CO<sub>2</sub> και σε ορισμένες περιπτώσεις είναι χιλιάδες φορές ισχυρότερα. Το μεθάνιο και το υποξείδιο του αζώτου είναι υπεύθυνα για το 17% και 6% της ανθρωπογενούς υπερθέρμανσης του πλανήτη, αντίστοιχα (EC, 2019a).

Οι κυριότερες αιτίες για την αύξηση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου είναι οι ακόλουθες (EC, 2019a):

- Καύση άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου που οδηγεί στην παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα και οξειδίου του αζώτου.

- Κοπή των δασών καθώς αυτά συμβάλλουν στη ρύθμιση του κλίματος απορροφώντας το CO<sub>2</sub> από την ατμόσφαιρα.
- Αύξηση της κτηνοτροφίας. Οι αγελάδες και τα πρόβατα παράγουν μεγάλες ποσότητες μεθανίου όταν χωνεύουν την τροφή τους.
- Τα λιπάσματα που περιέχουν άζωτο παράγουν εκπομπές νιτρώδους οξειδίου.
- Τα φθοριούχα αέρια παράγουν πολύ ισχυρό αποτέλεσμα θέρμανσης, έως και 23.000 φορές μεγαλύτερο από το CO<sub>2</sub>.

Στη Διάσκεψη για το Κλίμα που έλαβε χώρα στο Παρίσι (21<sup>st</sup> Conference of Parties – COP21) τον Δεκέμβριο του 2015, 195 χώρες υιοθέτησαν την πρώτη παγκόσμια, νομικά δεσμευτική, συμφωνία για το κλίμα. Η «Συμφωνία των Παρισίων» (“Paris Agreement”), όπως καθιερώθηκε διεθνώς, ορίζει ένα παγκόσμιο σχέδιο δράσης προκειμένου να αποφευχθεί η επικίνδυνη κλιματική αλλαγή, περιορίζοντας την αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη σε θερμοκρασίες κάτω των 2°C, με την επιδίωξη να περιοριστεί στον 1,5°C. Η Συμφωνία των Παρισίων αποτελεί μια γέφυρα μεταξύ των σημερινών πολιτικών και της κλιματικής ουδετερότητας που επιδιώκεται να επιτευχθεί πριν από τα τέλη του 21<sup>ου</sup> αιώνα (EC, 2019b).

Ειδικότερα στον τομέα της μείωσης των εκπομπών, οι κυβερνήσεις συμφώνησαν στα ακόλουθα σημεία (EC, 2019b):

- Θέσπιση ενός μακροπρόθεσμου στόχου να διατηρηθεί η αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας σε επίπεδο πολύ χαμηλότερο των 2 °C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα.
- Στόχο αποτελεί ο περιορισμός της συγκεκριμένης αύξησης να φτάσει τον 1,5°C, καθώς αυτό θα μειώσει σημαντικά τους κινδύνους και τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής.
- Στην ανάγκη οι παγκόσμιες εκπομπές να κορυφωθούν το συντομότερο δυνατόν, αναγνωρίζοντας ότι αυτό θα απαιτήσει περισσότερο χρόνο για τις αναπτυσσόμενες χώρες.
- Πραγματοποίηση ταχέων μειώσεων από τότε και στο εξής, σύμφωνα και με την καλύτερη διαθέσιμη επιστήμη.

Η Ειδική Έκθεση για την υπερθέρμανση του πλανήτη του 1,5°C της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Αλλαγή του Κλίματος (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC), η οποία κυκλοφόρησε στις 8 Οκτωβρίου 2018, εκτιμά ότι οι ανθρώπινες δραστηριότητες έχουν ήδη προκαλέσει μια αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά περίπου 1°C πάνω από τα προ-βιομηχανικά επίπεδα και επισημαίνει ότι, εάν δεν

ληφθούν σημαντικά αντίμετρα τα επόμενα χρόνια, η υπερθέρμανση του πλανήτη δεν θα περιοριστεί ή σταθεροποιηθεί στον 1,5°C μεταξύ 2030 και 2052 (IPCC, 2018).

Προκειμένου ο συγκεκριμένος στόχος να είναι επιτεύξιμος, οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου θα πρέπει να κορυφωθούν, παγκοσμίως, το συντομότερο δυνατό και, ακολούθως, να μειωθούν με ταχύ ρυθμό. Ειδικότερα, οι παγκόσμιες εκπομπές θα πρέπει μέχρι το 2050 να περιοριστούν κατά 50 % σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα του 1990 ώστε να οδηγηθούμε σε ουδέτερο ισοζύγιο άνθρακα πριν από το τέλος του τρέχοντος αιώνα. Σε αυτήν την κατεύθυνση, η ΕΕ στηρίζει τον στόχο της σύμβασης-πλαίσου των Ηνωμένων Εθνών για την κλιματική αλλαγή (σύμβαση UNFCCC) και επιδιώκει, μέχρι το 2050, να έχει περιορίσει σημαντικά τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου κατά 80 – 95 % σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 (ΕΕΑ, 2019).

Η μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> που προέρχονται από τον ενεργειακό τομέα τίθεται στον πυρήνα της ενεργειακής μετάβασης. Η ταχεία μετατόπιση από την κατανάλωση ορυκτών καυσίμων σε καθαρότερες και ανανεώσιμες μορφές ενέργειας αποτελεί το βασικό συστατικό της επίτευξης των κλιματικών στόχων που έχουν τεθεί. Ειδικότερα, η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, η μείωση της ζήτησης ενέργειας μέσω της εξοικονόμησης ενέργειας και η ενίσχυση του εξηλεκτρισμού για όλους τους τελικούς τομείς χρήσης αποτελούν τους πυλώνες για την ανάσχεση της κλιματικής αλλαγής και την προώθηση της ενεργειακής μετάβασης, η οποία βρίσκεται σε εξέλιξη (IRENA, 2019a).

Σε αυτό το πλαίσιο, στις 28 Νοεμβρίου 2018, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε το μακροπρόθεσμο στρατηγικό της όραμα για μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία μέχρι το 2050, το οποίο συμβαδίζει με τον στόχο της Συμφωνίας των Παρισίων. Πιο συγκεκριμένα, επτά στρατηγικοί τομείς έχουν αναγνωρισθεί, ως ακολούθως (EC, 2019c):

- ενεργειακή αποδοτικότητα
- ανάπτυξη των ΑΠΕ
- καθαρή, ασφαλής και συνδεδεμένη κινητικότητα
- ανταγωνιστική βιομηχανία και κυκλική οικονομία
- υποδομές και διασυνδέσεις
- βιοοικονομία και φυσικές χοάνες άνθρακα
- δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα για την αντιμετώπιση των εναπομεινουσών εκπομπών

Ειδικότερα, η ενέργεια από ΑΠΕ, σε συνδυασμό με την ενεργειακή αποδοτικότητα, αποτελεί το κλειδί για ένα παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα ικανό να εξασφαλίσει ότι η μέση παγκόσμια θερμοκρασία δεν θα ξεπεράσει τον 1,5°C πάνω από το προβιομηχανικό επίπεδο μέχρι το τέλος του αιώνα, όπως συνιστά η IPCC. Ο περιορισμός της αύξησης της



θερμοκρασίας στον 1,5°C συνεπάγεται την επίτευξη καθαρών εκπομπών CO<sub>2</sub> παγκοσμίως γύρω στο 2050, με ταυτόχρονη σημαντική μείωση των εκπομπών μεθανίου, όζοντος και άλλων εκπομπών που επηρεάζουν το κλίμα.

Επιπλέον, η υλοποίηση ενός ολοκληρωμένου μετασχηματισμού που περιλαμβάνει τόσο το κατάλληλο μείγμα τεχνολογιών όσο και το πακέτο μέτρων πολιτικής για την αξιοποίησή τους και την μεγιστοποίηση των επαγόμενων οικονομικών και κοινωνικών ωφελειών θα αποτελέσει τη βέλτιστη λύση για την εξασφάλιση ενός ασφαλούς μέλλοντος για το κλίμα (IRENA, 2019b).

### 2.2.2 Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

Στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Ένωσης που θεσπίστηκε (EC, 2015a), η ΕΕ δεσμεύεται να αποτελέσει τον ηγέτη στον τομέα των ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο. Η εκτεταμένη υλοποίηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ συνιστά αναγκαιότητα προκειμένου τα κράτη μέλη της να συμβάλουν στην επίτευξη των δεσμευτικών στόχων που ορίζονται στην Ευρωπαϊκή οδηγία 2018/2001/ΕΚ για το 2030 και μετέπειτα (EC, 2018).

Τον Οκτώβριο του 2014, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κατέληξε στην δημιουργία ενός πλαισίου για το κλίμα και την ενέργεια, που στηρίχθηκε στο πακέτο για το κλίμα και την ενέργεια (EC, 2019d) και περιλάμβανε στόχους για καθαρή ενέργεια, σε επίπεδο ΕΕ, καθώς και στόχους πολιτικής με ορίζοντα το 2020 και το 2030.

Οι στόχοι για τις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα ενισχύθηκαν στο πλαίσιο του πακέτου «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (Clean Energy for All Europeans) και διαμορφώθηκαν ως ακολούθως (EC, 2019e):

- Μείωση κατά 40% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (σε σχέση με τα επίπεδα του 1990).
- Τουλάχιστον το 32% της κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ, με ρήτρα αναθεώρησης προς τα άνω μέχρι το 2023.
- Βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 32,5% σε επίπεδο ΕΕ, ακολουθώντας τον τρέχοντα στόχο του 20% για το 2020.
- Υποστήριξη της ολοκλήρωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας μέσω της επίτευξης του στόχου για ενεργειακές διασυνδέσεις κατά 10% μέχρι το 2020, και 15% το 2030.

Τον Δεκέμβριο του 2018 τέθηκε σε ισχύ η αναθεωρημένη Οδηγία για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Revised Renewable Energy Directive 2018/2001), με την οποία θεσπίστηκε ο ανωτέρω δεσμευτικός στόχος για τις ΑΠΕ στην ΕΕ (EC, 2018). Η νέα οδηγία εντάσσεται στο πακέτο «Καθαρή ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους», με στόχο τη

δημιουργία ενός νέου σταθερού νομοθετικού πλαισίου το οποίο θα διευκολύνει την ενεργειακή μετάβαση και θα βοηθήσει την ΕΕ να ανταποκριθεί στις δεσμεύσεις που έχει αναλάβει με τη Συμφωνία των Παρισίων για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (EC, 2019f).

Σύμφωνα με τον νέο κανονισμό διακυβέρνησης, τα κράτη μέλη πρέπει να εκπονήσουν δεκαετή εθνικά σχέδια για την ενέργεια και το κλίμα μέχρι τα τέλη του 2019, υπογραμμίζοντας τον τρόπο με τον οποίο θα ανταποκριθούν στους νέους στόχους του 2030 για τις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα. Η Επιτροπή είναι υποχρεωμένη να αναλύσει τα προσχέδια αυτών και να υποβάλει συστάσεις, όπου είναι απαραίτητο, και τα κράτη μέλη θα πρέπει να ολοκληρώσουν τα σχέδιά τους μέχρι τα τέλη του 2019 (EC, 2018).

Οι συγκεκριμένοι στόχοι, στο σύνολό τους, αναμένεται να συμβάλουν στη διαμόρφωση ενός ανταγωνιστικού, ασφαλούς και βιώσιμου ενεργειακού συστήματος στην Ευρωπαϊκή Ένωση που θα οδηγήσει στην επίτευξη και των μακροπρόθεσμων στόχων μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050.

### Στόχοι ΑΠΕ σε Εθνικό Επίπεδο

Σε επίπεδο κρατών μελών της ΕΕ, επιμέρους στόχοι έχουν τεθεί για τις ΑΠΕ, τόσο σε επίπεδο συνολικής κατανάλωσης ενέργειας όσο και σε επίπεδο ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, ο Πίνακας 2.1 παρουσιάζει μια επισκόπηση των εθνικών στόχων σε ΑΠΕ μέχρι το 2030.

**Πίνακας 2.1.** Επισκόπηση των Στόχων ΑΠΕ για το 2030

<i>Κράτος Μέλος ΕΕ</i>	<i>Εθνικοί Στόχοι ΑΠΕ για το 2030</i>		
	<i>Συνολικός Στόχος ΑΠΕ</i>	<i>Στόχος για Μερίδιο ΑΠΕ σε Ηλεκτρική Ενέργεια</i>	<i>Μη Διαμορφωμένος Δείκτης</i>
<i>Αυστρία</i>		100%	
<i>Βέλγιο</i>	περιφερειακό επίπεδο: 20% (χωρίς υπεράκτια αιολικά)	ομοσπονδιακό επίπεδο (υπεράκτια αιολικά): 17%	
<i>Βουλγαρία</i>			x
<i>Κροατία</i>			x
<i>Κύπρος</i>	16,4%-23%	16%	
<i>Τσεχία</i>	13%		

<b>Κράτος Μέλος ΕΕ</b>	<b>Εθνικοί Στόχοι ΑΠΕ για το 2030</b>		
	<b>Συνολικός Στόχος ΑΠΕ</b>	<b>Στόχος για Μερίδιο ΑΠΕ σε Ηλεκτρική Ενέργεια</b>	<b>Μη Διαμορφωμένος Δείκτης</b>
Δανία	50%		
Εσθονία	27%		
Φινλανδία	50%		
Γαλλία	32%	40%	
Γερμανία		40-45% (2025), 55-60% (2035)	
Ελλάδα <sup>1</sup>	31% <sup>2</sup>	55%	
Ουγγαρία			x
Ιρλανδία	55%		
Ιταλία	28%	55%	
Λετονία	50%		
Λιθουανία	45%	45% στην κατανάλωση, 70% στην παραγωγή	
Λουξεμβούργο			x
Μάλτα			x
Ολλανδία	110TWh		
Νορβηγία			x
Πολωνία			x
Πορτογαλία	40%		
Ρουμανία			x
Ισπανία			x
Σουηδία	23%		
Ηνωμένο Βασίλειο			x

<sup>1</sup> Στόχοι με βάση το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα (Ministry of Environment & Energy, 2019)

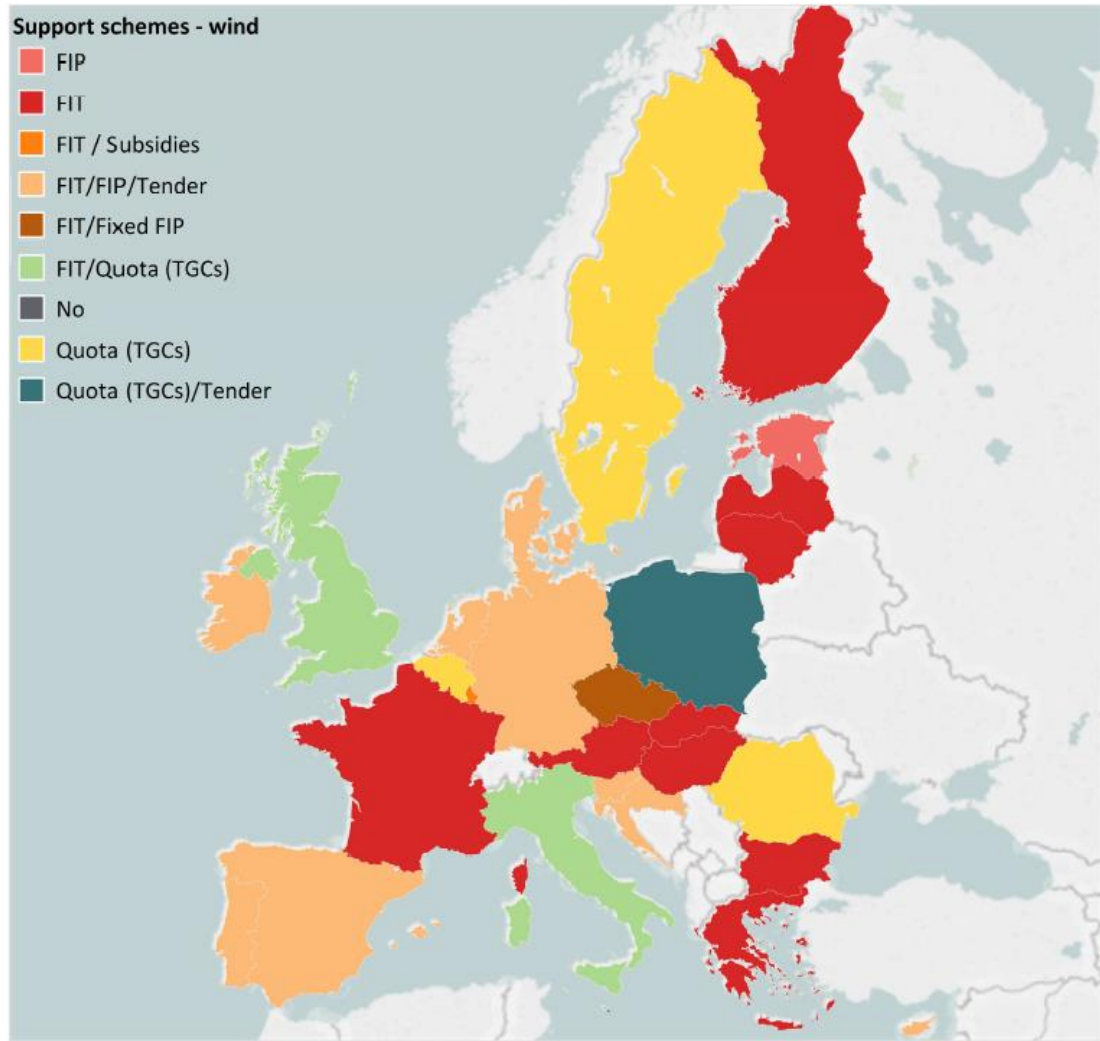
<sup>2</sup>χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η συνεισφορά των ΑΠΕ για τις ανάγκες ψύξης

Πηγή: CEER (2018)

Ειδικότερα, για την περίπτωση της Ελλάδος, το προσχέδιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα ενσωματώνει τους στόχους του 31%, τουλάχιστον, μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και του 55%, τουλάχιστον, μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2030 (Ministry of Environment & Energy, 2019).

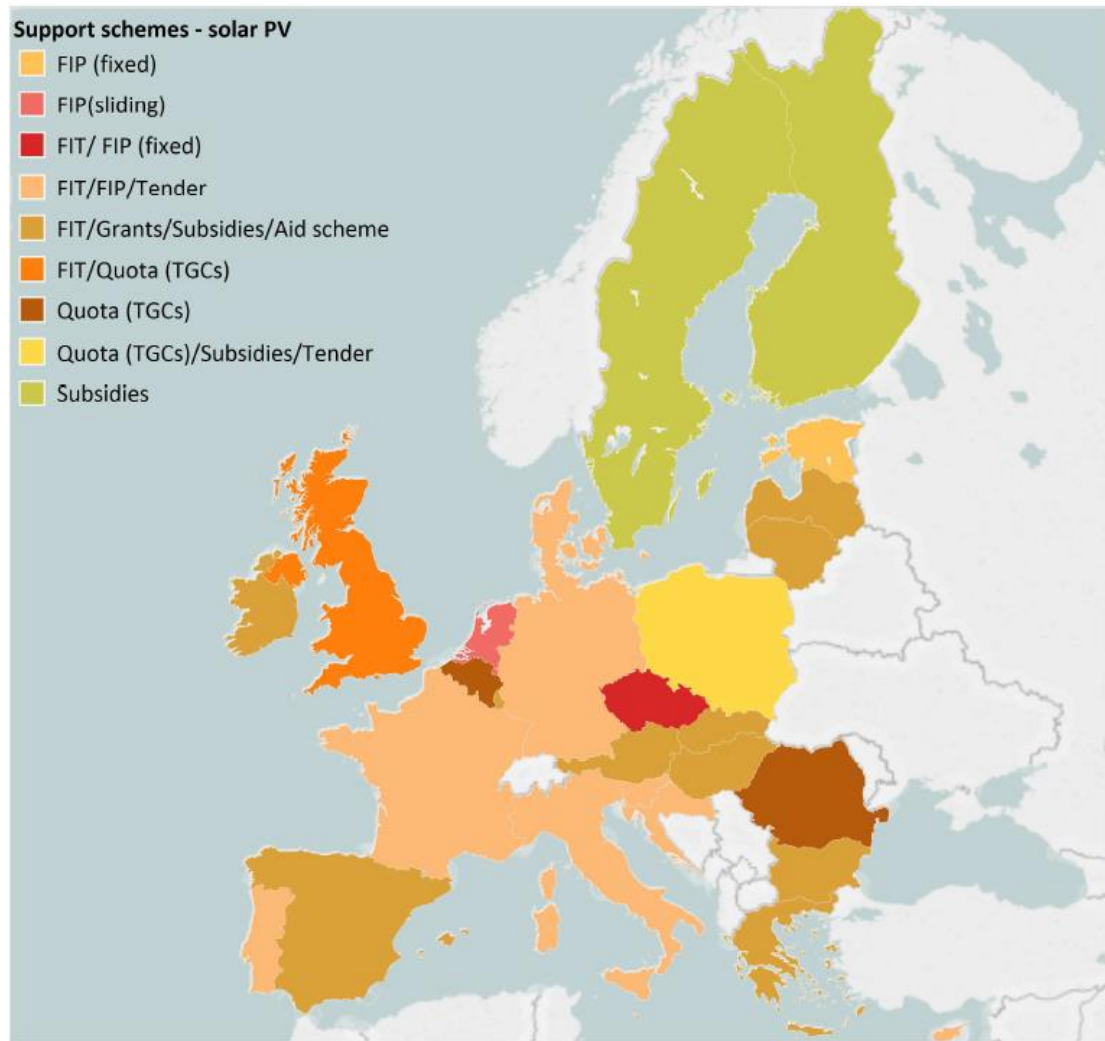
### 2.2.3 Μηχανισμοί Υποστήριξης ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Σε επίπεδο ΕΕ εντοπίζεται διαφοροποίηση μεταξύ των μηχανισμών υποστήριξης επενδύσεων σε έργα αιολικής ενέργειας. Ειδικότερα, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.1, οι κύριοι μηχανισμοί υποστήριξης που υιοθετούνται είναι οι μηχανισμοί εγγυημένων τιμών (Feed in Tariff - FIT) και εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed in Premium – FIP) που εφαρμόζονται σε 24 κράτη μέλη της ΕΕ. Επιπλέον, 3 κράτη μέλη της Ένωσης (Βέλγιο, Ρουμανία και Σουηδία) εφαρμόζουν το σύστημα της υποχρεωτικής ποσόστωσης (quotas) μέσω πράσινων ενεργειακών πιστοποιητικών (green certificates) ενώ στην Ιταλία και το Ηνωμένο Βασίλειο εφαρμόζεται ένας συνδυασμός συστημάτων FIT και Quota. Επιπλέον, ανταγωνιστικές διαδικασίες (tenders) μαζί με συστήματα κυμαινόμενης προσαύξησης (sliding premium) εφαρμόζονται σε αρκετές χώρες της ΕΕ (Δανία, Γερμανία, Ιρλανδία, Ισπανία, Κροατία, Ολλανδία, Πολωνία, Πορτογαλία, Σλοβενία). Επίσης, 5 κράτη μέλη εφαρμόζουν σύστημα σταθερής προσαύξησης (fixed premium) (Τσεχία, Δανία, Εσθονία, Ολλανδία, Σλοβενία).



**Σχήμα 2.1.** Μηχανισμοί Υποστήριξης Αιολικών στην ΕΕ (ΕΥ, 2017)

Όσον αφορά στην περίπτωση των Φ/Β, τα συστήματα FIT και FIP εφαρμόζονται πάλι στην πλειονότητα των κρατών μελών της ΕΕ (16 χώρες), όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα 2.2. Επιπλέον, σε 4 κράτη μέλη της ΕΕ (Αυστρία, Πολωνία, Φινλανδία, Σουηδία) εφαρμόζονται επενδύσεις, quotas και FIT. Επίσης, το Λουξεμβούργο εφαρμόζει έναν συνδυασμό FIT και FIP, η Ρουμανία πράσινα πιστοποιητικά και η Κύπρος χρηματοοικονομικά κίνητρα για την ανάπτυξη της τεχνολογίας των Φ/Β.



**Σχήμα 2.2.** Μηχανισμοί Υποστήριξης Φωτοβολταϊκών στην ΕΕ (ΕΥ, 2017)

Το σύστημα FIT αποτέλεσε τον ευρύτερα εφαρμοζόμενο μηχανισμό για την υποστήριξη έργων ΑΠΕ στις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες (Jenner et al., 2013; Lüthi & Wüstenhagen, 2012) κατά τις αρχές της τρέχουσας δεκαετίας. Τα υψηλά επίπεδα αποτελεσματικότητας και αποδοτικότητας, σε επίπεδο κόστους, καθώς, επίσης, τα χαμηλά ασφάλιστρα κινδύνου και οι ασφαλείς αποδόσεις προς τους επενδυτές ΑΠΕ αποτελούν τα βασικά πλεονεκτήματα του συγκεκριμένου συστήματος (Abdmouleh et al., 2015; Ecofys, 2014; NREL, 2010). Αν και το σύστημα FIT αποδείχθηκε, αρχικά, ότι περιορίζει με τον καλύτερο τρόπο τους κινδύνους των επενδυτών, η ανεπαρκής διαμόρφωση των τιμολογίων, σύμφωνα με το πραγματικό και σταδιακά μειούμενο κόστος των ΑΠΕ, μπορεί να οδηγήσει σε στρεβλώσεις στην αγορά ενέργειας (Ecofys, 2014). Επιπλέον, η διατήρηση ενός εγγυημένου επιπέδου αποζημίωσης για έργα ΑΠΕ μπορεί να προκαλέσει αρνητικές επιπτώσεις στον ανταγωνισμό, να οδηγήσει στην πραγματοποίηση λιγότερων επενδύσεων, λόγω της απουσίας αξιοπιστίας μακροπρόθεσμα και, συνεπώς, σε αναγκαίες μελλοντικές ενέργειες πολιτικής για την

πραιτέρω μείωση του κόστους υλοποίησης έργων ΑΠΕ (Kwon, 2015; Criscuolo & Menon, 2015).

Τα σταθερά και ρυθμιζόμενα τιμολόγια και η σαφής σταδιακή μείωση των τιμολογίων στη Γερμανία αποτέλεσαν τους κύριους πυλώνες ενίσχυσης της εμπιστοσύνης των επενδυτών και συνέβαλαν στην εκτεταμένη ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στη χώρα (Liou, 2015). Επιπλέον, η μακρά περίοδος σύμβασης (20 ετών), σε συνδυασμό με την προτεραιότητα έγχυσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο δίκτυο, αποτέλεσαν πρόσθετες κρίσιμες παραμέτρους που διευκόλυναν την εκτεταμένη χρηματοδότηση των συγκεκριμένων έργων με χαμηλά επιτόκια και τη δημιουργία ενός σταθερού επενδυτικού περιβάλλοντος στην αγορά (Pegels & Lütkenhorst, 2014; Mabee et al., 2012).

Αντιθέτως, αναδρομικές αλλαγές πολιτικής είχαν λάβει χώρα σε αρκετές χώρες της ΕΕ, συμπεριλαμβανομένου του Βελγίου, της Βουλγαρίας, της Τσεχίας, της Ελλάδος, της Ιταλίας και της Ισπανίας, οι οποίες οδήγησαν στην χειροτέρευση του επενδυτικού περιβάλλοντος για ΑΠΕ στις εν λόγω χώρες (SolarPower Europe, 2015; De la Hoz et al., 2016; Di Dio et al., 2015).

Στην Ιταλία, το Νομοθετικό Διάταγμα Νο.91 που εξέδωσε η Ιταλική Κυβέρνηση επέφερε αναδρομικές μεταβολές στα κίνητρα που είχαν δοθεί για έργα Φ/Β. Συγκεκριμένα, το διάταγμα αυτό επέβαλε μείωση των κινήτρων σε σταθμούς Φ/Β με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 200kW από 1.1.2015 και εφεξής, αντίθετα με το αρχικά συμφωνημένο επίπεδο (Di Dio et al., 2015). Στην περίπτωση της Ισπανίας, το Βασιλικό Διάταγμα-Νόμος 9/2013 εισήγαγε την αναδρομική μείωση του επιπέδου των FIT για όλους τους παραγωγούς ΑΠΕ (Gallego-Castillo & Victoria, 2015). Επιπροσθέτως, τον Δεκέμβριο του 2013 επεβλήθη φόρος 20% από τη Βουλγαρική Κυβέρνηση στο εισόδημα των παραγωγών αιολικής και Φ/Β ενέργειας (Keep on Track, 2015).

Αναδρομική μεταβολή στη νομοθεσία εισήχθη και στην Τσεχία το 2010, με επιβολή φόρου 26% στα έργα Φ/Β με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 30kW. Το μέτρο αυτό ακολούθησε η ακύρωση της αρχικά νομοθετημένης, εξασφαλισμένης πενταετούς αφορολόγητης περιόδου στην αρχή της διάρκειας ζωής των έργων ΑΠΕ (Janda & Tyuleubekov, 2016). Επίσης, πραγματοποιήθηκαν αναδρομικές ενέργειες πολιτικής στο Βέλγιο κατά το 2013. Πιο συγκεκριμένα, οι μεταρρυθμίσεις του φλαμανδικού μηχανισμού υποστήριξης ΑΠΕ συνοδεύθηκαν από αλλαγές στα εμπορεύσιμα πράσινα πιστοποιητικά, συμπεριλαμβανομένου του περιορισμού της ισχύος των πιστοποιητικών στα 10 έτη για μονάδες που ήταν ήδη σε λειτουργία (El Kasmíouí et al., 2015).

Οι αλλαγές σε επίπεδο νομοθετικού πλαισίου, συμπεριλαμβανομένων, μεταξύ άλλων, των μεταβολών των εγγυημένων τιμών και των διαφόρων αναδρομικών αλλαγών, μπορεί να δημιουργήσουν ένα αβέβαιο οικονομικό περιβάλλον και να έχουν αρνητική επίδραση στην κερδοφορία των έργων ΑΠΕ, διαμορφώνοντας ένα λιγότερο ευνοϊκό επενδυτικό

περιβάλλον για τους τρέχοντες και δυνητικούς επενδυτές της αγοράς των ΑΠΕ (Frantál & Prousek, 2016).

Σύμφωνα με το σύστημα των FIT, ο έλεγχος του συνολικού κόστους πολιτικής θεωρείται δύσκολος καθώς η πρόβλεψη του ποσοστού διείσδυσης στην αγορά κρίνεται δύσκολη χωρίς ενδιάμεσες ανώτατες τιμές (intermediate caps) ή σταδιακή μείωση βάσει δυναμικότητας (capacity-based degression) (Helapco, 2010).

Αντιθέτως, η τακτική αναδιαμόρφωση των τιμολογίων βάσει μαθηματικών τύπων προσαρμογής, συνδεδεμένων με την ανάπτυξη της αγοράς, προσδιορίστηκε ως ένας αποτελεσματικός τρόπος για την αποδοτική διαχείριση του κόστους πολιτικής και, παράλληλα, την αποφυγή αρνητικών επιπτώσεων στο επενδυτικό περιβάλλον της αγοράς των ΑΠΕ (Ragwitz & Rathmann, 2011). Σε ορισμένες χώρες της ΕΕ (Ιταλία και Ισπανία), η αξιοσημείωτη ανάπτυξη της αγοράς των Φ/Β, ως αποτέλεσμα της παροχής πλεοναζουσών εγγυημένων τιμών, οδήγησε σε σημαντικό κόστος πολιτικής και διευρυμένα ελλείμματα στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (Ecofys, 2014).

Αναφορικά με τον μηχανισμό στήριξης FIP, το σύστημα σταθερής προσαύξησης (fixed premium) είναι ευνοϊκότερο για την επίτευξη μικρότερης αβεβαιότητας στο κόστος πολιτικής. Όταν εφαρμόζεται κυμαινόμενη προσαύξηση (sliding premium), οι καταναλωτές πρέπει να επιφορτισθούν με μεγαλύτερους κινδύνους σχετικά με το κόστος πολιτικής, καθώς αυτό βασίζεται στην εξέλιξη των τιμών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα μέσο επίπεδο αβεβαιότητας, όσον αφορά στο κόστος πολιτικής, επιτυγχάνεται μέσω του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών με κατώτατο και ανώτατο όριο (Ecofys, 2014).

Σύμφωνα με τις “Κατευθυντήριες Γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις Κρατικές Ενισχύσεις στους τομείς Περιβάλλοντος και Ενέργειας 2014-2020” (European Commission’s Guidelines on State aid for environmental protection and energy), το σύστημα FIT θα παραμείνει ενεργό μόνο για μικρής κλίμακας έργα ΑΠΕ και η μετάβαση σε συστήματα εγγυημένων διαφορικών τιμών (FIP) ή διαγωνισμούς και δημοπρασίες (tendering & auctioning mechanisms) θα είναι υποχρεωτική, γεγονός που θα οδηγήσει σε ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών για αποζημίωση των παραγωγών ΑΠΕ (EC, 2014a). Η «ωρίμανση» αρκετών τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας, σε συνδυασμό με την ανάγκη για αυξημένη αποδοτικότητα κόστους και μείωση των στρεβλώσεων που είχαν προηγηθεί, αποτέλεσαν τους πλέον καθοριστικούς παράγοντες για την εισαγωγή ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών και την υποστήριξη έργων ΑΠΕ από την ΕΕ (EC, 2014b). Η μετάβαση αυτή προάγεται, επίσης, στο πλαίσιο της Ενεργειακής Ένωσης, στόχος της οποίας αποτελεί η αποτελεσματική αντιμετώπιση των αδυναμιών της αγοράς, η εγγύηση της αποδοτικότητας κόστους των ΑΠΕ και η αποφυγή φαινομένων υπερβολικής αποζημίωσης (EC, 2015a). Στο πλαίσιο αυτό, κρίνεται επιτακτική η εφαρμογή μέτρων πολιτικής και μηχανισμών

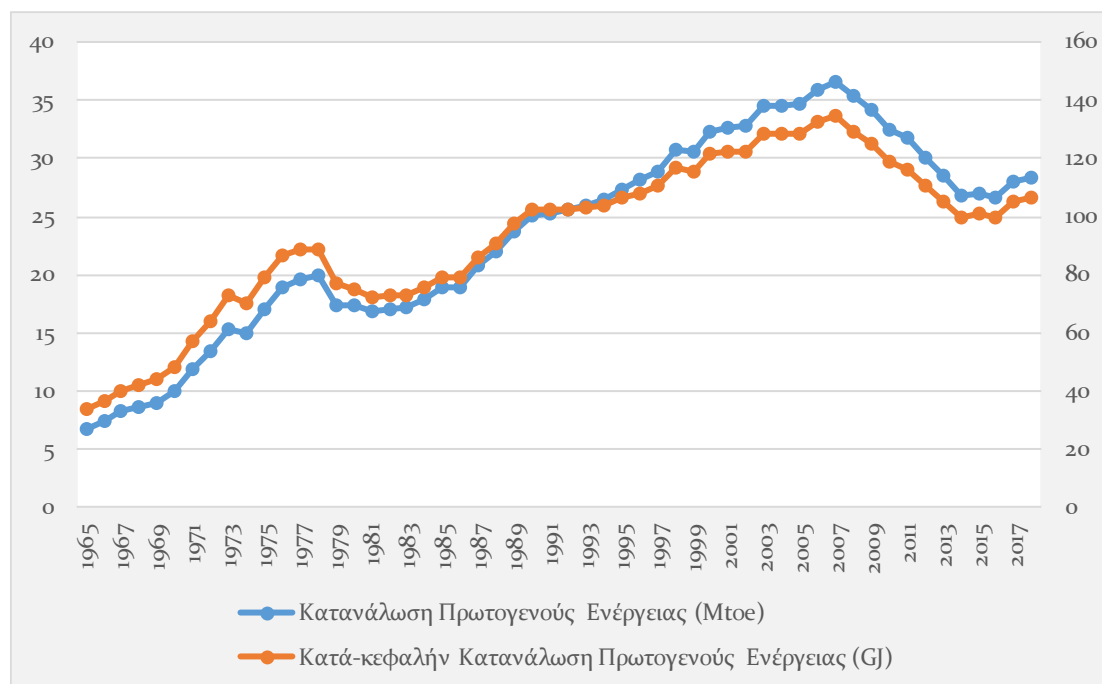


προσανατολισμένων στην αγορά για να διευκολυνθεί η ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας των ΑΠΕ (Eurelectric, 2014), με στόχο αφ' ενός τη μείωση του κόστους παραγωγής από έργα ΑΠΕ και αφ' ετέρου την προσέλκυση της συμμετοχής εξωτερικών επενδυτικών κεφαλαίων για τη χρηματοδότηση κερδοφόρων επενδυτικών επιλογών (Lee & Zhong, 2015b).

## 2.3 Ηλεκτρική Ενέργεια και ΑΠΕ στην Ελλάδα

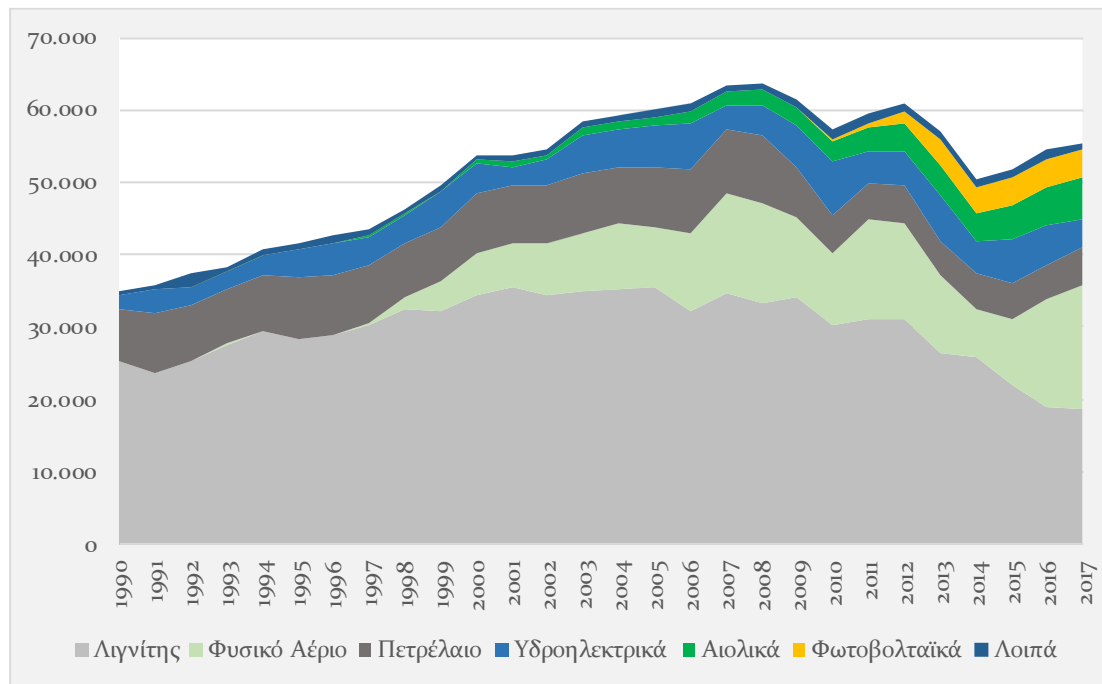
### 2.3.1 Ηλεκτρικός Τομέας στην Ελλάδα

Η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα έχει παρουσιάσει σημαντική αύξηση κατά τα τελευταία 50 έτη ως αποτέλεσμα της βελτίωσης του οικονομικού επιπέδου στη χώρα. Πιο συγκεκριμένα, η εξέλιξη της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας (βλέπε Σχήμα 2.3) ήταν διαχρονικά αυξανόμενη και συνοδεύτηκε από δύο περιόδους σημαντικής μείωσης (ενεργειακές κρίσεις της δεκαετίας του 1970 και η οικονομική κρίση στην Ελλάδα κατά την περίοδο 2008-2015).



**Σχήμα 2.3.** Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας, 1965-2017 (BP, 2019)

Κατά τα τελευταία έτη παρατηρείται μια αύξηση της ζήτησης ενέργειας, ως αποτέλεσμα της βελτίωσης του οικονομικού κλίματος στην χώρα, η οποία είναι μικρότερης έντασης σε σχέση με το παρελθόν εξαιτίας και της εφαρμογής μέτρων και πολιτικών βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.



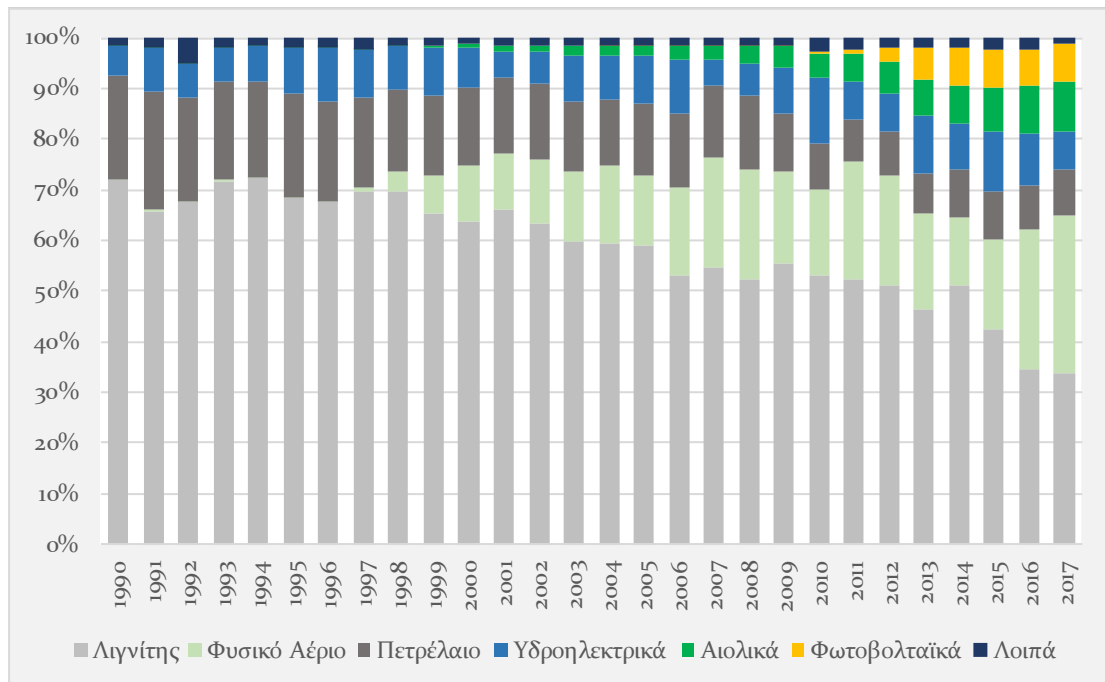
**Σχήμα 2.4.** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) στην Ελλάδα ανά Μορφή Ενέργειας, 1990-2017 (EUROSTAT, 2019a)

Στο Σχήμα 2.4, παρουσιάζεται η διαχρονική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ανά ενεργειακή μορφή. Ο λιγνίτης κατέχει ένα σημαντικό μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή, ακολουθούμενο από το φυσικό αέριο και τις υπόλοιπες μορφές ενέργειας. Σε επίπεδο συμβατικών καυσίμων, το πετρέλαιο συμμετέχει στην ηλεκτροπαραγωγή των μη διασυνδεδεμένων νησιών της χώρας.

Όπως καταδεικνύεται στο διάγραμμα Σχήμα 2.5, ο λιγνίτης συνεχίζει να αποτελεί την κύρια πηγή ενέργειας στην χώρα, η οποία όμως περιορίζεται διαχρονικά και σημαντικά κατά τα τελευταία χρόνια. Πιο συγκεκριμένα, το μερίδιο του λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιορίστηκε, σχεδόν, στο ήμισυ κατά το διάστημα 2001-2017. Επιπλέον, η παρουσία του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της χώρας βαίνει αυξανόμενη κατά τα τελευταία 20 έτη και αντιπροσωπεύει την 2<sup>η</sup> σημαντικότερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

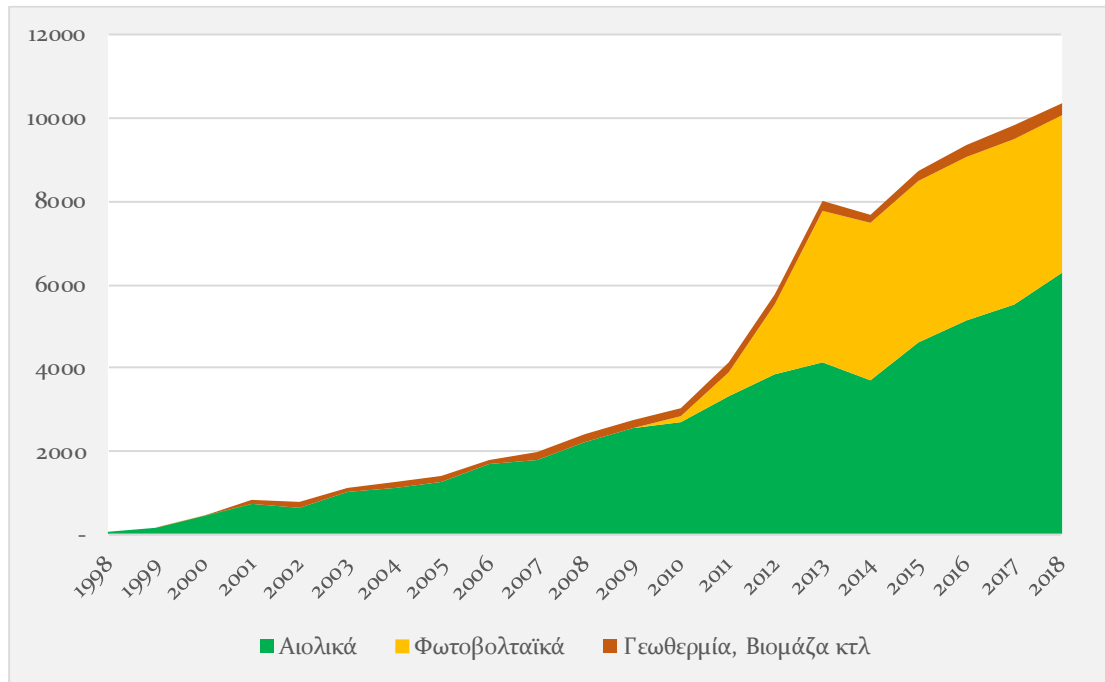
Επιπλέον, οι ΑΠΕ σημείωσαν ανοδική πορεία κατά τα τελευταία 20 έτη στην χώρα. Τα αιολικά αποτέλεσαν την πηγή ανανεώσιμης ενέργειας με την μεγαλύτερη συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2017, αντιπροσωπεύοντας το 10% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας. Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά, η συνεισφορά τους ήταν καθοριστική στην βιώσιμη ενεργειακή μετάβαση του ΕΣΜΗΕ, σημειώνοντας μια κατακόρυφη άνοδο κατά το χρονικό διάστημα 2010-2013. Εξαιτίας των εκτεταμένων επενδύσεων σε έργα Φ/Β τεχνολογίας που έλαβαν χώρα, η αντίστοιχη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια έφτασε σε επίπεδα, περίπου, 23 φορές υψηλότερα στο τέλος σε σχέση με την αρχή της εν λόγω περιόδου. Τέλος, τα υδροηλεκτρικά αποτελούν μια ανανεώσιμη

πηγή ενέργειας με σταθερή συμμετοχή, διαχρονικά, στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.



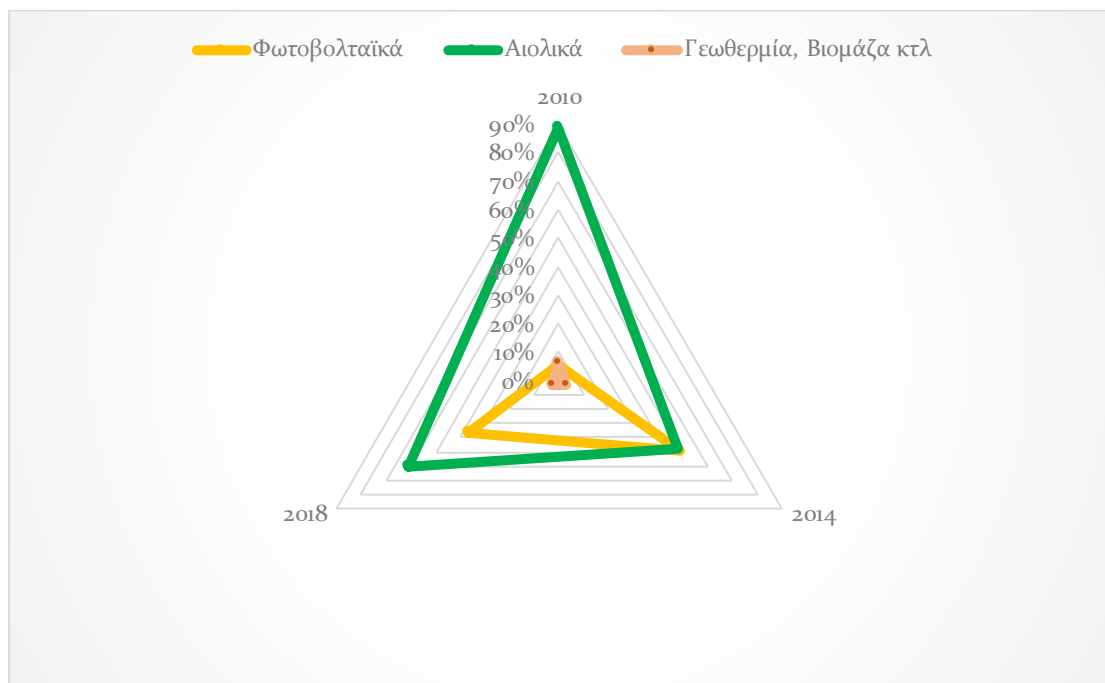
**Σχήμα 2.5.** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (%) στην Ελλάδα ανά Μορφή Ενέργειας, 1990-2017 (EUROSTAT, 2019a)

Εστιάζοντας στον τομέα των ΑΠΕ, η παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα αποτελεί την βασικότερη πηγή «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα με σταθερά ανοδική πορεία κατά την τελευταία 20-ετία (Σχήμα 2.6). Όσον αφορά στην ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) στην Ελλάδα, αυτή σημείωσε μια κατακόρυφη αύξηση κατά την χρονική περίοδο 2010-2013 η οποία βασίσθηκε στην σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος από Φ/Β, ως αποτέλεσμα των οικονομικών κινήτρων που δόθηκαν με το πλαίσιο υποστήριξης FIT των αντίστοιχων επενδύσεων που ήταν σε εφαρμογή.



**Σχήμα 2.6.** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) ανά Τεχνολογία ΑΠΕ στην Ελλάδα, 1998-2018 (BP, 2019)

Όσον αφορά στο μερίδιο που καταλαμβάνουν διαχρονικά οι επιμέρους τεχνολογίες ΑΠΕ στην παραγωγή «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, αυτό αποτυπώνεται γραφικά στο Σχήμα 2.7.



**Σχήμα 2.7.** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (%) ανά Τεχνολογία ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2010-2014-2018 (BP, 2019)

Όπως είναι εμφανές από το γράφημα, τα φωτοβολταϊκά από την σχεδόν μηδενική συνεισφορά τους κατά το 2010 στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα κατάφεραν μέσα σε μια 4-ετία να αντιπροσωπεύουν το ήμισυ αυτής και να συνεισφέρουν το ίδιο με τα αιολικά πάρκα στην χώρα. Η αναλογία αυτή διαφοροποιήθηκε, όμως, κατά τα επόμενα έτη, εξαιτίας των πολιτικών και των αναδρομικών αλλαγών (Νόμος 4254/2014) που εφαρμόστηκαν και οδήγησαν σε «πάγωμα» των νέων επενδύσεων σε έργα Φ/Β τεχνολογίας, με την παραγωγή από αιολικά, από την άλλη πλευρά, να παρουσιάζει μια σταθερά αυξητική πορεία.

### 2.3.2 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Για την περίπτωση της Ελλάδος, η ασφάλεια εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια και η επάρκεια του ηλεκτρικού προσδιορίζονται ως σημαντικές προτεραιότητες του εθνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Η εκδήλωση της χρηματοπιστωτικής κρίσης, κατά τα τελευταία χρόνια, είχε ως αποτέλεσμα την αξιοσημείωτη μείωση της ζήτησης ενέργειας στον οικιακό τομέα, εκτός των άλλων, στην Ελλάδα (EC, 2015b). Η μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ οδήγησε σε μειωμένες απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας και διανομής ισχύος για την εξυπηρέτηση των ηλεκτρικών φορτίων (IPTO, 2014).

Ως άμεση επίδραση αυτής της φθίνουσας εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η πιθανότητα αναβολής της περαιτέρω ανάπτυξης των υποδομών του δικτύου, δίχως να υπάρχει αρνητική επίδραση στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, είχε αναγνωρισθεί, ιδίως κατά τα προηγούμενα έτη, ως πιθανή επιλογή από την πλευρά των διαχειριστών του Συστήματος.

Επιπλέον, οι υφιστάμενοι δημοσιονομικοί περιορισμοί απαιτούν αποδοτικό μακροπρόθεσμο ενεργειακό σχεδιασμό και δράσεις ανάπτυξης του δικτύου με στόχο τη διασφάλιση της αξιοπιστίας αυτού καθώς και την επαρκή ενημέρωση όλων των ενδιαφερομένων μερών και φορέων της ενεργειακής αγοράς (OECD/IEA, 2011).

#### Σημαντικότητα Ανάλυσης και Εκτίμησης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ενέργεια αποτελεί μία βιωτικής σημασίας παράμετρο στην καθημερινή ζωή των Ευρωπαίων πολιτών (IENE, 2017). Η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια εκ των κύριων παραδοχών για τη σχεδίαση και την υποστήριξη του εθνικού συστήματος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (IENE, 2017).

Η κατάστρωση ενός άρτια σχεδιασμένου Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού της Ελλάδος θα έχει ως κύριους στόχους τόσο τη διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας της χώρας όσο και την απανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος, μέσα από την

αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ και της Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητα Υψηλής Αποδοτικότητας (ΣΗΘΥΑ) στο εθνικό ενεργειακό μίγμα (IENE, 2017).

Η εκτίμηση της μελλοντικής εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί κρίσιμη διαδικασία στους τομείς λειτουργίας και προγραμματισμού των συστημάτων και δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας που επηρεάζει ιδιαίτερα τις αποφάσεις των διαχειριστών των ενεργειακών συστημάτων και των εταιρειών κοινής ωφέλειας (Khan et al., 2016). Η πρόβλεψη του ηλεκτρικού φορτίου θεωρείται ζήτημα υψίστης σημασίας για τον προσδιορισμό του επιπέδου της μελλοντικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μια συγκεκριμένη περιοχή και για την εγγύηση της ανάπτυξης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας της επόμενης γενιάς (Raza & Khosravi, 2015). Κατά συνέπεια, τα μοντέλα πρόβλεψης χρησιμοποιούνται για να διευκολύνουν τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό ενός συστήματος ενέργειας και τη χάραξη μιας αποτελεσματικής ενεργειακής πολιτικής με βάση την αναμενόμενη εξέλιξη της μελλοντικής ζήτησης ενέργειας (Khan et al., 2016, Raza & Khosravi, 2015).

Σε ετήσιο επίπεδο, η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας έχει μεγάλη σημασία για τη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας καθώς πολλές πτυχές του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζονται, άμεσα, από την εξέλιξή της. Ειδικότερα, αυτές οι πτυχές περιλαμβάνουν τον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, την υλοποίηση επενδύσεων που αφορούν στην επέκταση της παραγωγικής ικανότητας και της ικανότητας μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλοντας, με αυτόν τον τρόπο, σε μειωμένα κόστη και αυξημένη ασφάλεια και σταθερότητα ισχύος του συστήματος (Campillo et al., 2012; Wang et al., 2012; Hyndman & Fan, 2009).

Επίσης, η ακριβής πρόβλεψη του ηλεκτρικού φορτίου είναι ζωτικής σημασίας για την αποτελεσματική λήψη αποφάσεων στον ενεργειακό τομέα, τόσο για τη λειτουργία του συστήματος ισχύος, όσο και για την υλοποίηση ενεργειακών συναλλαγών και τη διαδικασία λήψης αποφάσεων στις αγορές ενέργειας (Hahn et al., 2009). Με αυτόν τον τρόπο, η ακριβής πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι κρίσιμη για τον φορέα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να εξασφαλίσει τη βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη ασφάλεια και αξιοπιστία του εφοδιασμού με ηλεκτρισμό (Khan et al., 2016).

Επιπλέον, η αυξημένη ακρίβεια της πρόβλεψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για την αποφυγή της υπερβολικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και για την εξασφάλιση της επάρκειας των υποδομών ηλεκτρικής ενέργειας (Bianco et al., 2009). Αντιθέτως, η ανακρίβεια στην πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να προκαλέσει πρόσθετο λειτουργικό κόστος και αυξημένη οικονομική ζημία στην αντίστοιχη εταιρεία ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση υπερεκτίμησης της εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ή υποχρησιμοποίησης των υπαρχόντων ενεργειακών παγίων στοιχείων της (Haida & Muto, 1994).

Η εκτίμηση της μελλοντικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κρίνεται ως ιδιαίτερα σημαντική στη σημερινή εποχή και, ειδικά, για την περίπτωση της Ελλάδος, καθώς η οικονομική ύφεση στη χώρα είχε οδηγήσει σε έντονη μείωση αυτής από τα τέλη ακόμα της προηγούμενης δεκαετίας (Dagoumas & Kitsios, 2014).

Στο πλαίσιο κατάστροφης των μακροπρόθεσμων προγραμμάτων ανάπτυξης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η διερεύνηση της επίδρασης των προσδιοριστικών παραγόντων στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η εξαγωγή εκτιμήσεων, υψηλής ακριβείας, της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας επέχουν σημαντικό ρόλο σε αυτήν την κατεύθυνση.

Το επίπεδο διαμόρφωσης της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι άρρηκτα συνδεδεμένο με τις προσπάθειες επίτευξης των ενεργειακών στόχων που έχουν τεθεί για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, μέσω της αύξησης των δράσεων εξοικονόμησης ενέργειας και της επιλογής και υιοθέτησης κατάλληλων πολιτικών προς αυτή την κατεύθυνση. Επιπλέον, όσον αφορά στην προώθηση της ανάπτυξης έργων ΑΠΕ, αυτή επηρεάζεται σε σημαντικό βαθμό από τα μελλοντικά επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο στη διαμόρφωση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος, από τεχνικής και οικονομικής πλευράς, όσο και στην εξασφάλιση του μέγιστου δυνατού μεριδίου τους στη συνολική κατανάλωση ενέργειας, επιτυγχάνοντας και τους στόχους βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης που έχουν τεθεί.

Ειδικότερα, οι αποφάσεις αυτές αφορούν στον προγραμματισμό επενδύσεων σε νέες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην ενίσχυση των υποδομών σε ενεργειακές διασυνδέσεις, στη βιώσιμη και ολιστική αξιοποίηση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού και την διεύθυνση, εν γένει, των τεχνολογιών ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα, στην ενίσχυση των μέτρων ενεργειακής αποδοτικότητας, στην αξιοποίηση των νέων τεχνολογιών (Information Communication Technologies – ICT) στον ενεργειακό τομέα κτλ.

### 2.3.3 Οικονομική Κρίση και Ηλεκτρικός Τομέας

Κατά την προηγούμενη χρονική περίοδο, η Ελλάδα αντιμετώπιζε μια κρίση κρατικού χρέους που είχε αρνητικές επιπτώσεις στην εξέλιξη του ΑΕΠ, συμπεριλαμβανομένης της σημαντικής μείωσης των δαπανών για προσωπική κατανάλωση καθώς και των επιχειρηματικών επενδύσεων στη χώρα (EL. STAT., 2018a). Ειδικότερα, το ΑΕΠ σημείωσε μια συνολική μείωση της τάξης του 24% κατά το χρονικό διάστημα 2008-2016, οδηγώντας σε επιδείνωση του οικονομικού κλίματος στην Ελλάδα.

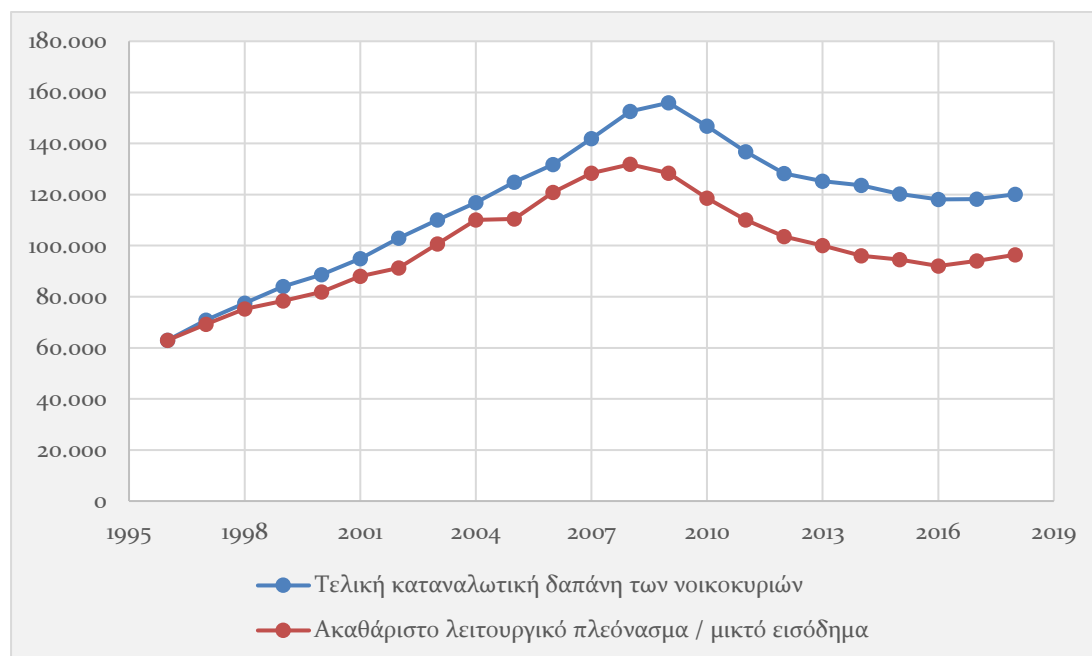
Η επιδείνωση του οικονομικού περιβάλλοντος στην Ελλάδα, εξαιτίας της σημαντικής αύξησης των επιτοκίων δανεισμού και του κινδύνου της χώρας (country risk), καθώς και η αύξηση του επενδυτικού κινδύνου εξαιτίας των εφαρμοζόμενων ενεργειακών πολιτικών



(energy policy risk) οδήγησε σε συρρίκνωση των επενδύσεων στο σύνολο των τομέων οικονομικής δραστηριότητας και, ιδιαίτερα, στον ενεργειακό τομέα, συμπεριλαμβανομένων, μεταξύ άλλων, των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, λοιπών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ηλεκτρικών διασυνδέσεων κτλ. (Angelopoulos et al., 2017a).

Ο σχεδιασμός μέτρων βιώσιμης ενεργειακής πολιτικής αποτελεί μια σημαντική παράμετρο για τη μείωση του κινδύνου ανάπτυξης ενεργειακών έργων, συμπεριλαμβανομένων των ΑΠΕ, και η διαμόρφωση ενός ξεκάθਾਰου και σταθερού πλαισίου πολιτικής συμβάλει καθοριστικά προς αυτή την κατεύθυνση και στη μείωση του συνεπαγόμενου κόστους (Angelopoulos et al., 2017a). Επίσης, η χειροτέρευση του οικονομικού κλίματος στην Ελλάδα οδήγησε σε αύξηση του χρηματοοικονομικού κινδύνου (financial risk) στην ενεργειακή αγορά με αποτέλεσμα την επιβράδυνση των περαιτέρω επενδύσεων και επεκτάσεων των ενεργειακών υποδομών (Angelopoulos et al., 2017a). Το δυσμενές οικονομικό περιβάλλον αντικατοπτρίζεται και από την αξιοσημείωτη αύξηση του ποσοστού ανεργίας του ενεργού πληθυσμού στην Ελλάδα, με τη μέγιστη τιμή του δείκτη να διαμορφώνεται στο 27,5%, κατά το έτος 2013 (EUROSTAT, 2019b).

Στο Σχήμα 2.8 παρουσιάζεται η διακύμανση της τελικής καταναλωτικής δαπάνης των νοικοκυριών (σε σταθερές τιμές του προηγούμενου έτους) καθώς και το καθαρό εθνικό διαθέσιμο εισόδημα (κατά κεφαλήν, σε τρέχουσες τιμές) που δίνονται από την Ελληνική Στατιστική Αρχή (EL.STAT., 2019).

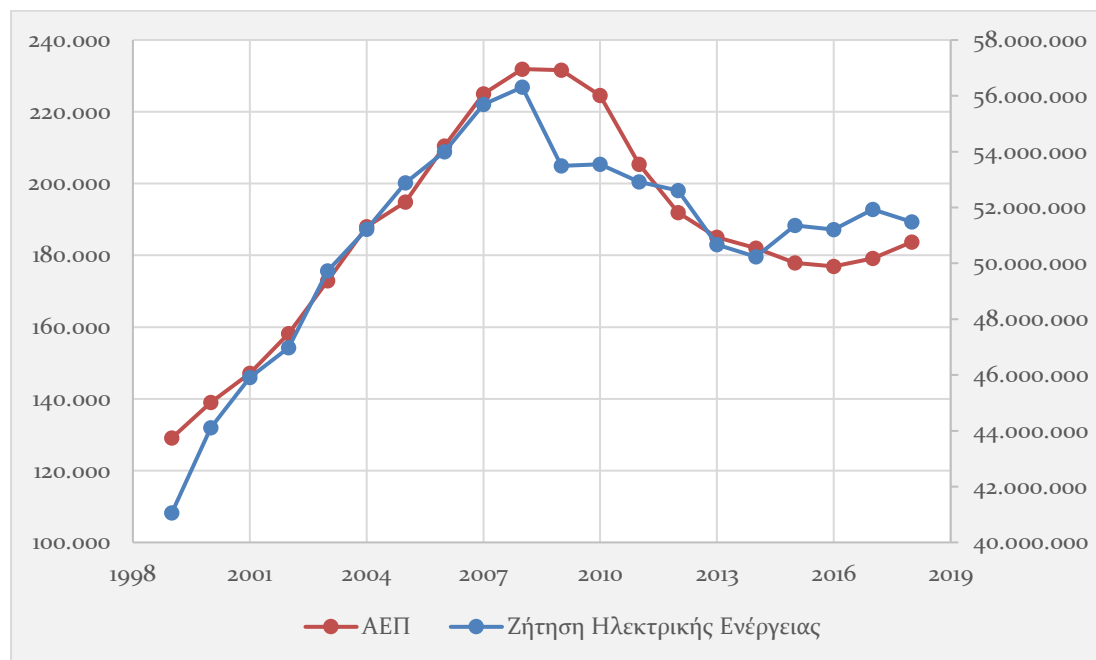


**Σχήμα 2.8.** Τελική καταναλωτική δαπάνη των νοικοκυριών και ακαθάριστο πλεόνασμα / μικτό εισόδημα (σε εκατ. €) (EL.STAT., 2019)

Είναι εμφανές ότι η μείωση του καθαρού εθνικού διαθέσιμου εισοδήματος συνδέεται άμεσα με την συρρίκνωση που υπέστη η τελική καταναλωτική δαπάνη των νοικοκυριών οδηγώντας σε επιδείνωση της οικονομικής κατάστασης στην Ελλάδα.

Αυτό το δυσμενές οικονομικό περιβάλλον είχε, επίσης, αρνητική επίδραση και στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα. Ειδικότερα, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ σημείωσε μια μείωση 9% κατά την αντίστοιχη χρονική περίοδο (2008-2016) (IPTO, 2013; 2019).

Η χρονική εξέλιξη του ΑΕΠ και της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ αποτυπώνεται και στο διάγραμμα Σχήμα 2.9.



**Σχήμα 2.9.** ΑΕΠ (εκατ. €) και Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στο ΕΣΜΗΕ (EL.STAT., 2019; IPTO, 2013; 2014; 2019)

Σύμφωνα με το διάγραμμα του Σχήματος 2.9, είναι εμφανής η συσχέτιση μεταξύ του ΑΕΠ και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, και τα δύο μεγέθη σημείωναν σταθερά αυξητική πορεία κατά την περίοδο 1999-2008, οπότε ακολούθησε μια περίοδος οικονομικής συρρίκνωσης που συνδυάστηκε με μια περίοδο μείωσης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, μικρότερης ωστόσο έντασης.

### 2.3.4 Ενεργειακή Φτώχεια και Ενεργειακή Ασφάλεια

Τα τελευταία χρόνια της οικονομικής κρίσης στην Ελλάδα έχει κάνει την εμφάνισή του το φαινόμενο της ενεργειακής φτώχειας, που ορίζεται παγκοσμίως ως η αδυναμία πρόσβασης του πληθυσμού σε ενεργειακές υπηρεσίες, όπως ο ηλεκτρισμός, το φυσικό αέριο κτλ. (Corovessi et al., 2017). Παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή φτώχεια, στην

πλειονότητα των περιπτώσεων, εμφανίζεται σε αναπτυσσόμενες χώρες (Dagoumas & Kitsios, 2014), πλέον πρόκειται για ένα φαινόμενο που έχει πλήξει και επηρεάζει τον οικιακό τομέα στην Ελλάδα (Papada & Kaliampakos, 2016).

Επιπλέον, στη χρόνια ύφεση της Ελληνικής Οικονομίας οφείλεται και η αδυναμία έγκαιρης αποπληρωμής των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας από την πλευρά των καταναλωτών, γεγονός που οδήγησε σε σοβαρά προβλήματα ρευστότητας τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), εγείροντας κινδύνους για την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας (Dagoumas & Kitsios, 2014).

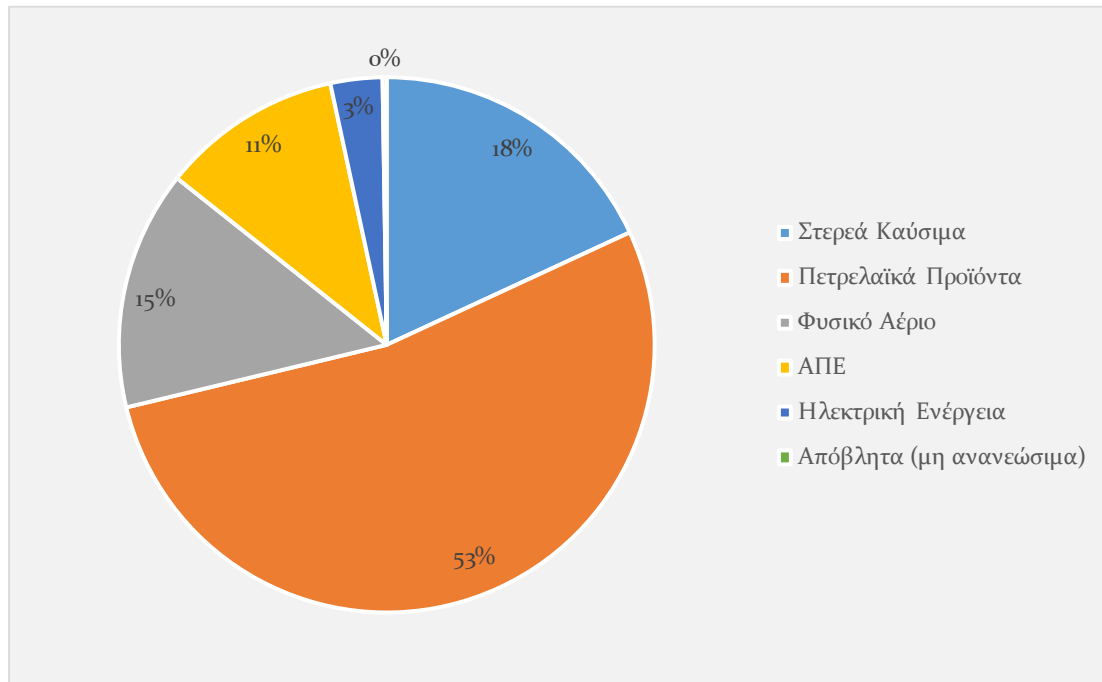
Σύμφωνα με τα ανωτέρω, η εφαρμογή ενός μοντέλου ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνει υπόψιν του το περίπλοκο οικονομικό περιβάλλον καθώς και τις πολυδιάστατες παραμέτρους που την επηρεάζουν κρίνεται απαραίτητη για έναν βιώσιμο ενεργειακό σχεδιασμό στην Ελλάδα.

Η ακριβής πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μεσο-μακροπρόθεσμο επίπεδο (5-10 έτη) συμβάλλει στην εξάλειψη του πιθανού μελλοντικού κινδύνου μη ανταπόκρισης του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην κάλυψη αυτής. Με βάση τις εκτιμήσεις της μελλοντικής εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, είναι εφικτός ο καθορισμός των απαιτήσεων σε νέα εγκατεστημένη ισχύ προκειμένου να καλυφθούν απρόσκοπτα οι ανάγκες της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη συγκεκριμένη περίοδο (Ministry of Environment & Energy, 2019).

Συνακόλουθα, η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αποκτά βαρύνουσα σημασία και στο κομμάτι του προσδιορισμού των αναγκών για επάρκεια ευελιξίας εξαιτίας και του αυξανόμενου μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα. Ειδικότερα, οι αποφάσεις για την εγκατάσταση κατανεμημένων μονάδων παραγωγής ενέργειας, επέκτασης των υποδομών σε ηλεκτρικής διασυνδέσεις καθώς και η απόκριση ζήτησης (demand response) αποτελούν μεθόδους μετριασμού του κινδύνου της λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας εξαιτίας, κυρίως, της μεταβλητότητας των μονάδων ΑΠΕ, και συνδέονται άμεσα με τις εκτιμήσεις της μελλοντικής εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα (Ministry of Environment & Energy, 2019).

### **2.3.5 Κατάσταση των ΑΠΕ στην Ελλάδα**

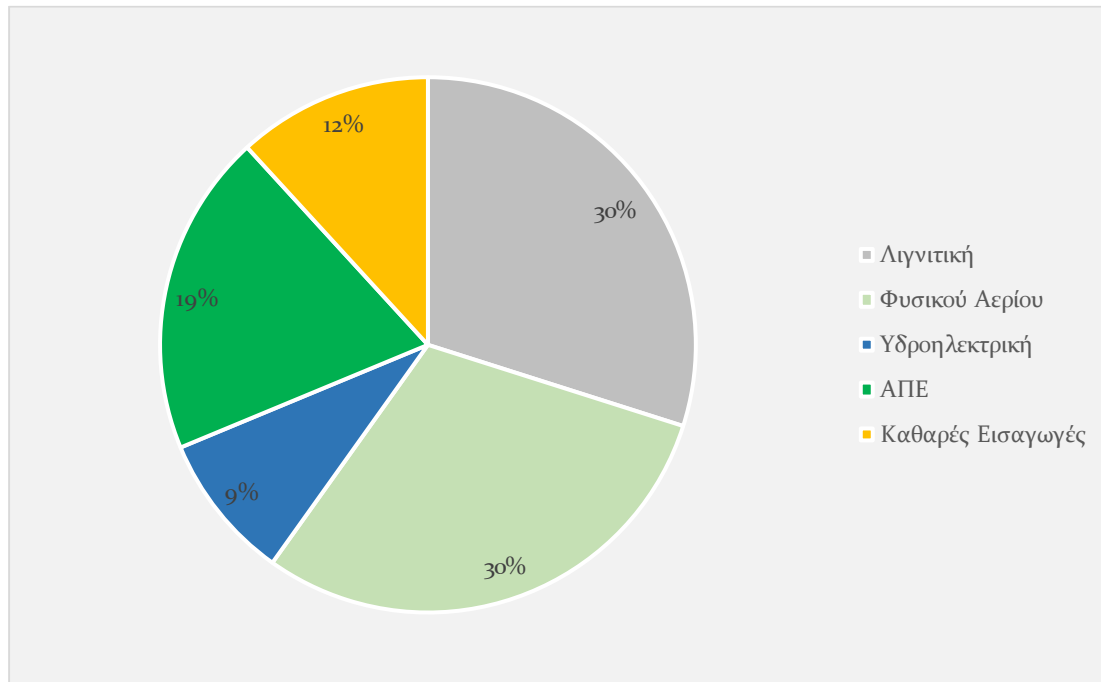
Το ενεργειακό μίγμα στην Ελλάδα, δηλαδή το μερίδιο κάθε πηγής ενέργειας στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.10.



**Σχήμα 2.10.** Εθνικό Μερίδιο Καυσίμων στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ενέργειας, Έτος 2016 – Συνολική Καταναλωθείσα Ενέργεια: 24,14 Τόνοι Ισοδυνάμου Πετρελαίου (ΤΙΠ). (Eurostat, 2019c)

Βάσει του σημερινού εθνικού ενεργειακού μίγματος, τα προϊόντα πετρελαίου αντιπροσωπεύουν σχεδόν το ήμισυ της συνολικής ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας και οι ΑΠΕ καλύπτουν το 11% αυτής.

Επιπλέον, το εθνικό μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας, που δείχνει τις αναλογίες διαφόρων πηγών στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.11.

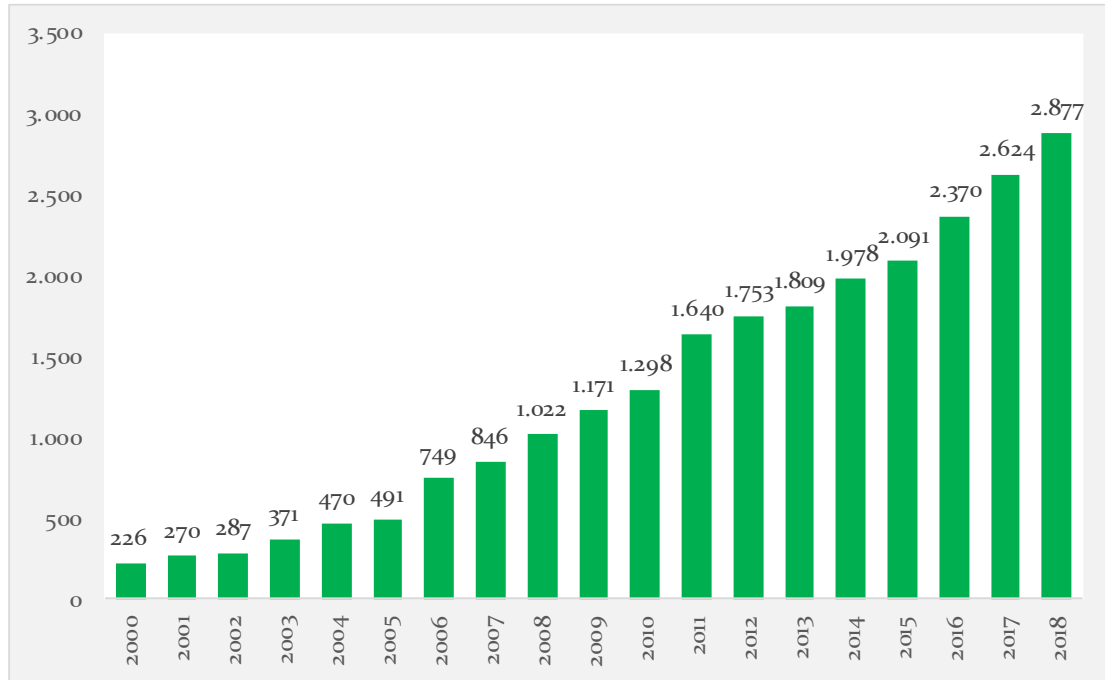


**Σχήμα 2.11.** Μερίδια Διαφόρων Πηγών Ενέργειας στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα – Έτος 2018 (LAGIE, 2019)

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη και φυσικό αέριο ήταν, σχεδόν, ίδια και διαμορφώθηκε στο 30%, ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αντιπροσώπευε το 19% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για το έτος 2018.

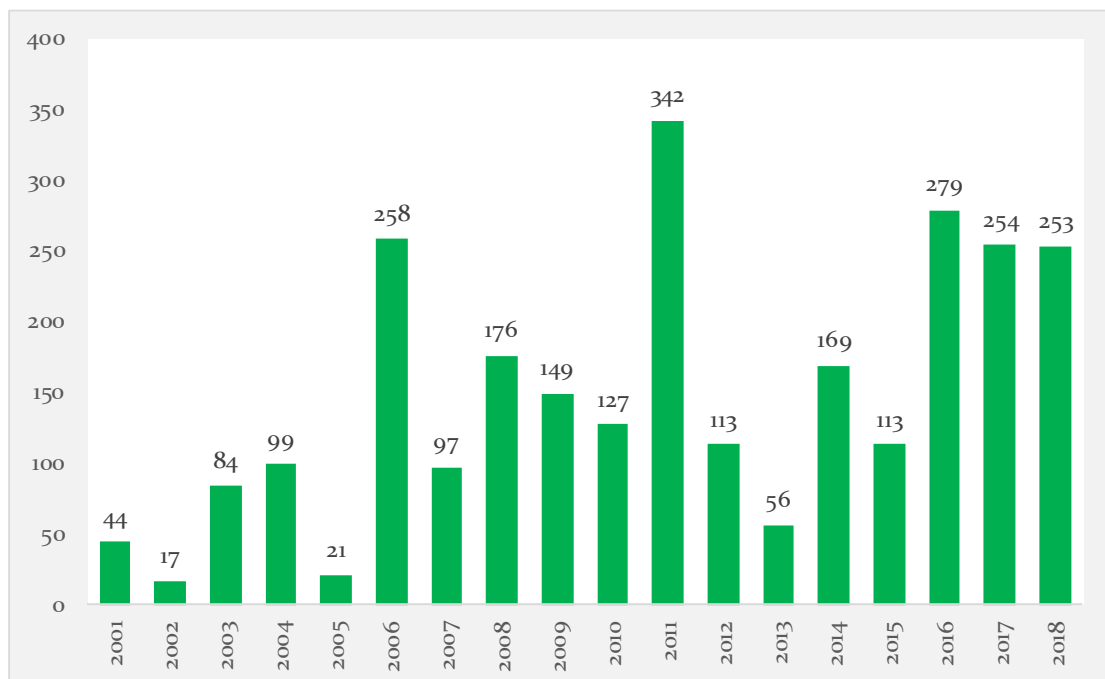
### **Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα**

Την περίοδο 2005-2018, η εγκατεστημένη ισχύς των χερσαίων αιολικών πάρκων σχεδόν πενταπλασιάστηκε και πάνω από 2,3GW νέας ηλεκτρικής ισχύος εγκαταστάθηκαν στην Ελλάδα κατά τη συγκεκριμένη περίοδο (Σχήμα 2.12).



**Σχήμα 2.12.** Εγκατεστημένη Ισχύς Χερσαίας Αιολικής Ενέργειας (σε MW) στην Ελλάδα (IRENA Resource, 2019)

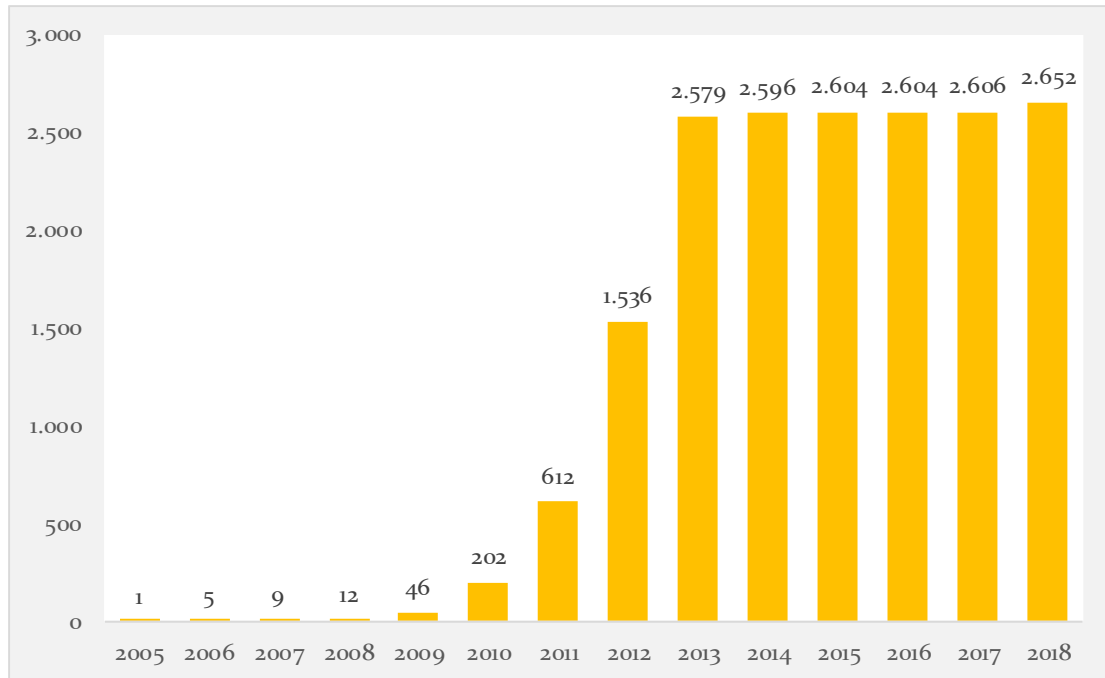
Όσον αφορά στις ετήσιες καθαρές προσθήκες χερσαίας αιολικής ισχύος, το Σχήμα 2.13 παρουσιάζει τη γραφική αναπαράσταση αυτών κατά την εξεταζόμενη περίοδο (έτη 2001-2018).



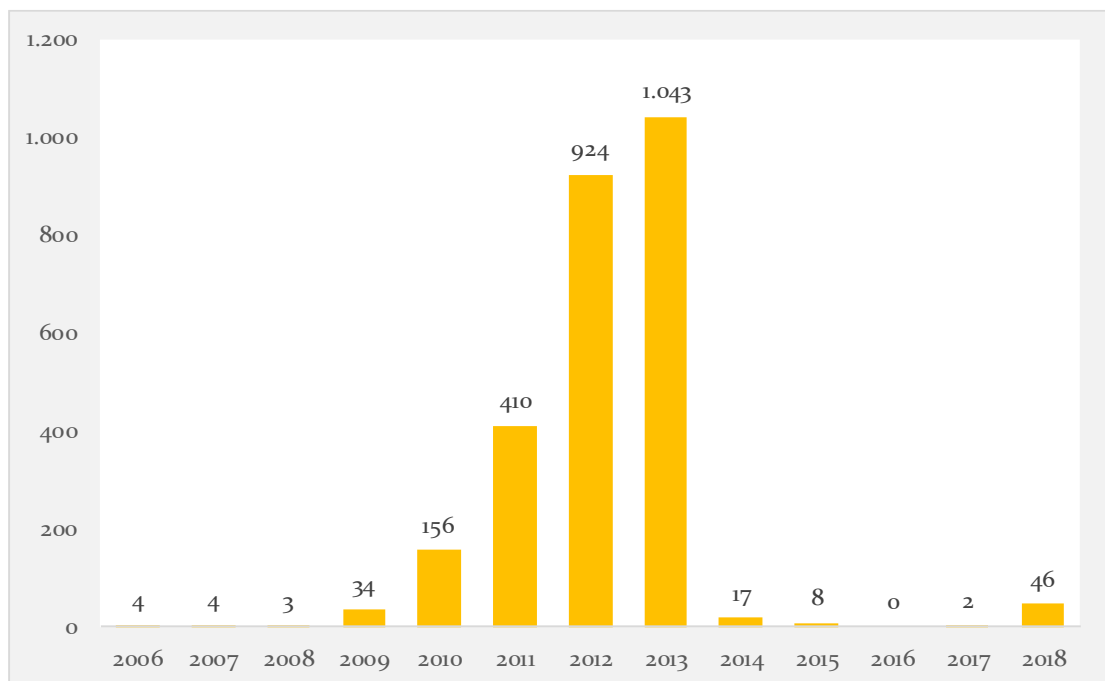
**Σχήμα 2.13.** Ετήσιες Καθαρές Προσθήκες Εγκατεστημένης Ισχύος σε Αιολική Ενέργεια (σε MW) στην Ελλάδα (IRENA Resource, 2019)

## Ηλιακή Ενέργεια και Φ/Β στην Ελλάδα

Την περίοδο 2005-2018, η εγκατεστημένη ισχύς από Φ/Β παρουσίασε σημαντική ανάπτυξη και, περίπου, 2.600MW νέας ισχύος Φ/Β εγκαταστάθηκαν στην Ελλάδα (Σχήμα 2.14).



**Σχήμα 2.14.** Εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύς (σε MWp) στην Ελλάδα (IRENA Resource, 2019)



**Σχήμα 2.15.** Καθαρές Προσθήκες Εγκατεστημένης Φ/Β Ισχύος (σε MWp) στην Ελλάδα (IRENA Resource, 2019)

Το Σχήμα 2.15 παρουσιάζει τη γραφική αναπαράσταση των ετήσιων καθαρών αυξήσεων της εγκατεστημένης ισχύος από Φ/Β.

Καθίσταται σαφές ότι η μεγάλη άνθιση των Φ/Β έργων στην Ελλάδα, που έλαβε χώρα κατά την περίοδο 2011-2013, οφείλετο στη μεγαλύτερη οικονομική ελκυστικότητα των συγκεκριμένων επενδύσεων και οδήγησε στην εκπλήρωση των Εθνικών στόχων εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος (2.200MW) για το 2020 ήδη από το 2013. Ωστόσο, αυτή η βραχύβια άνθιση κατέληξε σε μακροπρόθεσμη σημαντική επιβάρυνση των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών λόγω του αυξημένου ειδικού τέλους των ΑΠΕ. Οι φορείς διαμόρφωσης πολιτικής στην Ελλάδα, ανησυχώντας για αυτή την εξέλιξη, αντέδρασαν παγώνοντας τα νέα Φ/Β έργα, ακόμα και αν αυτά απαιτούσαν ένα μόνο μικρό ποσοστό αποζημίωσης σε σχέση με τα παρελθόντα έργα.



## Υποστηρικτικοί Μηχανισμοί Πολιτικής για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα

Ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών FIT υπήρξε το πιο ευρέως εφαρμοζόμενο σύστημα υποστήριξης επενδύσεων σε έργα ανανεώσιμης ενέργειας στην Ευρώπη. Χώρες της ΕΕ με παρόμοια χαρακτηριστικά καιρικών συνθηκών (ηλιακή ακτινοβολία και αιολικό δυναμικό) με την Ελλάδα, όπως η Ισπανία και η Πορτογαλία, εφήρμοσαν αυτόν ακριβώς τον μηχανισμό υποστήριξης για να διευκολύνουν, κυρίως, την επέκταση των Φ/Β στις επικράτειές τους. Επιπλέον, η Ιταλία και η Γαλλία εφήρμοσαν διαγωνιστικές διαδικασίες, εκτός από το σύστημα των εγγυημένων τιμών, για να προωθήσουν την περαιτέρω ανάπτυξη της ανανεώσιμης ενέργειας στις χώρες τους.

Το σύστημα υποστήριξης επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα ήταν το σύστημα FIT μέχρι το 2015, με βάση το οποίο οι παραγωγοί ενέργειας από ΑΠΕ απολάμβαναν μια σταθερή αποζημίωση για μια περίοδο 20 ετών παρέχοντας, με αυτόν τον τρόπο, ένα ασφαλές περιβάλλον για τις εν λόγω επενδύσεις. Ο καθορισμός της εγγυημένης τιμής καθοριζόταν από Συμβάσεις Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Power Purchase Agreements – PPAs) μεταξύ της εταιρίας λειτουργίας του έργου ΑΠΕ και του Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ). Μετά την περίοδο μεγάλης ανάπτυξης των έργων ΑΠΕ (2011-2013), στη διάρκεια της οποίας παρέχονταν υψηλά επίπεδα αποζημίωσης (βλέπε Νόμο 3851/2010 - Government Gazette 85/4-6-2010), οι εγγυημένες τιμές αποζημίωσης σταθμών ΑΠΕ, κυρίως Φ/Β, μειώθηκαν σημαντικά με την υιοθέτηση του Νόμου 4254/2014 (“New Deal”) (Government Gazette 85/07-04-2014).

Ένα νέο σύστημα υποστήριξης έργων ΑΠΕ εισήχθη κατά το έτος 2016 σε συμφωνία με τις Κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς Περιβάλλοντος και Ενέργειας 2014-2020. Βάσει αυτού, έργα που δεν είχαν συνάψει PPA εκκινούν να αποζημιώνονται στο εξής μέσω ενός συστήματος εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-in Premium – FIP mechanism). Σύμφωνα με το συγκεκριμένο σύστημα υποστήριξης, τα έργα ΑΠΕ λαμβάνουν μια κυμαινόμενη προσαύξηση (sliding premium), πλέον της αποζημίωσης που λαμβάνουν από την αγορά. Το ποσό της προσαύξησης καθορίζεται σε μηνιαία βάση και αποτελεί τη διαφορά ανάμεσα στην «Τιμή Αναφοράς» (Reference Value) και την τιμή αναφοράς στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμή αναφοράς στην αγορά ορίζεται ως το άθροισμα της ωριαίας οριακής τιμής του συστήματος και της τιμής που αφορά άλλους μηχανισμούς (αν υπάρχουν) στην χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Για το έτος 2016, η τιμή αναφοράς καθορίζεται βάσει νόμου σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ συγκεκριμένων προδιαγραφών. Το χρονικό διάστημα ισχύος της τιμής αναφοράς είναι τα 20 έτη μέσω συμβολαίου με τον ΛΑΓΗΕ.

Ο Πίνακας 2.2 παρουσιάζει τα επίπεδα αποζημίωσης για αιολικά και Φ/Β έργα.

**Πίνακας 2.2.** Επίπεδα αποζημίωσης για αιολικά και Φ/Β έργα στην Ελλάδα (€/MWh) – Βάσει του Νόμου 4414/2016

<i>Τεχνολογίες ΑΠΕ</i>	<i>Μηχανισμός Υποστήριξης – Τιμές Αναφοράς (ισχύς από το 2016)<sup>a</sup></i>
<i>Χερσαία Αιολικά<sup>b,c</sup></i>	98
<i>Φ/Β στις στέγες (up to 10kW)</i>	105 (από τον Φεβρουάριο 2017)
<i>Φ/Β (P &lt; 100 kW)</i>	1.4xOTΣ <sup>d</sup> <sub>v-1</sub>
<i>Φ/Β (100 kW &lt; P &lt; 500kW)</i>	1.3xOTΣ <sup>d</sup> <sub>v-1</sub>
<i>Φ/Β (P &gt; 500 kW)</i>	Μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών

<sup>a</sup>Χωρίς επιδοτήσεις

<sup>b</sup>Ηπειρωτικό σύστημα

<sup>c</sup>Μη-διασυνδεδεμένα νησιά

<sup>d</sup>Μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (OTΣ)

**Πηγές:** Government Gazette A 146/09-08-2016; Government Gazette 1103/02-05-2013.

Η 1<sup>η</sup> πολιτική ανταγωνιστική διαδικασία για Φ/Β ισχύος 40MW ολοκληρώθηκε με επιτυχία τον Δεκέμβριο του 2016 και τα αποτελέσματα αυτής παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.3.

**Πίνακας 2.3.** Αποτελέσματα 1<sup>ης</sup> Πιλοτικής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας, Δεκέμβριος 2016

<i>Τεχνολογία</i>	<i>Κατηγορία</i>	<i>Επιτυχημένες Προσφορές – Δεκέμβριος 2016</i>			
		<i>Συνδυασμένη Ισχύς (MW)</i>	<i>Ελάχιστη τιμή (€/MWh)</i>	<i>Μέγιστη τιμή (€/MWh)</i>	<i>Μέση τιμή (€/MWh)</i>
<i>Φωτοβολταϊκά</i>	≤ 1 MW	4,80	94,97	104	98,78
	1 – 20 MW	35,12	79,97	88	83,30

Το σύστημα FIT, που αποτελούσε την βασική πολιτική προώθησης μονάδων ΑΠΕ στην Ελλάδα έως το 2016, θα συνεχίσει να λειτουργεί για όλα τα νέα έργα ΑΠΕ με μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ 3MW για χερσαία αιολικά πάρκα και 0,5MW για Φ/Β. Επιπλέον, τα εν λειτουργία έργα ΑΠΕ και αυτά που διαθέτουν υπογεγραμμένες συμβάσεις πώλησης με τον ΛΑΓΗΕ έως 31.12.2015 θα παραμείνουν στο σύστημα στήριξης FIT.

Από το 2017, η τιμή αναφοράς καθορίζεται μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που διενεργούνται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και έχουν εγκριθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Οι διαδικασίες αυτές είναι ηλεκτρονικές και είχαν πραγματοποιηθεί, συνολικά, τέσσερις ομάδες ανταγωνιστικών διαδικασιών μέχρι τον Νοέμβριο 2019. Οι ελάχιστες, μέγιστες και μέσες τιμές των επιτυχημένων προσφορών ανά τεχνολογία και ανά επιμέρους κατηγορία παρουσιάζονται στους Πίνακες 2.4-2.7.

Για τις ανάγκες των συγκεκριμένων ανταγωνιστικών διαδικασιών, θεωρήθηκαν 3 βασικές κατηγορίες έργων ΑΠΕ, ως εξής: (I) μικρά Φ/Β έργα ( $\leq 1\text{MW}$ ), (II) μεγαλύτερα Φ/Β έργα ( $1\text{MW} \leq P \leq 20\text{MW}$ ) και (III) αιολικά πάρκα ( $3\text{MW} \leq P \leq 50\text{MW}$ ).

**Πίνακας 2.4.** Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών Έργων ΑΠΕ, 2 Ιουλίου 2018

Τεχνολογία	Κατηγορία	Επιτυχημένες Προσφορές - 2 Ιουλίου 2018			
		Συνδυασμένη Ισχύς (MW)	Ελάχιστη τιμή (€/MWh)	Μέγιστη τιμή (€/MWh)	Μέση τιμή (€/MWh)
Φωτοβολταϊκά	$\leq 1\text{ MW}$	53,48	75,87	80,00	78,42
	1 - 20 MW	52,92	62,97	71,00	63,81
Αιολικά	3 - 50 MW	170,93	68,18	71,93	69,53

Πηγή: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά τις ανταγωνιστικές διαδικασίες που πραγματοποιήθηκαν στις 2 Ιουλίου 2018, συμμετείχαν συνολικά 182 έργα από όλες τις κατηγορίες και κατατέθηκαν 2.143 προσφορές ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που εγκρίθηκε ήταν 277,33MW.

**Πίνακας 2.5.** Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών Έργων ΑΠΕ, 10 Δεκεμβρίου 2018

Τεχνολογία	Κατηγορία	Επιτυχημένες Προσφορές - 10 Δεκεμβρίου 2018			
		Συνδυασμένη Ισχύς (MW)	Ελάχιστη τιμή (€/MWh)	Μέγιστη τιμή (€/MWh)	Μέση τιμή (€/MWh)
Φωτοβολταϊκά	$\leq 1\text{ MW}$	61,94	63,00	68,99	66,66
	1 - 20 MW*	85,99	63,00	71,91	70,39
Αιολικά	3 - 50 MW	159,65	55,00	65,37	58,58

Πηγή: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά τις ανταγωνιστικές διαδικασίες που πραγματοποιήθηκαν στις 10 Δεκεμβρίου 2018, συμμετείχαν συνολικά 233 έργα από όλες τις κατηγορίες και κατατέθηκαν 4299 προσφορές ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που εγκρίθηκε ήταν 307,58MW. Ωστόσο, η δημοπρασία του Δεκεμβρίου 2018 για τα Φ/Β έργα με ισχύ 1-20MW (Κατηγορία II) αποφασίστηκε να ακυρωθεί από την ΡΑΕ, καθώς απέτυχε να ικανοποιήσει το απαιτούμενο επίπεδο ανταγωνισμού.

**Πίνακας 2.6.** Αποτελέσματα Ανταγωνιστικής Διαδικασίας Έργων ΑΠΕ, Απρίλιος 2019

Τεχνολογία	Επιτυχημένες Προσφορές - Απρίλιος 2019			
	Συνδυασμένη Ισχύς (MW)	Ελάχιστη τιμή (€/MWh)	Μέγιστη τιμή (€/MWh)	Μέση τιμή (€/MWh)
ΑΠΕ	437,78	53,00	64,72	57,03

Πηγή: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά την 1<sup>η</sup> κοινή ανταγωνιστική διαδικασία που πραγματοποιήθηκε τον Απρίλιο του 2019, συμμετείχαν συνολικά 8 έργα από όλες τις κατηγορίες και κατατέθηκαν 56 προσφορές ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που εγκρίθηκε ήταν 437,78MW.

**Πίνακας 2.7.** Αποτελέσματα Ανταγωνιστικών Διαδικασιών Έργων ΑΠΕ, 1 Ιουλίου 2019

Τεχνολογία	Κατηγορία	Επιτυχημένες Προσφορές - 1 Ιουλίου 2019			
		Συνδυασμένη Ισχύς (MW)	Ελάχιστη τιμή (€/MWh)	Μέγιστη τιμή (€/MWh)	Μέση τιμή (€/MWh)
Φωτοβολταϊκά	≤ 20 MW	142,88	61,95	67,70	62,77
Αιολικά	3 - 50 MW	179,55	59,09	69,18	67,31

Πηγή: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά τις ανταγωνιστικές διαδικασίες που πραγματοποιήθηκαν την 1<sup>η</sup> Ιουλίου 2019, συμμετείχαν συνολικά 80 έργα από όλες τις κατηγορίες και κατατέθηκαν 312 προσφορές ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που εγκρίθηκε ήταν 322,43MW.

Όσον αφορά τις θεσμικές αλλαγές που έλαβαν χώρα κατά την τελευταία χρονική περίοδο στην Ελλάδα, αυτές περιλαμβάνουν την θεσμοθέτηση του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού με την Υπουργική Απόφαση 175067/2017 “Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού

ενεργειακού συμψηφισμού”, ΦΕΚ 1547B’, 05/05/2017 (Ministerial Decision 175067/2017), και των ενεργειακών κοινοτήτων με τον Ν. 4513/2018 (Government Gazette 9/A/23-01-2018). Πιο συγκεκριμένα, η νομοθεσία για τις ενεργειακές κοινότητες περιλαμβάνει την αύξηση του ορίου ισχύος αυτοπαραγωγής από 0,5MW σε 1MW, τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα αυτοπαραγωγής και την σημαντική μείωση των ελάχιστων τιμών για Φ/Β πλαίσια κινεζικής προέλευσης (IENE, 2019).

## 2.4 Επενδυτικό Περιβάλλον για Έργα ΑΠΕ

### 2.4.1 Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Οι επενδυτικές αποφάσεις περιπλέκονται από το γεγονός ότι το μέλλον δεν είναι βέβαιο. Οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων δεν διαθέτουν, συνήθως, τέλεια πληροφόρηση σχετικά με τους βασικούς παράγοντες που καθορίζουν την επιτυχία μιας επένδυσης και μέσα από τις επενδύσεις τους εκτίθενται στον κίνδυνο οικονομικής ζημίας.

Ως κίνδυνος μπορεί να θεωρηθεί ο βαθμός αβεβαιότητας που αφορά στην πραγματοποίηση και στο χρονοδιάγραμμα των μελλοντικών οικονομικών εσόδων και μπορεί να αποτιμηθεί μέσω της μεταβλητότητας των αποδόσεων. Σύμφωνα με τη χρηματοπιστωτική θεωρία, η έκθεση σε κίνδυνο είναι ο καθοριστικός παράγοντας για τη διαμόρφωση του επιπέδου απόδοσης που αναμένουν οι επενδυτές από μια επένδυση.

Επιπλέον, η αποτίμηση των κινδύνων και η ποσοτικοποίηση του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ παρέχουν μια ρεαλιστική εικόνα του επενδυτικού κλίματος στον τομέα των ΑΠΕ τόσο στους υποψήφιους επενδυτές όσο και στους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής.

### 2.4.2 Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Η εκτεταμένη υλοποίηση έργων ΑΠΕ αποτελεί αναγκαιότητα προκειμένου να επιτευχθούν οι φιλόδοξοι κλιματικοί και ενεργειακοί στόχοι που έθεσε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή για την ΕΕ για το 2030, συμπεριλαμβανομένης της αύξησης του μεριδίου της ενέργειας από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά τουλάχιστον 32% σε επίπεδο ΕΕ (ΕC, 2018).

Προκειμένου να εκπληρωθούν αυτοί οι βιώσιμοι ενεργειακοί στόχοι είναι αναγκαία η υλοποίηση εκτεταμένων επενδύσεων στον τομέα των ΑΠΕ κατά τα επόμενα χρόνια (IRENA, 2016α). Αυτές οι επενδύσεις έντασης κεφαλαίου συνεπάγονται υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης και, στις περισσότερες περιπτώσεις, χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (IRENA, 2016b, Liu et al., 2016, Lee & Zhong, 2015b, Abdmouleh et al., 2015, Dai et al., 2016). Λόγω της οικονομικής φύσης αυτών των έργων, το κόστος χρηματοδότησης έχει μεγάλη σημασία και αποτελεί σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους των έργων ΑΠΕ (IEA, 2015). Οι κύριες παράμετροι που επηρεάζουν το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity – LCOE) είναι, μεταξύ άλλων, το αρχικό κόστος επένδυσης (προκαταβολικές πληρωμές) και το επιτόκιο προεξόφλησης, που αντανακλά το κόστος κεφαλαίου της επένδυσης, δηλαδή το επιτόκιο προεξόφλησης των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών έναντι των τρεχουσών τιμών (Ouyang & Lin, 2014; IRENA, 2012).

Το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (weighted average cost of capital - WACC) έχει προσδιοριστεί από τη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία ως ένας βασικός χρηματοοικονομικός δείκτης που αντιπροσωπεύει αποτελεσματικά το κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων (Donovan & Corbishley, 2016; Byrnes et al., 2016; IRENA, 2015; De Jager et al., 2011; Gross et al., 2010). Ο συγκεκριμένος χρηματοοικονομικός δείκτης ορίζεται ως το σταθμισμένο άθροισμα του κόστους ιδίων κεφαλαίων και δανειακών κεφαλαίων, βάσει των συγκεκριμένων μεριδίων τους στο συνολικό κεφάλαιο χρηματοδότησης, και αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου που επενδύεται σε ένα συγκεκριμένο έργο (UNDP, 2014). Όπως επισημαίνει και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η επίδραση του χρηματοοικονομικού κόστους στο συνολικό κόστος μιας επένδυσης ΑΠΕ είναι σημαντική και αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι μία αύξηση της τάξεως του 1% του δείκτη WACC μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση του LCOE ενός έργου κατά 5% (EC, 2016b).

Το WACC έχει αποδειχθεί ότι αποτελεί ένα αποτελεσματικό και αποδοτικό εργαλείο για τον προσδιορισμό του πραγματικού κόστους κεφαλαίου μιας επένδυσης και έναν κατανοητό και εύκολα εφαρμόσιμο δείκτη αξιολόγησης της κερδοφορίας της, παρέχοντας τον ελάχιστο αποδεκτό συντελεστή απόδοσης με τον οποίο οι επενδυτές προτίθενται να επενδύσουν κεφάλαια στο συγκεκριμένο έργο (Mir-Artigues & del Rio, 2014). Στο πλαίσιο αυτό, η οικονομική κερδοφορία μιας επένδυσης αξιολογείται μέσω της σύγκρισης του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (Internal Rate of Return – IRR) του έργου με την αντίστοιχη τιμή του WACC (EIB, 2013).

## 2.5 Ανάγκη Υποστήριξης Φορέων Χάραξης Ενεργειακής Πολιτικής

### 2.5.1 Πρόβλημα Απόφασης & Εμπλεκόμενοι Φορείς

Η διερεύνηση των προσδιοριστικών παραγόντων της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κρίνεται σημαντική για τη χάραξη μιας βιώσιμης ενεργειακής πολιτικής και η παροχή εκτιμήσεων της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι καθοριστική για τη λήψη αποφάσεων σχετικά με το πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, την βέλτιστη εισαγωγή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα και την προώθηση των συγκεκριμένων επενδύσεων, την υιοθέτηση δράσεων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, την υλοποίηση επενδύσεων σε νέες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και σε νέες ηλεκτρικές διασυνδέσεις.

Όσον αφορά στον τομέα των ΑΠΕ, οι συγκεκριμένες επενδύσεις επηρεάζονται από διάφορες κατηγορίες κινδύνων που οδηγούν σε αύξηση της αβεβαιότητας, σχετικά με την οικονομική βιωσιμότητα αυτών των επενδύσεων, του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων έργων και, συνακόλουθα, του κόστους της παραγόμενης ενέργειας. Οι εφαρμοζόμενες πολιτικές μπορούν να περιορίσουν τους επαγόμενους κινδύνους και να συμβάλουν στον περιορισμό του κόστους των συγκεκριμένων έργων οδηγώντας στη βελτίωση του επενδυτικού κλίματος στον τομέα αυτό και στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα.

Σε αυτό το πλαίσιο, τα ενδιαφερόμενα μέρη που εμπλέκονται στη διαδικασία λήψης αποφάσεων στη διαμόρφωση ενός βιώσιμου ενεργειακού σχεδιασμού και στην χάραξη μιας αποδοτικής ενεργειακής πολιτικής, με έμφαση στην προώθηση των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, είναι οι φορείς χάραξης ενεργειακής στρατηγικής σε Ευρωπαϊκό (Ευρωπαϊκή Επιτροπή) ή Εθνικό επίπεδο (Εθνικές Κυβερνήσεις), οι Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας, οι Διαχειριστές των Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

### 2.5.2 Ανάγκη για Υποστήριξη Αποφάσεων

Οι εκτιμήσεις της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν βασικό πυλώνα χάραξης των μακροπρόθεσμων προγραμμάτων ανάπτυξης των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς είναι η βάση για την κατάρτισή τους. Οι διαχειριστές των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε εθνικό όσο και σε περιφερειακό επίπεδο, βασίζονται στο πρόγραμμα ανάπτυξης των δικτύων τους πάνω στην αναμενόμενη εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροπρόθεσμο επίπεδο στα όρια των συστημάτων που διαχειρίζονται.

Επιπλέον, τα εθνικά σχέδια δράσης για την ενέργεια και το κλίμα που εκπονούνται από τα κράτη μέλη της ΕΕ για τη βιώσιμη ενεργειακή μετάβαση, εδράζουν τον



προγραμματισμό τους στην ανάλυση της επίδρασης που επέχουν οι πολυδιάστατες μεταβλητές στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και στην εκτίμηση της εξέλιξής της στο μέλλον.

Τέλος, είναι αναγκαία η χάραξη μιας βιώσιμης ενεργειακής στρατηγικής που να προωθεί την υλοποίηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, μέσα από την αναγνώριση και ανάλυση των κινδύνων, την ποσοτικοποίηση του κόστους κεφαλαίου των εν λόγω επενδύσεων και την πρόταση μέτρων πολιτικής που αμβλύνουν τους επαγόμενους κινδύνους και περιορίζουν το κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων, ώστε να καθίσταται εφικτή η επίτευξη των φιλόδοξων στόχων που έχουν τεθεί για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ.

## 2.6 Συμπεράσματα

Η σημασία του προβλήματος που αποτελεί αντικείμενο έρευνας και επιλύεται στο πλαίσιο της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής περιγράφεται στα ακόλουθα βασικά σημεία:

1. *Ανάγκη διαμόρφωσης ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου υποστήριξης αποφάσεων σχετικά με την προώθηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.*

Το μεθοδολογικό πλαίσιο που προτείνεται λαμβάνει υπόψιν του το πολύπλοκο περιβάλλον του ενεργειακού τομέα και τις διάφορες κοινωνικο-οικονομικές παραμέτρους του και παρέχει το απαιτούμενο πλαίσιο υποστήριξης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης.

2. *Διερεύνηση των πολυδιάστατων κοινωνικο-οικονομικών παραγόντων που επηρεάζουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και εκτίμηση της μελλοντικής της εξέλιξης.*

Η προτεινόμενη μεθοδολογική προσέγγιση εφαρμόζει τεχνικές πολυκριτήριας ανάλυσης και, ειδικότερα, προτείνει μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression) για την ανάλυση των προσδιοριστικών παραγόντων που επηρεάζουν την μακροπρόθεσμη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την παροχή εκτιμήσεων της μελλοντικής της εξέλιξης. Η συγκεκριμένη μεθοδολογία εφαρμόζει, επίσης, ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης προκειμένου να εξασφαλισθεί η ευστάθεια των εξαγόμενων αποτελεσμάτων.

3. *Αναγνώριση και αξιολόγηση των κινδύνων και αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.*

Διαμορφώθηκε ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο ανάλυσης των κινδύνων που επηρεάζουν τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και ποσοτικοποίησης του κόστους κεφαλαίου αυτών των επενδύσεων. Ως βασικός δείκτης που αντανακλά το κόστος κεφαλαίου επενδύσεων χρησιμοποιήθηκε το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (weighted average cost of capital – WACC), για τον προσδιορισμό του οποίου χρησιμοποιήθηκαν τόσο αναγνωρισμένα υποδείγματα της Οικονομικής Επιστήμης, όπως το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων (Capital Asset Pricing Model – CAPM), όσο και συνεντεύξεις και συνεργασία με εμπειρογνώμονες της ενεργειακής αγοράς για την επικύρωση του μεθοδολογικού πλαισίου και την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων της εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας.

4. *Πρόταση μέτρων πολιτικής για την μείωση των κινδύνων και του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.*

Στο παρόν μεθοδολογικό στάδιο προτάθηκαν μέτρα μετριασμού των διαφόρων κατηγοριών κινδύνου και, συνακόλουθα, του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Σε συνέχεια των συμπερασμάτων που εξήχθησαν, όσον αφορά στην επίδραση των εφαρμοζόμενων πολιτικών στην υλοποίηση έργων ΑΠΕ, προτάθηκαν μέτρα πολιτικής που μπορούν να συμβάλουν στη βελτίωση του επενδυτικού περιβάλλοντος, στην αντιμετώπιση των επιμέρους επενδυτικών κινδύνων και να οδηγήσουν στην αύξηση των υλοποιημένων έργων ΑΠΕ μέσω της μείωσης του κόστους κεφαλαίου και, επομένως, του συνολικού κόστους των εν λόγω επενδύσεων.



---

## Κεφάλαιο 3 – Επισκόπηση Σχετιζόμενων Μεθοδολογιών

---



### 3.1 Εισαγωγή

Στόχος του συγκεκριμένου κεφαλαίου της Διδακτορικής Διατριβής είναι η παρουσίαση μιας εκτενούς επισκόπησης των σχετιζόμενων μεθοδολογιών που έχουν ως αντικείμενο έρευνας την ανάλυση και εκτίμηση της μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, την αξιολόγηση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Το 3<sup>ο</sup> Κεφάλαιο, εκτός από την Εισαγωγή, αποτελείται από τις ακόλουθες τέσσερις (4) ενότητες:

- *2<sup>η</sup> Ενότητα:* Παρουσιάζεται η βασική κατηγοριοποίηση των μεθόδων ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με κριτήριο τον χρονικό ορίζοντα καθώς και οι κύριες μεθοδολογίες για την μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στην ενότητα αυτή ενσωματώνεται, επίσης, η βιβλιογραφική ανασκόπηση των σχετιζόμενων μεθοδολογιών μέσα από την παρουσίαση των επιστημονικών μελετών που έχουν εκπονηθεί στο συγκεκριμένο επιστημονικό πεδίο έρευνας καθώς και η ανασκόπηση των επιστημονικών μελετών που εστίασαν στην ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.
- *3<sup>η</sup> Ενότητα:* Παρουσιάζονται οι γενικές αρχές της Πολυκριτήριας Ανάλυσης και της Ανάλυσης Ευστάθειας μέσω της παράθεσης του μεθοδολογικού πλαισίου μοντελοποίησης προβλημάτων και των κύριων θεωρητικών ρευμάτων της. Επιπλέον, αναλύεται η κατηγορία των μεθόδων αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης (aggregation-disaggregation approach) και παρουσιάζεται το θεωρητικό και μαθηματικό υπόβαθρο της οικογένειας των μεθόδων UTA (UTilités Additives) καθώς και της μεθόδου MUSA (MUlticriteria Satisfaction Analysis) που αποτελεί μια σημαντική υποκατηγορία των μεθόδων UTA. Τέλος, καταγράφονται τα αποτελέσματα της βιβλιογραφικής ανασκόπησης που πραγματοποιήθηκε σχετικά με τις επιστημονικές μελέτες που εφάρμοσαν μεθόδους τύπου UTA για την επίλυση μιας πληθώρας προβλημάτων λήψης απόφασης, τόσο σε επίπεδο τομέα εφαρμογής των μεθόδων όσο και σε επίπεδο εφαρμοζόμενης μεθόδου.
- *4<sup>η</sup> Ενότητα:* Ενσωματώνονται τα αποτελέσματα της βιβλιογραφικής έρευνας που πραγματοποιήθηκε όσον αφορά στους κινδύνους επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ καθώς και στο κόστος κεφαλαίου επενδύσεων στα συγκεκριμένα έργα. Ειδικότερα, παρουσιάζονται οι διαφορετικές κατηγορίες επενδυτικών κινδύνων που συναντώνται στην επιστημονική βιβλιογραφία, η εφαρμοσιμότητα του κόστους κεφαλαίου στην χρηματοοικονομική ανάλυση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ,

και, συγκεκριμένα, του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (weighted average cost of capital – WACC), στην αξιολόγηση της οικονομικής αποδοτικότητας επενδύσεων σε έργα καθαρών μορφών ενέργειας.

- 5<sup>η</sup> Ενότητα: Καταγράφονται τα βασικότερα συμπεράσματα που απορρέουν από την ανάλυση του παρόντος Κεφαλαίου.



### 3.2 Μεθοδολογίες για την Ανάλυση και Εκτίμηση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι μελέτες ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνονται σε 4 βασικές κατηγορίες με γνώμονα τον χρονικό ορίζοντα της πρόβλεψης, ως εξής (Raza & Khosravi, 2015)]:

- *Πολύ βραχυπρόθεσμη*: Στη συγκεκριμένη κατηγορία εντάσσονται οι μελέτες πρόβλεψης με χρονικό ορίζοντα από λίγα λεπτά μέχρι μία ώρα.
- *Βραχυπρόθεσμη*: Η κατηγορία αυτή ενσωματώνει τις μελέτες με χρονική περίοδο πρόβλεψης από μία ώρα έως μία εβδομάδα. Η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη είναι καθοριστική για την κατάλληλη κατανομή των πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνοντας υπόψιν λειτουργικούς περιορισμούς καθώς και περιορισμούς όσον αφορά στο περιβάλλον και στην αποδοτική χρήση του υπάρχοντος εξοπλισμού. Επίσης, η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητη για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθορίζοντας τη βέλτιστη λειτουργική κατάσταση του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Τέλος, η συγκεκριμένη κατηγορία πρόβλεψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για την οικονομική λειτουργία και την αξιοπιστία του ΣΗΕ, η οποία και επηρεάζεται σημαντικά από τις απότομες διακυμάνσεις της ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου.
- *Μεσοπρόθεσμη*: Η συγκεκριμένη κατηγορία περιλαμβάνει τις μελέτες πρόβλεψης σε εβδομαδιαία, μηνιαία ή ετήσια βάση (χρονικός ορίζοντας από μια εβδομάδα μέχρι ένα έτος). Οι μελέτες μεσοπρόθεσμης πρόβλεψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντικές για τη λειτουργία και το σχεδιασμό του ΣΗΕ και παρέχουν οφέλη για τις επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται σε μια ρυθμιζόμενη ή απελευθερωμένη ενεργειακή αγορά. Τα εξαγόμενα αποτελέσματα αυτών των μελετών μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον προγραμματισμό και τον ολοκληρωμένο συντονισμό της συντήρησης ενός ΣΗΕ, τη μεγιστοποίηση της αξιοποίησης των διαλειπουσών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, όπως η αιολική ενέργεια, και τον συντονισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ. Τέλος, κρίνεται ως ύψιστης σημασίας η βελτιστοποίηση στους τομείς της παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και στην αξιοπιστία του συστήματος.
- *Μακροπρόθεσμη*: Η κατηγορία αυτή συμβάλει στην παραγωγή προβλέψεων που καλύπτουν μία χρονική περίοδο από 1 έως και 50 έτη. Η μακροπρόθεσμη πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι βασική για τον σχεδιασμό και

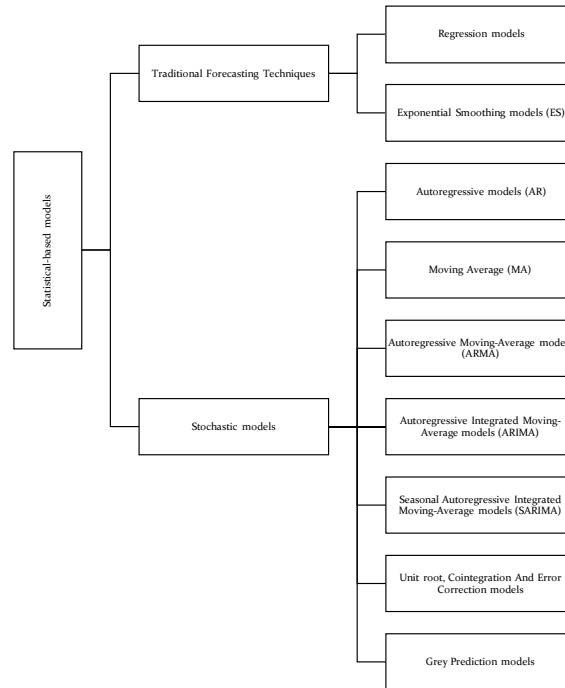
την επέκταση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθώς συμβάλλει στον προγραμματισμό κατασκευής νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην ανάπτυξη του εθνικού ενεργειακού χάρτη καθώς και στην περαιτέρω επέκταση των υποδομών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπροσθέτως, με βάση και το πεδίο εφαρμογής των προβλέψεων, μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στη χάραξη πολιτικών τόσο από την πλευρά των κυβερνήσεων όσο και από την πλευρά των εταιρειών μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση την βιβλιογραφική ανασκόπηση που έλαβε χώρα σχετικά με τις μελέτες ανάλυσης και εκτίμησης της μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, οι κυριότερες ενδεικτικές κατηγορίες μοντέλων που αναγνωρίζονται από την επιστημονική βιβλιογραφία (Singh et al., 2012; Suganthi & Samuel, 2012; Ghalehkhondabi et al., 2017; Berk, 2015; Khan et al., 2016; Singh et al., 2013; Hahn et al., 2009; Deb et al., 2017; Alfares & Nazeerruddin, 2002) παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.1.



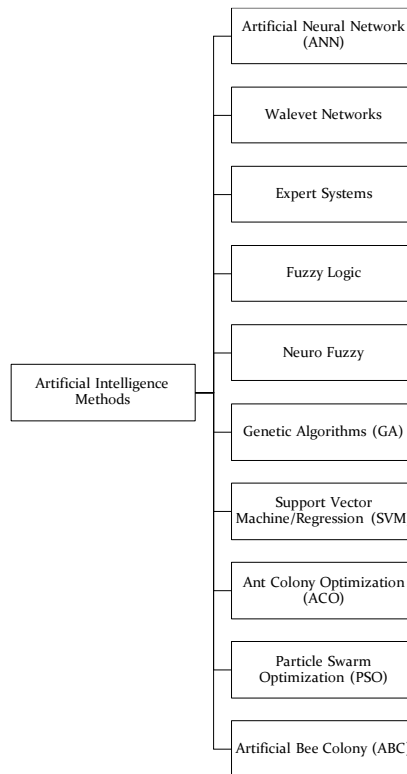
**Σχήμα 3.1.** Κατηγορίες Μοντέλων Ανάλυσης και Εκτίμησης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σχετικά με την κατηγορία των στατιστικών μοντέλων, αυτές διακρίνονται σε δύο βασικές υποκατηγορίες μεθόδων, τις στατιστικές μεθόδους (traditional statistical) και τα стоχαστικά υποδείγματα (stochastic models), μια ενδεικτική περαιτέρω ανάλυση των οποίων παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2.



**Σχήμα 3.2.** Κατηγορίες Στατιστικών Μοντέλων για την Ανάλυση και Εκτίμηση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Επιπλέον, όσον αφορά στην κατηγορία των μεθόδων τεχνητής νοημοσύνης (artificial intelligence methods), οι κυριότερες τεχνικές εξ' αυτών παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.3.



**Σχήμα 3.3.** Κατηγορίες Μοντέλων Τεχνητής Νοημοσύνης για την Ανάλυση και Εκτίμηση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

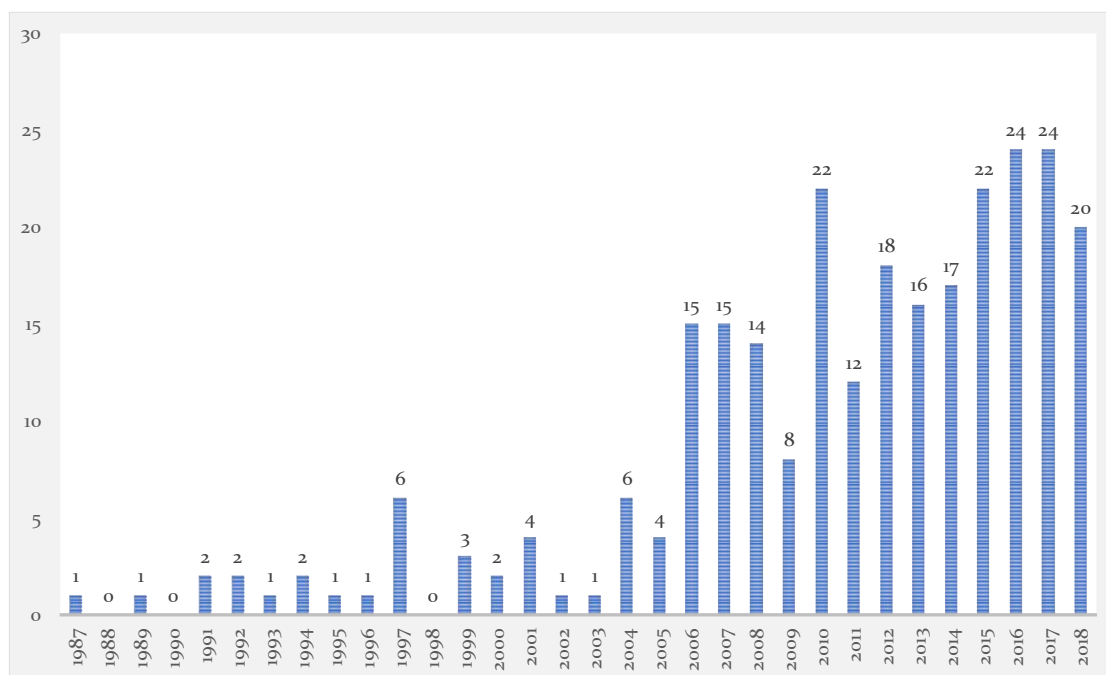
### 3.2.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Σχετιζόμενων Μεθοδολογιών

Το ζήτημα της ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας συγκεντρώνει, ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια, το ενδιαφέρον των ερευνητών καθώς ο ενεργειακός σχεδιασμός των κρατών, ο προγραμματισμός και το σχέδιο ανάπτυξης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ως προαπαιτούμενο την εξαγωγή ασφαλών προβλέψεων της μελλοντικής εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας εντός των δεδομένων ορίων τους.

Στο πλαίσιο της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής, έλαβε χώρα μια εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση 265 επιστημονικών μελετών που περιλαμβάνονται στην βιβλιογραφική βάση δεδομένων SCOPUS και έχουν δημοσιευθεί κατά τα τελευταία 30 έτη, δίνοντας έμφαση στις μελέτες που πραγματοποιούν ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο επίπεδο.

#### Κατηγοριοποίηση με βάση το Έτος Δημοσίευσης

Η χρονική κατανομή των μελετών, με βάση το έτος έκδοσης, παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.4.



**Σχήμα 3.4.** Κατανομή των Επιστημονικών Μελετών της Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης με Βάση το Έτος Δημοσίευσης

Σύμφωνα με το Σχήμα 3.4, είναι εμφανές το αυξημένο ενδιαφέρον στον τομέα της μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη διεθνή επιστημονική κοινότητα. Ειδικότερα, κατά τα τελευταία 15 χρόνια (2004-2018), έχει εκδοθεί το 90% των συνολικών μελετών που αναλύθηκαν. Επιπροσθέτως, κατά τη διάρκεια της περιόδου 2012-2018 έχει εκδοθεί, περίπου, το ήμισυ

και κατά την περίοδο 2015-2018 το ένα τρίτο των συνολικών μελετών που συμπεριλαμβάνονται στην τρέχουσα βιβλιογραφική ανασκόπηση.

Τα ανωτέρω στοιχεία καταδεικνύουν το γεγονός ότι, ιδιαίτερα, κατά την τελευταία δεκαετία, το ζήτημα της ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο επίπεδο, αποτελεί ένα επιστημονικό θέμα αυξημένης βαρύτητας και σημαντικότητας για την επιστημονική κοινότητα αλλά και τους αντίστοιχους φορείς λήψης αποφάσεων, ενισχύοντας κατά τον τρόπο αυτόν και την αξία της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής.

Στο πλαίσιο της τρέχουσας βιβλιογραφικής ανασκόπησης και με βάση την ενδεικτική κατηγοριοποίηση των μελετών ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάστηκε πιο πάνω, τα συγκεκριμένα επιστημονικά άρθρα κατηγοριοποιήθηκαν σύμφωνα με τα μοντέλα που εφαρμόστηκαν, τις χώρες εφαρμογής, τα κριτήρια/μεταβλητές που χρησιμοποιήθηκαν καθώς και τους τομείς εφαρμογής αυτών (βλέπε Πίνακα 3.1).

Πίνακας 3.1. Κατηγοριοποίηση των Επιστημονικών Μελετών της Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Adom (2017)</i>	√					Γκάνα	√			√			Βιομηχανικός, Οικιακός, Σύνολο
<i>Akarsu (2017)</i>					√	Τουρκία	√	√	√	√			Σύνολο
<i>Akay &amp; Atak (2007)</i>	√					Τουρκία							Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Al-Bajjali &amp; Shamayleh (2018)</i>	√					Ιορδανία	√	√		√			Σύνολο
<i>Al-Garni et al. (1994)</i>	√					Σαουδική Αραβία		√	√				Σύνολο
<i>Al-Garni et al. (1997)</i>	√					Σαουδική Αραβία	√	√	√				Σύνολο
<i>Al-Ghandoor et al. (2009)</i>	√					Ιορδανία	√	√		√			Οικιακός

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>AL-Musaylh et al. (2018)</i>				√		ΗΠΑ							Σύνολο
<i>Al-Shehri (1999)</i>		√				Σαουδική Αραβία							Οικιακός
<i>Al-Shobaki &amp; Mohsen (2008)</i>	√					Ιορδανία							Σύνολο
<i>Altinoz &amp; Mengusoglu (2015)</i>		√				Τουρκία			√	√			Σύνολο
<i>Amarawickrama &amp; Hunt (2008)</i>			√			Σρι Λάνκα	√			√			Σύνολο
<i>Amjadi et al. (2010)</i>	√	√				Ιράν	√	√		√			Σύνολο
<i>Ang et al. (2017)</i>	√					Σιγκαπούρη, Χονγκ Κονγκ			√				Οικιακός, Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Angelopoulos et al. (2017b)</i>	√					Ελλάδα	√	√	√	√	√		Σύνολο
<i>Arisoy &amp; Ozturk (2014)</i>			√			Τουρκία	√			√			Βιομηχανικός, Οικιακός
<i>Askarzadeh (2014)</i>		√				Ιράν	√	√					Σύνολο
<i>Assareh et al. (2012)</i>		√				Ιράν	√						Σύνολο
<i>Atalla &amp; Hunt (2016)</i>					√	Μπαχρέιν, Κουβέιτ, Ομάν, Κατάρ, Σαουδική Αραβία, Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα	√	√	√	√			Οικιακός



<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Athukorala &amp; Wilson (2010)</i>	√					Σρι Λάνκα	√			√			Οικιακός
<i>Atienza et al. (2018)</i>	√	√				Φιλιππίνες	√	√	√				Σύνολο
<i>Ayvaz &amp; Kusakci (2017)</i>	√					Τουρκία				√			Σύνολο
<i>Azadeh &amp; Sohrabkhani (2006)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Azadeh et al. (2006a)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Αγροτικός
<i>Azadeh et al. (2006b)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Azadeh et al. (2006c)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Αγροτικός
<i>Azadeh et al. (2007)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Αγροτικός
<i>Azadeh et al. (2008)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Azadeh et al. (2013)</i>		√				ΗΠΑ, Καναδάς, Γερμανία,	√	√					Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
						Ηνωμένο Βασίλειο, Ιαπωνία, Γαλλία, Ιταλία							
<i>Azadeh et al. (2014)</i>		√				Ιαπωνία, Ινδία, Κίνα, Ιράν, Ηνωμένο Βασίλειο, Ισπανία, Ιταλία, Γαλλία, Βραζιλία, Αργεντινή, ΗΠΑ, Καναδάς,	√	√					Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
						Αυστραλία, Νιγηρία, Αίγυπτος, Αλγερία							
<i>Azadeh et al. (2015)</i>	√	√				Ιράν	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Baek et al. (2018)</i>	√					Μποτσουάνα	√			√			Σύνολο
<i>Bailera &amp; Lisbona (2018)</i>			√			Ισπανία		√			√		Σύνολο
<i>Baosen et al. (2010)</i>	√					Κίνα	√			√			Σύνολο
<i>Baral &amp; Dadegh (2016)</i>	√	√		√		Ιράν	√	√					Σύνολο
<i>Baxter &amp; Calandri (1992)</i>			√			ΗΠΑ			√				Εμπορικός, Αγροτικός, Οικιακός
<i>Behrang et al. (2011)</i>		√				Ιράν	√	√					Σύνολο
<i>Bendary et al. (2013)</i>	√	√				Αίγυπτος							Οικιακός, Υπηρεσίες,

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
													Δημόσιος, Αγροτικός, Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Bianco et al. (2009)</i>	√					Ιταλία	√	√		√			Οικιακός, Μη-οικιακός, Σύνολο
<i>Bianco et al. (2010)</i>	√					Ρουμανία				√			Μη-οικιακός
<i>Bianco et al. (2013)</i>	√					Ιταλία	√	√		√			Οικιακός, Μη-οικιακός, Σύνολο
<i>Bildirici &amp; Kayikci (2016)</i>	√					Αλβανία, Βουλγαρία, Τσεχία, Ουγγαρία, Πολωνία,	√			√			Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
						Ρουμανία, Σλοβακία							
<i>Bilgili et al. (2012)</i>	√	√				Τουρκία		√		√			Οικιακός, Βιομηχανικός
<i>Blerim Rexha et al. (2011)</i>			√			Κόσοβο		√		√			Σύνολο
<i>Bodger &amp; Tay (1987)</i>	√				√	Νέα Ζηλανδία							Οικιακός, Μη-οικιακός, Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Bolturk et al. (2012)</i>		√				Τουρκία							Υπηρεσίες
<i>Bong et al. (2008)</i>	√	√				Μαλαισία	√	√					Σύνολο
<i>Boran (2014)</i>	√					Τουρκία				√			Σύνολο
<i>Boroogeni et al. (2017)</i>	√					-				√			Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Boßmann &amp; Staffell (2015)</i>			√			Γερμανία, Ηνωμένο Βασίλειο	√	√		√	√		Οικιακός, Υπηρεσίες, Αγροτικός, Βιομηχανικός, Μεταφορές, Σύνολο
<i>Cabral et al. (2017)</i>	√					Βραζιλία	√	√		√			Σύνολο
<i>Carmona et al. (2002)</i>		√				Ισπανία							Σύνολο
<i>Cartalis et al. (2001)</i>			√			Ελλάδα			√				Σύνολο
<i>Ceylan &amp; Ozturk (2004)</i>		√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Chang et al. (2009)</i>		√				Ταϊβάν			√				Σύνολο
<i>Chatzizacharia et al. (2016),</i>	√					Ελλάδα			√				Σύνολο
<i>Chavez et al. (1999)</i>	√					Ισπανία							Οικιακός, Βιομηχανικός

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Chen &amp; Lie (2010)</i>		√				Νέα Ζηλανδία			√				Σύνολο
<i>Cheng &amp; Wei (2010)</i>		√				Ταϊβάν							Σύνολο
<i>Chin et al. (2016)</i>	√					Ιαπωνία			√	√		√	Οικιακός
<i>Christodoulakis &amp; Kalyvitis (1997)</i>			√			Ελλάδα	√			√			Βιομηχανικός, Μεταφορές, Εμπορικός, Οικιακός
<i>Christodoulakis et al. (2000)</i>			√			Ελλάδα				√			Κατασκευές, Ορυχεία, Μεταφορές, Υπηρεσίες, Δημόσιος, Αγροτικός
<i>Cialani &amp; Mortazavi (2018)</i>					√	Ευρώπη	√	√	√	√			Οικιακός, Βιομηχανικός

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Citroen et al. (2015a)</i>	√					Μαρόκο	√	√		√			Σύνολο
<i>Citroen et al. (2015b)</i>		√				Μαρόκο	√	√					Σύνολο
<i>Craig &amp; Feng (2017)</i>	√					ΗΠΑ			√		√		Οικιακός
<i>Cunkas &amp; Altun (2010)</i>		√				Τουρκία	√	√		√			Σύνολο
<i>Cunkas &amp; Taskiran (2011)</i>		√				Τουρκία				√			Σύνολο
<i>Dagoumas et al. (2007)</i>		√				Ελλάδα	√		√	√	√		Σύνολο
<i>Dagoumas et al. (2008)</i>		√				Ελλάδα	√		√	√	√		Σύνολο
<i>De Felice et al. (2015)</i>	√	√				Ιταλία			√				Σύνολο
<i>De Oliveria &amp; Oliveria (2018)</i>	√					Καναδάς, Γαλλία, Ιταλία, Ιαπωνία, Βραζιλία,							Σύνολο



<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
						Μεξικό, Τουρκία							
<i>Dejuan et al. (2013)</i>					√	Ισπανία	√			√	√		Βιομηχανικός, Οικιακός, Μεταφορές, Αγροτικός
<i>Demir &amp; Taskin (2011)</i>					√	Τουρκία							Σύνολο
<i>Deng (2010)</i>		√				Κίνα	√	√					Σύνολο
<i>Dergiades &amp; Tsoulfidis (2008)</i>	√					ΗΠΑ	√	√	√	√			Οικιακός
<i>Dergiades &amp; Tsoulfidis (2011),</i>	√					Ελλάδα	√	√	√	√			Οικιακός
<i>Dilaver &amp; Hunt (2011a)</i>					√	Τουρκία	√			√			Οικιακός
<i>Dilaver &amp; Hunt (2011b)</i>					√	Τουρκία	√			√			Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Ding et al. (2018)</i>	√					Κίνα							Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Donatos &amp; Mergos (1991)</i>	√					Ελλάδα	√	√	√	√	√		Οικιακός
<i>Dong &amp; Zhu (2012)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Ekonomou (2010)</i>		√				Ελλάδα	√		√	√			Σύνολο
<i>El-Shazly (2013)</i>			√			Αίγυπτος	√	√		√			Βιομηχανικός, Αγροτικός, Υπηρεσίες, Οικιακός, Δημόσιος, Λοιποί
<i>Erdogdu (2007)</i>	√					Τουρκία	√			√			Σύνολο
<i>Fan &amp; Hyndman (2012)</i>					√	Αυστραλία	√	√					Σύνολο
<i>Feng (2016)</i>	√	√		√		Κίνα	√	√	√				Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Feng et al. (2012)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Flores et al. (2004)</i>	√					Μεξικό	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Franco et al. (2006)</i>	√					Βενεζουέλα	√	√		√			Οικιακός, Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Κατασκευές
<i>Fu &amp; Nguyen (2003)</i>		√	√			Αυστραλία	√		√	√			Σύνολο
<i>Gamze Oğcu et al.(2012)</i>		√				Τουρκία							Σύνολο
<i>García-Gusano et al. (2018)</i>			√			Ισπανία	√	√		√			Σύνολο
<i>Georgantopoulos (2012)</i>				√		Ελλάδα	√			√			Σύνολο
<i>Ghanbari et al. (2010a)</i>	√	√				Ιράν	√	√		√	√		Σύνολο
<i>Ghanbari et al.(2010b)</i>				√		Ιράν	√	√		√	√		Σύνολο
<i>Ghanbari et al. (2011)</i>				√		Ιράν	√	√			√		Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Ghanbarian et al. (2007)</i>		√				Ιράν							Σύνολο
<i>Giovanis &amp; Skiadas (1999)</i>	√					Ελλάδα, ΗΠΑ							Σύνολο
<i>Gonzalez-Romera et al. (2007)</i>		√				Ισπανία	√				√		Σύνολο
<i>Guangwei et al. (2011)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Gunay (2016)</i>	√	√				Τουρκία	√	√	√				Σύνολο
<i>Guo et al. (2018)</i>	√				√	Κίνα	√			√			Σύνολο
<i>Hainoun et al. (2006)</i>			√			Συρία	√	√			√		Οικιακός, Υπηρεσίες, Μεταφορές, Βιομηχανικός
<i>Hamzacebi &amp; Avni Es (2014)</i>	√					Τουρκία							Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Hamzacebi (2007)</i>		√				Τουρκία							Βιομηχανικός, Οικιακός, Αγροτικός, Μεταφορές
<i>Harris &amp; Liu (1993)</i>	√				√	ΗΠΑ	√		√	√			Οικιακός
<i>Hasanov &amp; Mikayilov (2017)</i>	√					Αζερμπαϊτζάν	√	√					Οικιακός
<i>He et al. (2017)</i>	√		√			Κίνα	√	√	√	√	√		Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Hirschhausen (2000)</i>			√			Κίνα	√			√	√		Βιομηχανικός, Αγροτικός, Υπηρεσιών, Οικιακός, Σύνολο
<i>Homrich et al. (2012)</i>	√					Βραζιλία							Βιομηχανικός

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Hondroyiannis (2004)</i>	√					Ελλάδα	√		√	√			Οικιακός
<i>Hong (2009)</i>		√				Ταϊβάν							Σύνολο
<i>Hong et al. (2014)</i>	√					ΗΠΑ	√		√				Σύνολο
<i>Hou et al. (2008)</i>	√					Κίνα	√			√			Σύνολο
<i>Hu (2017)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Hu et al. (2008)</i>				√		Κίνα							Σύνολο
<i>Hussain et al. (2016)</i>	√					Πακιστάν							Οικιακός, Δημόσιος, Αγροτικός, Μεταφορές, Βιομηχανικός, Υπηρεσίες, Σύνολο
<i>Hyndman &amp; Fan (2010)</i>	√					Αυστραλία	√	√		√	√		Σύνολο

Μελέτη	Στατιστικά	Τεχνητής Νοημοσύνης	Οικονομετρικά	Υβριδικά	Λοιπά Μοντέλα	Χώρα	Οικονομικά	Δημογραφικά	Καιρικά	Ενεργειακά	Ενεργειακής Αποδοτικότητας	Λοιπά Κριτήρια	Τομείς
<i>Imtiaz et al. (2006)</i>	√					Μαλαισία	√	√					Σύνολο
<i>Inglesi (2010)</i>	√					Νότια Αφρική	√	√		√			Σύνολο
<i>Ji (2016)</i>					√	Κίνα	√						Σύνολο
<i>Jia et al. (2001)</i>			√			Ιαπωνία	√	√		√	√		Σύνολο
<i>Jian et al. (2015)</i>					√	Κίνα							Βιομηχανικός
<i>Jose et al. (2016)</i>	√					Καναδάς			√				Σύνολο
<i>Kaboli et al. (2016)</i>		√			√	Ιράν	√	√					Σύνολο
<i>Kaboli et al. (2017)</i>	√	√				Μαλαισία, Ινδονησία, Σιγκαπούρη, Ταϊλάνδη, Φιλιππίνες	√	√		√			Σύνολο
<i>Kaboudan (1989)</i>			√			Ζιμπάμπουε	√	√		√			Οικιακός, Αγροτικός,

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
													Ορυχεία, Βιομηχανικός, Λοιποί
<i>Kalampalikas &amp; Pilavachi (2010)</i>			√			Ελλάδα	√			√			Σύνολο
<i>Kale &amp; Pohekar (2013)</i>			√			Ινδία				√			Οικιακός, Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Μεταφορές, Αγροτικός
<i>Kale &amp; Pohekar (2014)</i>	√					Ινδία	√						Οικιακός, Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Μεταφορές, Αγροτικός, Λοιποί



<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Kamerschen &amp; Porter (2004)</i>					√	ΗΠΑ	√		√	√			Οικιακός, Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Kani &amp; Ershad (2007)</i>		√				Ιράν	√	√		√			Αγροτικός
<i>Kankal &amp; Uzlu (2017)</i>		√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Kankal et al. (2011)</i>	√	√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Kavaklioglu et al. (2009)</i>		√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Kaytez et al. (2015)</i>	√	√				Τουρκία		√		√			Σύνολο
<i>Khoa et al. (2004)</i>		√				-	√			√			Σύνολο
<i>Kiran et al. (2012)</i>				√		Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Kishita et al. (2016)</i>	√					Ιαπωνία					√		Βιομηχανικός
<i>Kleebrang et al. (2017)</i>			√			Λάος		√			√		Οικιακός
<i>Koltsaklis et al. (2013)</i>					√	Ελλάδα							Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Koltsaklis et al. (2014)</i>					✓	Ελλάδα	✓			✓			Σύνολο
<i>Kumaran &amp; Ravi (2015)</i>		✓				Ινδία	✓	✓					Βιομηχανικός, Αγροτικός, Οικιακός, Υπηρεσίες, Μεταφορές, Λοιποί
<i>Lee et al. (1997)</i>	✓	✓				Νότια Κορέα	✓	✓					Σύνολο
<i>Leung &amp; Miklius (1994)</i>	✓		✓			ΗΠΑ	✓	✓		✓	✓		Σύνολο
<i>Li et al. (2012)</i>		✓				Κίνα				✓			Σύνολο
<i>Li et al. (2015)</i>	✓					Κίνα	✓	✓	✓				Σύνολο
<i>Li et al. (2018)</i>			✓			Κίνα	✓						Βιομηχανικός, Οικιακός, Σύνολο
<i>Lim et al. (2014)</i>	✓					Νότια Κορέα	✓			✓			Υπηρεσίες

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Liu &amp; Tian (2013)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Liu et al. (1991)</i>		√	√			Σιγκαπούρη	√	√		√			Σύνολο
<i>Liu et al. (2008)</i>		√				Κίνα	√	√		√			Σύνολο
<i>Liu et al. (2011)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Li-yao &amp; Feng-mao (2013)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Macaira et al. (2015)</i>	√					Βραζιλία							Οικιακός
<i>Marques et al. (2014)</i>	√					Ελλάδα	√			√			Σύνολο
<i>Mason et al. (2018)</i>	√	√			√	Ιρλανδία							Σύνολο
<i>Meng &amp; Niu (2011)</i>	√					Κίνα	√			√			Σύνολο
<i>Meng et al. (2017)</i>	√	√		√		Κίνα							Σύνολο
<i>Mirasgedis et al. (2006)</i>	√					Ελλάδα			√			√	Σύνολο
<i>Mirasgedis et al. (2007)</i>	√					Ελλάδα	√	√	√	√		√	Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Mohamed &amp; Bodger (2005)</i>	√					Νέα Ζηλανδία	√	√		√			Σύνολο
<i>Mohamed et al. (2006)</i>	√	√				Αίγυπτος	√	√	√	√			Σύνολο
<i>Mollaiy-Berneti (2016)</i>		√		√		Ιράν	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Mondal et al. (2018)</i>			√			Αιθιοπία				√	√		Αγροτικός, Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Μεταφορές, Σύνολο
<i>Montilla &amp; Medina (2006)</i>	√					Βενεζουέλα							Σύνολο
<i>Moshiri et al. (2012)</i>	√		√			Ιράν	√	√		√	√		Οικιακός, Βιομηχανικός, Μεταφορές, Υπηρεσίες, Δημόσιος,

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
													Αγροτικός, Σύνολο
<i>Musa (2016)</i>				√		Ινδονησία	√	√					Σύνολο
<i>Nan (2010)</i>	√					Κίνα	√						Σύνολο
<i>Nawaz et al. (2014)</i>	√					Πακιστάν	√			√			Σύνολο
<i>Nezzar et al. (2013)</i>	√					Αλγερία		√		√			Σύνολο
<i>Niu et al. (2010)</i>	√					Μογγολία							Βιομηχανικός, Οικιακός
<i>Nizami &amp; Al-Garni (1995)</i>		√				Σαουδική Αραβία		√	√				Σύνολο
<i>Okajima S. &amp; Okajima H. (2013)</i>	√					Ιαπωνία	√		√	√			Οικιακός
<i>Otsuka &amp; Haruna (2016)</i>					√	Ιαπωνία		√		√			Οικιακός

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Ouedraogo (2017)</i>			✓			Χώρες στην Αφρική	✓	✓		✓			Σύνολο
<i>Ozturk et al. (2005)</i>		✓				Τουρκία	✓	✓					Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Pai &amp; Hong (2005)</i>		✓				Ταϊβάν							Σύνολο
<i>Panklib et al. (2015)</i>	✓	✓				Ταϊλάνδη	✓	✓	✓	✓			Σύνολο
<i>Pao (2006)</i>	✓	✓				Ταϊβάν	✓	✓	✓				Σύνολο
<i>Pao (2009)</i>				✓		Ταϊβάν							Σύνολο
<i>Parlos et al. (1996)</i>				✓		ΗΠΑ		✓	✓	✓			Σύνολο
<i>Percy et al. (2015)</i>	✓					Ηνωμένο Βασίλειο		✓	✓		✓	✓	Οικιακός
<i>Perez-Garcia &amp; Moral-Carcedo (2016)</i>	✓					Ισπανία	✓	✓		✓	✓		Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Perwez et al. (2015)</i>			√			Πακιστάν	√	√		√	√		Οικιακός, Βιομηχανικός, Αγροτικός, Υπηρεσίες, Λοιποί
<i>Pessanha &amp; Leon (2015)</i>	√					Βραζιλία		√		√			Οικιακός
<i>Pi et al. (2010)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Piltan et al. (2012)</i>		√				Ιράν, Τουρκία	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Polemis &amp; Dagoumas (2013)</i>	√					Ελλάδα	√		√	√			Σύνολο
<i>Polemis (2007)</i>	√					Ελλάδα	√	√		√			Βιομηχανικός
<i>Pourazarm &amp; Cooray (2013)</i>	√					Ιράν	√	√	√	√			Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Prasad &amp; Raturi (2017)</i>	√					Φίτζι	√	√		√			Οικιακός, Μη-οικιακός, Σύνολο
<i>Rafati et al. (2015)</i>	√	√				Ιράν	√	√	√		√		Σύνολο
<i>Rahman et al. (2016)</i>					√	Μπαγκλαντές	√	√		√			Σύνολο
<i>Rahman et al. (2018)</i>		√				ΗΠΑ			√				Οικιακός
<i>Rapanos &amp; Polemis (2005)</i>	√					Ελλάδα	√		√	√			Οικιακός
<i>Ringwood et al. (2001)</i>		√				Ιρλανδία	√	√		√			Βιομηχανικός, Οικιακός, Υπηρεσίες
<i>Roinioti et al. (2012)</i>			√			Ελλάδα	√				√		Σύνολο
<i>Saab et al. (2001)</i>	√					Λίβανος							Σύνολο
<i>Sackdara et al. (2010)</i>	√	√				Λάος	√	√		√			Σύνολο



<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Sajadi et al. (2013)</i>				√		Ιράν	√	√		√			Σύνολο
<i>Saravanan et al. (2012)</i>	√	√				Ινδία	√	√					Σύνολο
<i>Saravanan et al. (2014)</i>		√				Ινδία	√	√					Σύνολο
<i>Saravanan et al. (2015)</i>		√				Ινδία	√	√					Σύνολο
<i>Sarkar et al. (2015)</i>	√					Μπαγκλαντές		√	√				Σύνολο
<i>Schweizer &amp; Morgan (2016)</i>					√	ΗΠΑ	√			√			Σύνολο
<i>Shakouri et al. (2006)</i>				√		Ιράν	√	√		√			Σύνολο
<i>Shen &amp; Yanag (2012)</i>	√					Κίνα	√	√					Βιομηχανικός
<i>Shi et al. (2008)</i>		√				Κίνα	√			√	√		Σύνολο
<i>Silk &amp; Joutz (1997)</i>	√					ΗΠΑ	√		√	√			Οικιακός
<i>Silva et al. (2018)</i>			√			Βραζιλία	√			√			Βιομηχανικός
<i>Simoglou et al. (2014)</i>			√			Ελλάδα	√						Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Simoglou et al. (2018)</i>			√			Ελλάδα							Σύνολο
<i>Skiadas &amp; Giovanis (1997)</i>	√					Ελλάδα							Σύνολο
<i>Sozen &amp; Arcaklioglu (2007)</i>		√				Τουρκία	√	√		√			Σύνολο
<i>Sozen et al. (2006)</i>		√				Τουρκία		√		√			Σύνολο
<i>Spalding-Fecher et al. (2017)</i>			√			12 Χώρες στην Αφρική	√	√		√			Οικιακός, Αγροτικός, Υπηρεσίες, Κατασκευές, Μεταφορές, Βιομηχανικός
<i>Staffell &amp; Pfenninger (2018)</i>			√			Ηνωμένο Βασίλειο			√	√	√		Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Suganthi &amp; Samuel (2016)</i>			√			Ινδία	√	√		√			Σύνολο
<i>Suhono &amp; Sarjiya (2015)</i>			√			Ινδονησία		√		√			Σύνολο
<i>Sumer et al. (2009)</i>	√					Τουρκία							Σύνολο
<i>Sun &amp; Yan (2008)</i>				√		Κίνα							Οικιακός, Βιομηχανικός, Υπηρεσίες, Αγροτικός, Σύνολο, Λοιποί
<i>Toksari (2007)</i>		√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Toksari (2009)</i>		√				Τουρκία	√	√					Σύνολο
<i>Toksari (2016)</i>				√		Τουρκία	√	√					Οικιακός
<i>Torrini et al. (2016)</i>		√				Βραζιλία	√	√					Οικιακός, Εμπορικός,

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
													Βιομηχανικός, Λοιποί
<i>Tripathy (1997)</i>			√			Ινδία	√	√		√			Βιομηχανικός, Οικιακός, Αγροτικός, Υπηρεσίες, Μεταφορές, Λοιποί
<i>Trotter et al. (2016)</i>	√					Βραζιλία		√	√	√		√	Σύνολο
<i>Tsekouras et al. (2006)</i>	√	√				Ελλάδα	√	√	√	√			Οικιακός, Βιομηχανικός, Υπηρεσίες, Σύνολο, Λοιποί
<i>Tsekouras et al. (2007)</i>	√					Ελλάδα	√	√	√	√			Βιομηχανικός, Υπηρεσίες,

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
													Σύνολο, Λοιποί
<i>Tserkezos (1992)</i>	√					Ελλάδα	√		√	√			Οικιακός
<i>Uher et al. (2015)</i>	√					Τσεχία							Σύνολο
<i>Valasai et al. (2012)</i>			√			Πακιστάν	√			√			Αγροτικός, Υπηρεσίες
<i>Verdejo et al. (2017)</i>	√					Χιλή	√		√	√		√	Οικιακός
<i>Vu et al. (2014)</i>	√					Αυστραλία			√				Σύνολο
<i>Vu et al. (2017)</i>			√			Βιετνάμ	√	√					Σύνολο
<i>Waite et al. (2017)</i>	√					15 Πόλεις σε Ασία και Αφρική		√	√	√			Σύνολο
<i>Wang &amp; Lai (2016)</i>				√		ΗΠΑ							Σύνολο
<i>Wang &amp; Li (2010)</i>	√					Κίνα	√	√					Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Wang &amp; Meng (2008)</i>				√		Κίνα							Σύνολο
<i>Wang (2007)</i>	√					Κίνα							Βιομηχανικός, Σύνολο
<i>Wang et al. (2012)</i>		√				Κίνα							Σύνολο
<i>Wang et al. (2014)</i>	√					Κίνα	√						Σύνολο
<i>Wang et al. (2015)</i>	√					Κίνα							Σύνολο
<i>Wang et al. (2018a)</i>				√		Κίνα							Σύνολο
<i>Wang et al. (2018b)</i>	√					Κίνα							Αγροτικός
<i>Wu et al. (2018)</i>	√					Κίνα	√	√		√			Σύνολο
<i>Xie &amp; Li (2010)</i>	√					-							Σύνολο
<i>Xiong et al. (2014)</i>		√				ΗΠΑ							Σύνολο
<i>Xu et al. (2017)</i>				√		Κίνα							Σύνολο
<i>Yao et al. (2014)</i>					√	Κίνα	√						Βιομηχανικός

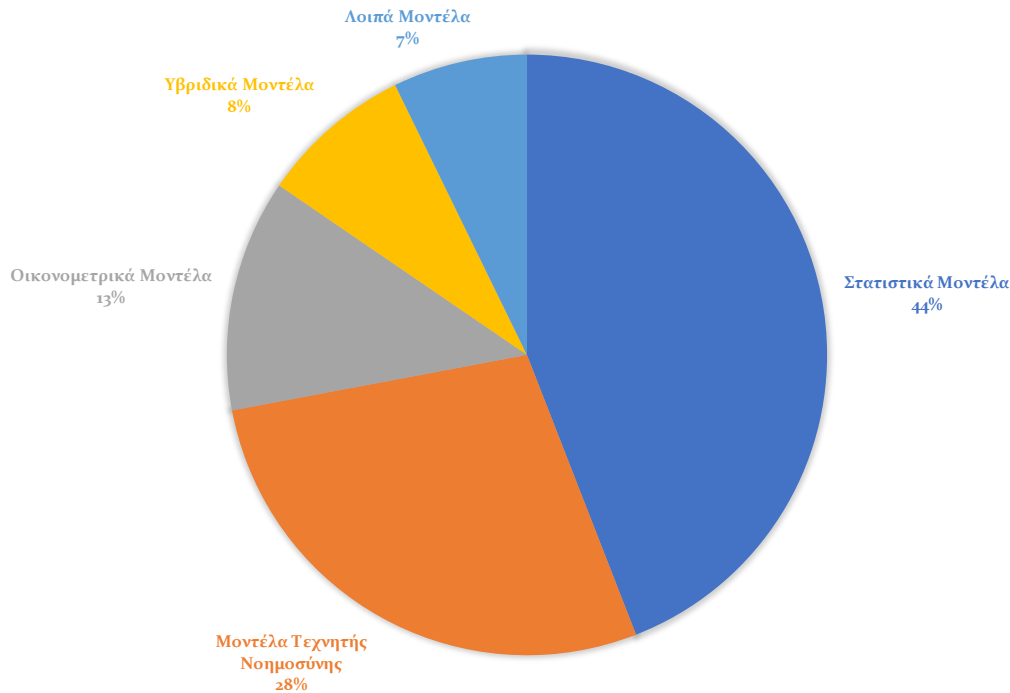
<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Yichun et al. (2013)</i>	√					-							Σύνολο
<i>Ying &amp; Pan (2008)</i>		√				Ταϊβάν							Σύνολο
<i>Yingying &amp; Dongxiao (2010)</i>	√					Κίνα	√	√					Σύνολο
<i>Yu et al. (2015)</i>				√		Κίνα	√	√	√	√			Σύνολο
<i>Yukseltan et al. (2017)</i>	√					Τουρκία							Σύνολο
<i>Yumurtaci &amp; Asmaz (2004)</i>	√					Τουρκία		√		√			Σύνολο
<i>Zachariadis (2010)</i>	√					Κύπρος	√		√	√			Υπηρεσίες, Βιομηχανικός, Οικιακός, Αγροτικός, Σύνολο
<i>Zahedi et al. (2013)</i>		√				Καναδάς	√	√	√				Σύνολο

<i>Μελέτη</i>	<i>Στατιστικά</i>	<i>Τεχνητής Νοημοσύνης</i>	<i>Οικονομετρικά</i>	<i>Υβριδικά</i>	<i>Λοιπά Μοντέλα</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Οικονομικά</i>	<i>Δημογραφικά</i>	<i>Καιρικά</i>	<i>Ενεργειακά</i>	<i>Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>	<i>Τομείς</i>
<i>Zeng et al. (2017)</i>				√		Τουρκία, ΗΠΑ, Κίνα	√	√					Σύνολο
<i>Zhang &amp; Gu (2007)</i>	√	√				Κίνα	√						Σύνολο
<i>Zhang &amp; Wang (2008)</i>				√		Κίνα	√	√		√			Σύνολο
<i>Zhao &amp; Guo (2016)</i>				√		Κίνα							Σύνολο
<i>Zhou et al. (2006)</i>	√					Κίνα							Σύνολο



Για την περίπτωση των μελετών όπου δεν έχουν επισημανθεί κατηγορίες κριτηρίων, οι παρελθοντικές τιμές της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιήθηκαν για την ανάλυση και εκτίμηση αυτής.

Η κατανομή των εφαρμογών των επιστημονικών άρθρων που μελετήθηκαν, ανά κατηγορία μοντέλου, παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.5.



**Σχήμα 3.5.** Κατανομή των Εφαρμογών των Μελετών ανά Κατηγορία Μοντέλου

Ειδικότερα, το μεγαλύτερο ποσοστό (44%) των εφαρμογών κάνει χρήση στατιστικών μοντέλων, ισάριθμα κατανεμημένων μεταξύ παραδοσιακών και στοχαστικών τεχνικών. Σε επίπεδο ποσοστού εφαρμογής, στη 2<sup>η</sup> θέση βρίσκεται η κατηγορία των μοντέλων τεχνητής νοημοσύνης, με ποσοστό 28%, ενώ ακολουθούν τα οικονομετρικά μοντέλα (13%), τα υβριδικά μοντέλα (8%) και τα υπόλοιπα μοντέλα (7%).

Όσον αφορά τις χώρες εφαρμογής, η πλειονότητα (60%) των εφαρμογών αφορούν χώρες της Ασίας, ακολουθούμενες από εκείνες της Ευρώπης (20%), της Βόρειας Αμερικής (8%), της Αφρικής (5%) της Νότιας Αμερικής (4%) και της Αυστραλίας (3%).

Επιπλέον, τα οικονομικά κριτήρια παρουσιάζουν υψηλή συχνότητα εφαρμογής (162 μελέτες) μαζί με τα ενεργειακά (131 μελέτες) και τα δημογραφικά κριτήρια (127 μελέτες). Με μικρότερη συχνότητα εφαρμογής ακολουθούν τα καιρικά κριτήρια (60 μελέτες) και τα κριτήρια ενεργειακής αποδοτικότητας (29 μελέτες). Τέλος, τα λοιπά κριτήρια εμφανίζουν πολύ μικρότερη εφαρμοσιμότητα (6 μελέτες). Οι επιμέρους μεταβλητές που χρησιμοποιήθηκαν στην βιβλιογραφία και συνθέτουν τις ανωτέρω 6 κατηγορίες κριτηρίων παρουσιάζονται στον Πίνακα Α.1 του Παραρτήματος Α.

### 3.2.2 Ανασκόπηση των Μελετών Ανάλυσης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Η ανάλυση και η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας έχει λάβει μεγάλη προσοχή κατά τις τελευταίες τρεις δεκαετίες στην Ελλάδα και μια ανασκόπηση της υπάρχουσας βιβλιογραφίας παρουσιάζεται στο συγκεκριμένο υποκεφάλαιο.

Οι Donatos & Mergos (1989) εξέτασαν τις επιπτώσεις των δύο ενεργειακών κρίσεων, κατά τις χρονικές περιόδους 1973-1977 και 1978-1979, στην εθνική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εφαρμογής μοντέλων παλινδρόμησης. Επιπλέον, οι Donatos & Mergos (1991) διερεύνησαν τις παραμέτρους που επηρεάζουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά στον οικιακό τομέα της Ελλάδος, για την περίοδο 1961-1986 και ο Tserkezos (1992) εφήρμοσε τα ολοκληρωμένα αυτοπαλινδρομικά μοντέλα κινητού μέσου όρου (AutoRegressive-Integrated-Moving Average - ARIMA) για την πρόβλεψη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στον ελληνικό οικιακό τομέα.

Οι Assimakopoulos & Psarras (1992) ανέλυσαν την εξέλιξη της μηνιαίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1970-1989 και εφήρμοσαν ένα μοντέλο πρόβλεψης το οποίο συγχωνεύει τους ετήσιους και μηνιαίους ορίζοντες και συνδυάζει οικονομετρικές τεχνικές και τεχνικές χρονοσειρών.

Οι Christodoulakis & Kalyvitis (1997) εκτίμησαν την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε εμπορικούς και μη εμπορικούς τομείς δραστηριότητας της Ελλάδος μέσω της ενσωμάτωσης του συστήματος της ζήτησης και των εξισώσεων των τιμών ενέργειας σε ένα ετήσιο μακροοικονομικό μοντέλο. Επιπλέον, στη μελέτη των Christodoulakis et al. (2000) αξιολογήθηκε η μελλοντική ζήτηση για ενέργεια λαμβάνοντας υπόψιν και την επίδραση του 2<sup>ου</sup> Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης στη διαδικασία ανάπτυξης και διεύθυνσης του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα της χώρας.

Οι Skiadas & Giovanis (1997) εφήρμοσαν ένα μοντέλο διάχυσης bass σε δεδομένα αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1960-1989 στην Ελλάδα. Στο πλαίσιο της μελέτης των Giovanis και Skiadas (1999), μια στοχαστική έκδοση του λογιστικού μοντέλου επιλύθηκε αναλυτικά με τη χρήση της θεωρίας των στοχαστικών διαφορικών εξισώσεων για να μελετηθεί η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

Η επίδραση της κλιματικής αλλαγής στο αστικό περιβάλλον, μέσω του υπολογισμού της παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας για τις αντίστοιχες λειτουργίες θέρμανσης και ψύξης, αξιολογήθηκε στο πλαίσιο της μελέτης των Cartalis et al. (2001). Στόχος της μελέτης των Roinioti et al. (2002) ήταν η κατάστρωση μελλοντικών ενεργειακών σεναρίων με βάση διαφορετικά επίπεδα οικονομικής ανάπτυξης, περιβαλλοντικής διαχείρισης και προώθησης της ενεργειακής αποδοτικότητας και με έμφαση στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδος.

Στη μελέτη του Hondroyiannis (2004) μελετάται η επίδραση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και του εισοδήματος στην οικιακή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, σε μακροπρόθεσμο και βραχυπρόθεσμο επίπεδο, μέσω της χρήσης του μοντέλου διόρθωσης σφαλμάτων με βάση το πρότυπο VECM (Vector Error Correction Model), σύμφωνα με τα μηνιαία δεδομένα κατά την περίοδο 1986-1999. Επίσης, οι Mirasgedis et al. (2006) ανέπτυξαν ένα μοντέλο πρόβλεψης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη 12-μηνιαία περίοδο βάσει διαφορετικών σεναρίων των μετεωρολογικών συνθηκών.

Οι Rapanos & Polemis (2006) εξέτασαν τις κύριες παραμέτρους που επηρεάζουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στον οικιακό τομέα στην Ελλάδα κατά την πρώτη δεκαετία του 2000. Οι Mirasgedis et al. (2007) υλοποίησαν ένα μοντέλο για την παροχή προβλέψεων σε περιφερειακό επίπεδο στη χώρα λαμβάνοντας, επίσης, υπόψιν τον αντίκτυπο της κλιματικής αλλαγής στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Ο Polemis (2007) εντόπισε τις κύριες παραμέτρους που επηρεάζουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στον βιομηχανικό τομέα στην Ελλάδα και την ελαστικότητα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1970-2004, εφαρμόζοντας ένα μοντέλο VECM.

Στην περίπτωση των Tsekouras et al. (2006), ένα μοντέλο τεχνητού νευρωνικού δικτύου εφαρμόστηκε για την πρόβλεψη της μεσοπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, και για την περίπτωση διαφορετικών κατηγοριών καταναλωτών, στην Ελλάδα. Στη μελέτη των Tsekouras et al. (2007), ένα μοντέλο μη γραμμικής παλινδρόμησης, με πολλαπλές μεταβλητές εισόδου, χρησιμοποιήθηκε για τη μεσοπρόθεσμη πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Η Sardianou (2007) παρουσίασε μια εμπειρική ανάλυση της εξέλιξης της ενέργειας στον ελληνικό οικιακό τομέα με βάση διακριτές παραμέτρους εισόδου.

Οι Dagoumas et al. (2008) εξέτασαν τον αντίκτυπο των διαφόρων στρατηγικών κατανάλωσης ηλεκτρισμού μετά τη συμφωνία του Κιότο στο ΕΣΜΗΕ για την περίοδο 2005-2025. Οι Pappas et al. (2008a) προέβλεψαν τη βραχυπρόθεσμη ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου μέσω της εφαρμογής μιας προσαρμοστικής μεθόδου που βασίστηκε στη χρήση του φίλτρου διαχωρισμού πολλαπλών μοντέλων (Multi-Model Partitioning Filter - MMPF) και στην αξιοποίηση των πραγματικών τιμών της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι Narayan & Prasad (2008) εφάρμοσαν έναν έλεγχο αιτιότητας μεταξύ της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και του πραγματικού ΑΕΠ για ένα σύνολο χωρών του ΟΟΣΑ, με βάση τα στοιχεία που συλλέχθηκαν για την περίοδο 1960-2002. Η αιτιώδης συνάφεια μεταξύ της κατανάλωσης ενέργειας και της οικονομικής ανάπτυξης στην Ελλάδα εκτιμήθηκε, επίσης, στη μελέτη της Tsani (2010). Επιπρόσθετα, η αιτιώδης σχέση μεταξύ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των οικονομικών συνθηκών που παρατηρούνται στην Ελλάδα διερευνήθηκε στο πλαίσιο της μελέτης των Polemis & Dagoumas (2013), όπου εφαρμόστηκαν τεχνικές συνολοκλήρωσης, δηλαδή μοντέλα

διόρθωσης σφαλμάτων, για την εξαγωγή τόσο βραχυπρόθεσμων όσο και μακροπρόθεσμων προβλέψεων της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο πλαίσιο της έρευνας των Pappas et al. (2008b) και Pappas et al. (2010), χρησιμοποιήθηκαν μοντέλα ARIMA για τη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού φορτίου στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Οι Psiloglou et al. (2009) παρείχαν μια σύγκριση των προτύπων και χαρακτηριστικών της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των πόλεων του Λονδίνου και της Αθήνας, δίνοντας έμφαση στις παραμέτρους που σχετίζονται με τις καιρικές συνθήκες.

Οι Fafaliou & Polemis (2010) ανέλυσαν τη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και οδηγήθηκαν στο συμπέρασμα ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι ελαστική ως προς το εισόδημα και ανελαστική ως προς την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροπρόθεσμη βάση. Οι Kalampalikas & Pilavachi (2010) πραγματοποίησαν μια ανάλυση ευαισθησίας του ρυθμού αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης φορτίου, σε ετήσια βάση, με βάση τα στοιχεία της περιόδου 2002-2007. Η μελέτη του Ekonομου (2010) παρείχε τις εκτιμήσεις της μελλοντικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, μέχρι και το 2015, στην Ελλάδα μέσα από τη χρήση της τεχνολογίας των τεχνητών νευρωνικών δικτύων.

Οι Dergiades & Tsouflidis (2011) μελέτησαν τις παραμέτρους επιρροής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στον ελληνικό οικιακό τομέα, σε μακροπρόθεσμη και βραχυπρόθεσμη βάση, σύμφωνα με τα σχετικά δεδομένα της περιόδου 1964-2006 και μέσω της χρήσης της μεθόδου συνολοκλήρωσης ARDL (Autoregressive Distributed Lag) που προτείνεται από τους Pesaran et al. (2001).

Οι Amina et al. (2012) πρότειναν ένα μοντέλο νευρωνικών δικτύων ασαφούς κυματομορφής για την πρόβλεψη της βραχυπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε ωριαία βάση, στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης. Ο Georgantopoulos (2012) ανέλυσε την αιτιότητα μεταξύ της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και του πραγματικού ΑΕΠ στην Ελλάδα σύμφωνα με τα ιστορικά δεδομένα της περιόδου 1980-2010 και παρείχε σχετικές προβλέψεις για την επόμενη δεκαετία (έτη 2011-2020).

Οι Dergiades et al. (2013) εξέτασαν τις γραμμικές και μη γραμμικές σχέσεις μεταξύ της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της οικονομικής ανάπτυξης στην Ελλάδα. Οι Koltsaklis et al. (2013) έλαβαν υπόψιν στην ανάλυσή τους τη σοβαρή οικονομική κρίση στη χώρα και την αναμενόμενη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, κατά τα επόμενα έτη, προκειμένου να παράξουν προβλέψεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο εθνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο ίδιο πλαίσιο βέλτιστου προγραμματισμού του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, μια επιπρόσθετη ανάλυση ευαισθησίας της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

πραγματοποιήθηκε προκειμένου να αποτυπωθεί η επίδραση αυτής στα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης του συστήματος (Koltsaklis et al., 2014).

Η σχέση μεταξύ της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της βιομηχανικής παραγωγής εξετάστηκε στη μελέτη των Marques et al. (2014) μέσω της εφαρμογής του διανυσματικού αυτοπαλινδρομούμενου μοντέλου (Vector Autoregressive - VAR). Οι Dagoumas & Kitsios (2014) εξέτασαν την επίδραση της οικονομικής ύφεσης στο φαινόμενο της ενεργειακής φτώχειας τόσο σε Εθνικό όσο και σε Ευρωπαϊκό επίπεδο.

Οι Simoglou et al. (2014, 2018) εφήρμοσαν ένα μακροπρόθεσμο μοντέλο πρόβλεψης της ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και του ηλεκτρικού φορτίου στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα για τις χρονικές περιόδους 2014-2020 και 2018-2027, αντίστοιχα. Μια ολοκληρωμένη ανάλυση των επιπτώσεων της επίδρασης της υψηλής θερμοκρασίας στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της μελέτης των Santamouris et al. (2015).

Οι Chatzizacharia et al. (2016) εφήρμοσαν ένα μικτό μοντέλο ARIMA για την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για την περίοδο 2011-2040 με βάση τα ιστορικά δεδομένα των τελευταίων τριών δεκαετιών. Οι Tyralis et al. (2017) υλοποίησαν μια χωρική ανάλυση της εθνικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το 2008 έως το 2012 προκειμένου να προσδιορίσουν τα πρότυπα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των διαφόρων γεωγραφικών περιοχών και να παράξουν εποικοδομητικές συστάσεις στους φορείς λήψης αποφάσεων στον ενεργειακό τομέα.

Στον Πίνακα 3.2 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι ανωτέρω δημοσιεύσεις μαζί με τα βασικά χαρακτηριστικά τους (μοντέλο, μεταβλητές, περίοδοι ανάλυσης και πρόβλεψης και τομέας εφαρμογής).

Πίνακας 3.2. Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Μελετών Ανάλυσης της Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
<i>Cartalis et al. (2001)</i>	ESCAPE climatic model	Βαθμοημέρες Θέρμανσης, Βαθμοημέρες Ψύξης	1990-2005	2006-2030	Σύνολο
<i>Chatzizacharia et al. (2016)</i>	ARIMA	Θερμοκρασία, Βροχοπτώσεις	1980-2010	2011-2040	Σύνολο
<i>Christodoulakis &amp; Kalyvitis (1997)</i>	Macroeconometric model	Τιμές Απασχόλησης, Κεφαλαίου και Ενέργειας, ΑΕΠ	1974-1990	1991-2010	Βιομηχανικός, Μεταφορές, Εμπορικός, Οικιακός
<i>Christodoulakis et al. (2000)</i>	Macroeconometric model	Προστιθέμενη Αξία, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας	1974-1994	1995-2012	Σύνολο
<i>Dagoumas et al. (2007)</i>	ANN	ΑΕΠ, Συνθήκες Διαβίωσης, Μηνιαίες Καμπύλες Φορτίου	2000-2005	2006-2020	Σύνολο
<i>Dagoumas et al. (2008)</i>	ANN	Στρατηγικές στην Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Καιρικές	2000-2005	2006-2025	Σύνολο

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
		Συνθήκες, Επιτόκιο Προεξόφλησης για Ενεργειακές Επενδύσεις, Τιμές Καυσίμων, Συμπεριφορά Καταναλωτών			
<i>Dergiades &amp; Tsoulfidis (2011)</i>	Unit root, cointegration and error correction model	Εισόδημα, Πληθυσμός, Δείκτης Τιμών Καταναλωτή, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας στις Κατοικίες, Τιμή Πετρελαίου, Βαθμομέρες Θέρμανσης	1964-2006	-	Οικιακός
<i>Donatos &amp; Mergos (1991)</i>	Regression models	Εισόδημα, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Βαθμομέρες	1961-1986	-	Οικιακός

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
		Θέρμανσης, Αριθμός Καταναλωτών, Πωλήσεις Ηλεκτρικών Συσκευών, Τιμή Υγραερίου, Τιμή Πετρελαίου diesel			
<i>Ekonomou (2010)</i>	ANN	Θερμοκρασία, Εγκατεστημένη Ηλεκτρική Ισχύς, Κατά-κεφαλήν Κατανάλωση Ενέργειας στις Κατοικίες, ΑΕΠ	1992-2004, 2005-2008	2005-2008, 2010, 2012 και 2015.	Σύνολο
<i>Georgantopoulos (2012)</i>	Hybrid model	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διαμόρφωση Κεφαλαίου, Απασχόληση	1980-2010	2011-2020	Σύνολο



<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
<i>Giovanis &amp; Skiadas (1999)</i>	Other stochastic models (Stochastic Logistic Innovation Diffusion Model)	-	Δεδομένα από 25-ετή περίοδο	Προβλέψεις για 6-ετή περίοδο	Σύνολο
<i>Hondroyiannis (2004)</i>	VECM	Εισόδημα, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Θερμοκρασία	1986–1999	1986-1999	Οικιακός
<i>Kalampalikas &amp; Pilavachi (2010)</i>	WASP-IV (Wien Automatic System Planning) Simulation Model	Ευρωπαϊκοί Στόχοι για τις ΑΠΕ και τις Εκπομπές CO <sub>2</sub> , Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Στοιχεία Μέγιστου Φορτίου, Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία για Θερμικές Μονάδες, Στοιχεία Καυσίμων, Γενικά Οικονομικά Δεδομένα (Π.Χ. Επιτόκια	2002-2008	2009-2030	Σύνολο

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
		Προεξόφλησης, Επιτόκια Δανεισμού, Κόστος Εκπομπών).			
<i>Koltsaklis et al. (2013)</i>	Spatial mixed-integer linear programming (MILP) model	Οικονομική Κρίση, Αναμενόμενη Μείωση της Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας	-	2012-2030	Σύνολο
<i>Koltsaklis et al. (2014)</i>	Mixed-integer linear programming (MILP) model	Οικονομική Κρίση, Αναμενόμενη Μείωση της Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας	-	2012-2030	Σύνολο
<i>Marques et al. (2014)</i>	Unit root, cointegration and error correction model	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Δείκτης Βιομηχανικής Παραγωγής, Εισαγωγές-Εξαγωγές, Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας για Άντληση.	2004 –2013	-	Σύνολο

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
<i>Mirasgedis et al. (2006)</i>	Regression models	Βαθμοημέρες Θέρμανσης και Ψύξης, Μηνιαία Εποχικότητα, Ημέρες Αργιών	1993-2002	2003	Σύνολο
<i>Mirasgedis et al. (2007)</i>	Regression models	Πληθυσμός, ΑΕΠ, Ενεργειακή Ένταση, Μηνιαία Εποχικότητα, Βαθμοημέρες Θέρμανσης και Ψύξης	1993-2003	2071-2100	Σύνολο
<i>Polemis &amp; Dagoumas (2013)</i>	Unit root, cointegration and error correction model	ΑΕΠ, Απασχόληση, Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας και Πετρελαίου, Βαθμοημέρες Θέρμανσης και Ψύξης	1970-2011	-	Σύνολο
<i>Polemis (2007)</i>	Unit root, cointegration and error correction model	Δείκτης Βιομηχανικής Παραγωγής, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας και Πετρελαίου,	1970-2004	-	Βιομηχανικός

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
		Αριθμός Καταναλωτών στη Μέση Τάση			
<i>Rapanos &amp; Polemis (2005)</i>	Unit root, cointegration and error correction model	ΑΕΠ, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τιμή Πετρελαίου, Βαθμοημέρες Θέρμανσης	1965-1998	1999-2010	Οικιακός
<i>Roinioti et al. (2012)</i>	LEAP (Long range Energy Alternatives Planning System)	Οικονομική και Τεχνολογική Ανάπτυξη	-	2009-2030	Σύνολο
<i>Simoglou et al. (2014)</i>	LTS (Long-term Scheduling) Simulation tool	Μέσο- /Μακροπρόθεσμες Προοπτικές της Ελληνικής Οικονομίας	-	2014-2020	Σύνολο
<i>Simoglou et al. (2018)</i>	LTS (Long-term Scheduling) Simulation tool	-	-	2018-2027	Σύνολο

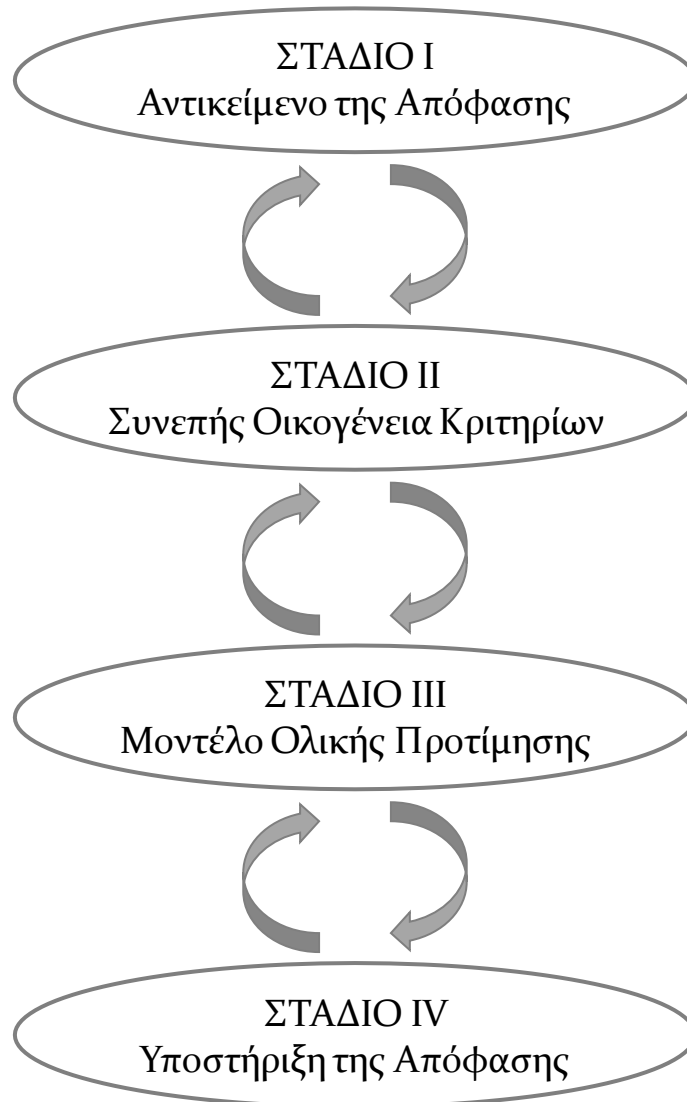
<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
<i>Skiadas &amp; Giovanis (1997)</i>	Other stochastic models (Stochastic Bass innovation diffusion model)	-	1960-1989	-	Σύνολο
<i>Tsekouras et al. (2006)</i>	ANN & Regression models	Αριθμός και Κατηγορίες Καταναλωτών, Ενεργειακή Κατανάλωση, Θερμοκρασίες, Στατιστικοί Δείκτες στην Παραγωγή	1986-2000	2001-2003	Οικιακός, Βιομηχανικός, Εμπορικός, Φωτισμός, Σύνολο
<i>Tsekouras et al. (2007)</i>	Regression models	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας Προηγούμενων Ετών, Καιρικές Μεταβλητές, ΑΕΠ, Στατιστικοί Δείκτες στην Παραγωγή, Αριθμός Καταναλωτών	1986-2000 (Σύνολο Εκπαίδευσης)	2001-2003 (Σύνολο Ελέγχου)	Βιομηχανικός, Εμπορικός, Φωτισμός, Σύνολο

<i>Δημοσίευση</i>	<i>Μοντέλο</i>	<i>Μεταβλητές</i>	<i>Περίοδος Ανάλυσης</i>	<i>Περίοδος Πρόβλεψης</i>	<i>Τομέας</i>
<i>Tserkezos (1992)</i>	ARIMA	Θερμοκρασία, Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Δείκτης Βιομηχανικής Παραγωγής	1975-1987 (Περίοδος Εκπαίδευσης)	1988-1989 (Περίοδος Ελέγχου)	Οικιακός

### 3.3 Πολυκριτήρια Ανάλυση & Ανάλυση Ευστάθειας

#### 3.3.1 Μεθοδολογικό Πλαίσιο Μοντελοποίησης Προβλημάτων

Το γενικό μεθοδολογικό πλαίσιο μοντελοποίησης που εισήγαγε ο Bernard Roy, από τα μέσα της δεκαετίας 1970, αποτελείται από τέσσερα διαδοχικά και αλληλοεπιδρώντα στάδια, τα οποία παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.6.



**Σχήμα 3.6.** Μεθοδολογία Μοντελοποίησης Προβλημάτων Απόφασης (Roy, 1985)

Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μεθοδολογίας μοντελοποίησης, η διαδικασία της απόφασης δεν ακολουθεί υποχρεωτικά τη γραμμική διαδικασία. Πιο συγκεκριμένα, ο αναλυτής μπορεί να ενσωματώσει διορθώσεις στη διαδικασία σε περίπτωση διαπίστωσης ελλιπούς πληροφόρησης, διατρέχοντας τα στάδια από πάνω προς τα κάτω, κατά την υλοποίηση της μοντελοποίησης.

Τα στάδια της συγκεκριμένης μεθοδολογίας μοντελοποίησης προβλημάτων απόφασης αναλύονται ως ακολούθως.

### **Στάδιο I. Αντικείμενο της Απόφασης**

Το 1<sup>ο</sup> στάδιο της μεθοδολογίας περιλαμβάνει την ανάλυση της απόφασης σε πεπερασμένο ή συνεχές σύνολο δράσεων (actions) A και τον ορισμό μιας προβληματικής (problem formulation) η οποία δεν παραμένει κατ' ανάγκη σταθερή κατά τη διάρκεια της λήψης της απόφασης (decision process).

Σχετικά με τον αυστηρό ορισμό του συνόλου A των δράσεων, αυτό μπορεί να είναι είτε διακριτό είτε συνεχές. Επίσης, ο Roy (1985) διακρίνει τέσσερις κατηγορίες προβληματικών αναφοράς, κάθε μια από τις οποίες δεν αποκλείει απαραίτητως τις άλλες, ως εξής:

- **Προβληματική A:**  
Επιλογή (choice) μιας μοναδικής δράσης από το σύνολο A των εναλλακτικών δράσεων.
- **Προβληματική B:**  
Ταξινόμηση (sorting) των δράσεων σε ομογενείς προκαθορισμένες κατηγορίες, κατάλληλα διατεταγμένες με βάση τις προτιμήσεις του αποφασίζοντος.
- **Προβληματική Γ:**  
Κατάταξη (ranking) των δράσεων του συνόλου A από τη βέλτιστη μέχρι τη χειρίστη δράση.
- **Προβληματική Δ:**  
Περιγραφή (description) των δράσεων και των αποτελεσμάτων τους στη γλώσσα των εμπλεκόμενων μερών στη διαδικασία λήψης της απόφασης.

Οι συγκεκριμένες προβληματικές αναφοράς μπορούν να χρησιμοποιηθούν ξεχωριστά ή και με συμπληρωματικό τρόπο στη διάρκεια όλων των φάσεων της διαδικασίας λήψης απόφασης. Επομένως, η υιοθέτηση μιας και μοναδικής προβληματικής δεν είναι υποχρεωτική καθ' όλη τη διάρκεια της διαδικασίας λήψης απόφασης, μπορεί, όμως, να αλλάζει σύμφωνα και με την πολυπλοκότητα του προβλήματος.

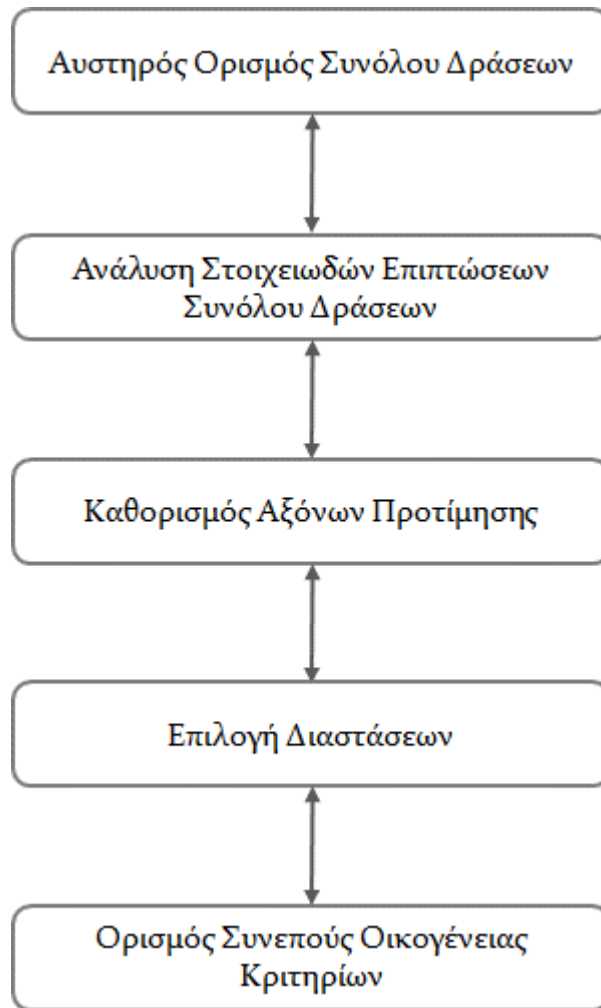
### **Στάδιο II. Συνεπής Οικογένεια Κριτηρίων**

#### Μοντελοποίηση Κριτηρίων

Ο ρόλος του αναλυτή επικεντρώνεται στον καθορισμό των επιπτώσεων των δράσεων του συνόλου A και, ακολούθως, στην επινόηση και μοντελοποίηση των κριτηρίων με βάση τα οποία θα ληφθεί η απόφαση. Αποτέλεσμα της συγκεκριμένης μοντελοποίησης αποτελεί η κατασκευή ενός συστήματος κριτηρίων, της «Συνεπούς Οικογένειας Κριτηρίων».



Για το συγκεκριμένο στάδιο της διαδικασίας απόφασης, μια μεθοδολογική προσέγγιση κατασκευής της συνεπούς οικογένειας κριτηρίων παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.7.



Σχήμα 3.7. Κατασκευή μιας Συνεπούς Οικογένειας Κριτηρίων (Roy, 1985)

Η διαδικασία που παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.7 ξεκινάει με τον αυστηρό ορισμό του συνόλου των δράσεων και ολοκληρώνεται με την οριστικοποίηση της συνεπούς οικογένειας κριτηρίων. Τον καθορισμό του συνόλου των δράσεων διαδέχεται η καταγραφή από τον αναλυτή όλων των στοιχειωδών επιπτώσεων των δράσεων, πολλές από τις οποίες είναι κοινές.

Ακολούθως, ο αναλυτής προβαίνει σε κατηγοριοποίηση των επιπτώσεων (διαφορετικών κατηγοριών, όπως π.χ. οικονομικές, κοινωνικές, περιβαλλοντικές, τεχνολογικές κτλ.) καθορίζοντας με αυτό τον τρόπο τους άξονες προτίμησης που ορίστηκαν πιο πριν. Εν συνεχεία, ακολουθεί η επιλογή των κλιμάκων προτίμησης η οποία δίνει υπόσταση στις διαστάσεις στο πλαίσιο κάθε άξονα προτίμησης. Τέλος, τα κριτήρια κατασκευάζονται είτε με ταύτισή τους με τις αντίστοιχες διαστάσεις, είτε με διάσπαση διαστάσεων, είτε με σύμπτυξη διαστάσεων με τη συμβολή μαθηματικών ή μη μαθηματικών σχέσεων.

Συγκεντρωτικά, ο ορισμός ενός κριτηρίου πραγματοποιείται μέσω μια κλίμακας προτίμησης.

#### Αυστηρός Ορισμός Κριτηρίου

Η μοντελοποίηση ενός κριτηρίου πραγματοποιείται μέσω μιας πραγματικής συνάρτησης, ως ακολούθως:

$$g: A \rightarrow R/a \rightarrow g(a) \quad (3.1)$$

Όπου  $g(a)$  είναι η τιμή ή αξιολόγηση της δράσης  $a \in A$  πάνω στο κριτήριο  $g$ . Η συνάρτηση αυτή θα πρέπει να πληροί την ιδιότητα της συνέπειας ή μονοτονίας. Στην περίπτωση όπου  $a$  και  $b$  είναι δύο δράσεις του συνόλου  $A$ , ισχύει η εξής σχέση:

$$g(a) > g(b) \leftrightarrow aSb \quad (3.2)$$

Όπου  $aSb$  υποδηλώνει ότι η δράση  $a$  «υπερέχει» της δράσης  $b$ . Η σχέση υπεροχής  $S$  είναι σύνθετη και περιλαμβάνει, δίχως ξεκάθαρη διάκριση τις σχέσεις της αδιαφορίας, της ασθενούς προτίμησης και της ισχυρής προτίμησης. Επομένως, το  $aSb$  υποδηλώνει ότι για έναν εμπλεκόμενο « $a$  αδιάφορη της  $b$ » ή « $a$  προτιμάται ασθενώς της  $b$ » ή « $a$  προτιμάται ισχυρώς της  $b$ ». Σύμφωνα με τον ανωτέρω ορισμό, καθίσταται σαφές ότι οι προτιμήσεις ενός αποφασίζοντος αυξάνονται ως προς ένα κριτήριο όσο αυξάνεται η τιμή του κριτηρίου.

#### Συνεπής Οικογένεια Κριτηρίων

Η μοντελοποίηση του συστήματος αξιολόγησης των δράσεων του προβλήματος πραγματοποιείται μέσω μιας συνεπούς οικογένειας κριτηρίων (consistent family of criteria)  $F = \{g_1, g_2, \dots, g_n\}$  η οποία ενσωματώνει  $n$  κριτήρια που χρειάζεται να πληρούν τις ακόλουθες τρεις θεμελιώδεις συνθήκες:

##### *Συνέπεια ή μονοτονία (cohesiveness)*

Εάν για το ζεύγος δράσεων  $(a,b)$  ισχύει:  $g_i(a) = g_i(b), \forall i \neq j$  και  $g_i(a) > g_i(b)$ , τότε η δράση  $a$  υπερέχει της  $b$  ( $aSb$ ).

##### *Επάρκεια (exhaustiveness)*

Εάν για το ζεύγος δράσεων  $(a,b)$  ισχύει:  $g_i(a) = g_i(b), \forall i = 1, 2, \dots, n$ , αυτό συνεπάγεται ότι η δράση  $a$  είναι αδιάφορη της  $b$ , δηλαδή δεν απουσιάζει κανένα κριτήριο απόφασης από το σύνολο των  $n$  κριτηρίων.

##### *Μη πλεονασμός (non-redundancy)*

Η διαγραφή ενός κριτηρίου  $g_i$  από το σύνολο των κριτηρίων είναι ικανή να αναιρέσει μια από τις δύο προηγούμενες συνθήκες για κάποια ζεύγη δράσεων.

Σε περίπτωση που ο αποφασίζων κρίνει ότι, μεταξύ δύο δράσεων που μπορεί να εμφανίζουν τις ίδιες τιμές στα κριτήρια, η πρώτη προτιμάται έναντι της δεύτερης, τούτο

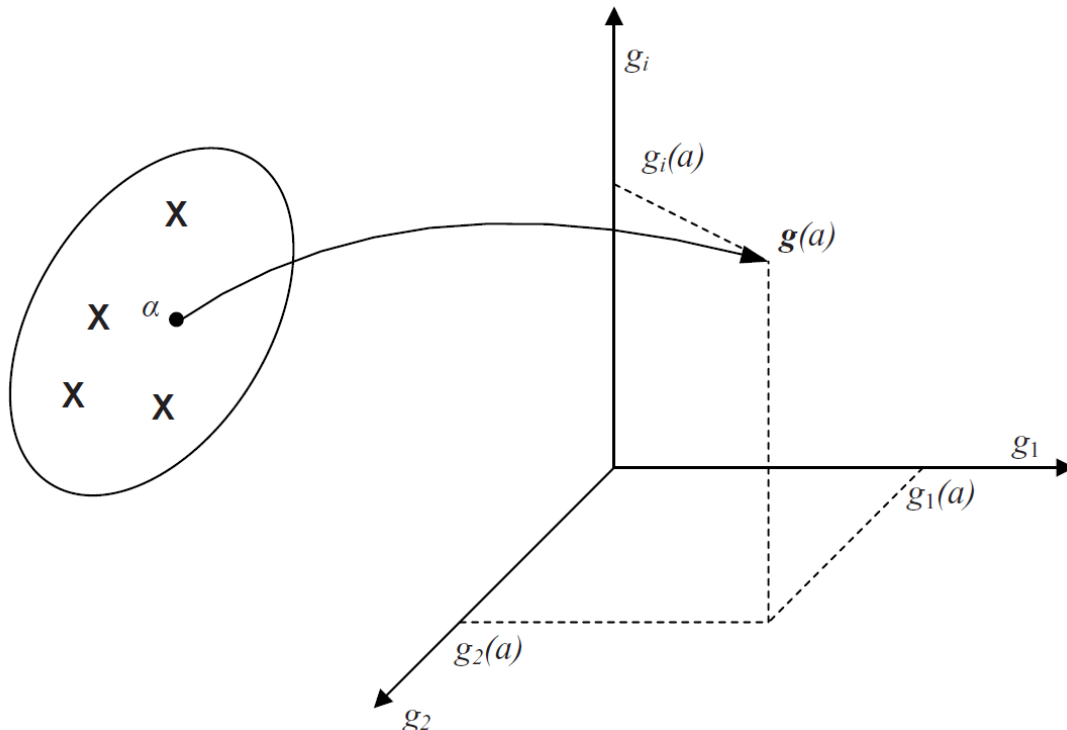
υποδηλώνει την απουσία κριτηρίου στο οποίο η πρώτη υπερέχει της δεύτερης. Συνεπώς, η οικογένεια κριτηρίων είναι ανεπαρκής.

Παρόμοιοι συλλογισμοί δύναται να αξιολογήσουν και τη συνθήκη του μη πλεονασμού. Ειδικότερα, εάν κάποιο κριτήριο διαγραφεί χωρίς αυτό να μετατρέψει τη δομή των προτιμήσεων του αποφασίζοντος για διάφορα ζεύγη δράσεων, αυτό καταδεικνύει το γεγονός ότι το συγκεκριμένο κριτήριο είναι πλεονασματικό.

Σε αυτό το πλαίσιο, μια συνεπής οικογένεια κριτηρίων θα πρέπει να περιλαμβάνει όσα κριτήρια απαιτούνται για την αξιολόγηση-κρίση των δράσεων και να μην περιλαμβάνει κριτήρια τα οποία πλεονάζουν. Σύμφωνα με τα παραπάνω, ο αναλυτής, προκειμένου να είναι βέβαιος για την ισχύ των συνθηκών της επάρκειας και του μη πλεονασμού, μπορεί να δρομολογήσει έναν διάλογο με τον αποφασίζοντα, με βάση ένα πρωτόκολλο επικοινωνίας, προσθέτοντας ή αφαιρώντας κατάλληλα κριτήρια κατά τη σύγκριση εικονικών δράσεων όπου οι τιμές των κριτηρίων παρουσιάζουν διαφοροποίηση.

Μια συνεπής οικογένεια κριτηρίων απεικονίζει το σύνολο των δράσεων  $A$  μέσα στον  $n$ -διάστατο πραγματικό χώρο  $R^n$ , όπως αυτό παρουσιάζεται και στο Σχήμα 3.8.

Με  $g(a) = (g_1(a), g_2(a), \dots, g_n(a))$  συμβολίζουμε το διάνυσμα-γραμμή των τιμών της δράσης με  $a \in A$  πάνω στα  $n$  κριτήρια, το οποίο και ονομάζουμε πολυκριτήρια αξιολόγηση της δράσης  $a$ .



**Σχήμα 3.8.** Πολυκριτήρια Απεικόνιση του Συνόλου  $A$  στον Χώρο  $R^n$  (Grigoroudis & Siskos, 2010)

### Τυπολογία Κριτηρίων

Στο πλαίσιο των ανωτέρω ορισμών, οι κυριότεροι τύποι κριτηρίων που χρησιμοποιούνται για την υποστήριξη αποφάσεων είναι τέσσερις (Siskos, 2008):

- **Κριτήρια ποσοτικά ή μετρικά (measurable criteria):**

Η κλίμακα προτίμησης των συγκεκριμένων κριτηρίων είναι μια κλίμακα μέτρου. Ένα μετρικό κριτήριο παρέχει τη δυνατότητα σύγκρισης διαστημάτων στο εσωτερικό της κλίμακας. Επιπλέον, σε περίπτωση που ο αποφασίζων έχει ορίσει κατώφλια αδιαφορίας και / ή προτίμησης για την κλίμακα των τιμών ενός κριτηρίου, το κριτήριο αυτό μπορεί να είναι ένα ημικριτήριο, προκριτήριο ή ψευδοκριτήριο.

- **Κριτήρια ποιοτικά ή διάταξης (ordinal criteria):**

Είναι κριτήρια των οποίων η κλίμακα προτίμησης είναι μία κλίμακα διάταξης. Ένα κριτήριο διάταξης ορίζει μόνο μια προδιάταξη (weak order), δηλαδή διάταξη (order) με ισοδυναμίες πάνω στο σύνολο των δράσεων, όμως, σε μερικές περιπτώσεις, ένα κριτήριο διάταξης μπορεί να συνοδεύεται από την ύπαρξη κατωφλίων προτίμησης, όπως ισχύει και στην περίπτωση ενός ποσοτικού κριτηρίου.

- **Κριτήρια πιθανοτικά (stochastic criteria):**

Πρόκειται για κριτήρια στα οποία η αξιολόγηση μιας δράσης είναι, κατά πάσα πιθανότητα, γνωστή πάνω στην κλίμακα του κριτηρίου. Εάν με  $[g_*, g^*]$  ορίσουμε την κλίμακα του κριτηρίου  $g$ , η τιμή της δράσης  $a$  ορίζεται μέσω μιας συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας  $\delta^a$  η οποία υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\sum_j \delta^a(g^j) = 1 \text{ (όταν η κλίμακα είναι διακριτή)} \quad (3.3)$$

$$\int_{g_*}^{g^*} \delta^a(g) dg = 1 \text{ (όταν η κλίμακα είναι συνεχής)} \quad (3.4)$$

### **Στάδιο III. Μοντέλο Ολικής Προτίμησης**

Το μοντέλο ολικής προτίμησης αποτελεί, ουσιαστικά, τον κανόνα σύνθεσης των κριτηρίων δηλαδή των μοντέλων μερικής προτίμησης. Στο πλαίσιο αυτό, οι δράσεις του συνόλου  $A$  συγκρίνονται σύμφωνα με το μοντέλο αυτό και την κατηγορία της προβληματικής που καθορίστηκε κατά το Στάδιο I. Επιπλέον, ο αναλυτής πρέπει να καθορίσει μια μέθοδο πολυκριτηριακής ανάλυσης με την οποία θα συγκρίνονται οι δράσεις του συνόλου  $A$  έχοντας λάβει υπόψιν συνολικά όλες τις τιμές των δράσεων πάνω στα κριτήρια της συνεπούς οικογένειας κριτηρίων.

Τα μοντέλα σύνθεσης πολλαπλών κριτηρίων διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες (Siskos, 2008):

- **Αντισταθμιστικά μοντέλα** (compensatory models):

Στην συγκεκριμένη κατηγορία μοντέλων, η υποβάθμιση ενός κριτηρίου μπορεί να αποζημιωθεί από τη βελτίωση της τιμής ενός άλλου κριτηρίου.

- **Μη αντισταθμιστικά μοντέλα** (non-compensatory models):

Στα μη-αντισταθμιστικά μοντέλα, η αντιστάθμιση ενός κριτηρίου από ένα άλλο κριτήριο δεν είναι επιτρεπτή.

Επιπλέον, οι βασικές κατηγορίες πολυκριτήριων μεθόδων παρουσιάζονται ακολούθως (Roy, 1985):

- **Συναρτησιακές μέθοδοι:**

Στη συγκεκριμένη κατηγορία μεθόδων, η σύνθεση των κριτηρίων συντελείται μέσω μιας ή περισσότερων συναρτήσεων αξίας ή χρησιμότητας.

- **Σχεσιακές μέθοδοι:**

Οι σχεσιακές μέθοδοι συνθέτουν τα κριτήρια μέσω μιας ή περισσότερων σχέσεων υπεροχής.

- **Αναλυτικές μέθοδοι:**

Στη δεδομένη κατηγορία μεθόδων, η σύνθεση των κριτηρίων επιτυγχάνεται εμμέσως από τα δεδομένα ολικής προτίμησης του αποφασίζοντος.

#### **Στάδιο IV. Υποστήριξη της Απόφασης**

Στο τελευταίο στάδιο, ο αναλυτής του προβλήματος οδηγείται σε αναζήτηση και οργάνωση των απαντήσεων σε συγκεκριμένα ερωτήματα που (ενδεχομένως) θέτουν οι εμπλεκόμενοι στη διαδικασία λήψης απόφασης και, ιδιαίτερα, ο αποφασίζων. Το συγκεκριμένο στάδιο αποτελεί ουσιαστικά συμπληρωματικό του προηγούμενου σταδίου και έχει, κυρίως, να κάνει με τη μη εκμεταλλευσιμότητα μιας λύσης που εξάγεται από την υλοποίηση του μοντέλου. Σε αυτό το πλαίσιο, οι τεχνικές που οδηγούν στην αρτιότερη υποστήριξη ή τεκμηρίωση διαφόρων επιλογών βασίζονται κάθε φορά στο μοντέλο ολικής προτίμησης που έχει επιλεγεί κατά το προηγούμενο Στάδιο.

### **3.3.2 Κύρια Θεωρητικά Ρεύματα της Πολυκριτήριας Ανάλυσης**

Ο χώρος της πολυκριτήριας ανάλυσης αποτελεί ένα επιστημονικό πεδίο που διακρίνεται για την ευρύτητα ως προς τα είδη των μεθοδολογικών προσεγγίσεων που έχουν

αναπτυχθεί εντός αυτού με στόχο την αντιμετώπιση προβλημάτων λήψης απόφασης. Οι προσεγγίσεις που αναπτύσσονται στο πλαίσιο της πολυκριτήριας ανάλυσης εμφανίζουν αξιοσημείωτες διαφοροποιήσεις στη μορφή των υποδειγμάτων που αναπτύσσονται αλλά και στη διαδικασία που ακολουθείται για την ανάπτυξη των αντίστοιχων υποδειγμάτων (Dourmos & Zorounidis, 2004).

Σύμφωνα και με το παραπάνω, διακεκριμένοι ερευνητές του τομέα της πολυκριτήριας ανάλυσης έχουν προτείνει ποικίλες ομαδοποιήσεις των μεθοδολογικών προσεγγίσεων της πολυκριτήριας ανάλυσης, συμπληρωματικά αυτών που αναλύθηκαν στην προηγούμενη Ενότητα 2.2.1, ως ακολούθως:

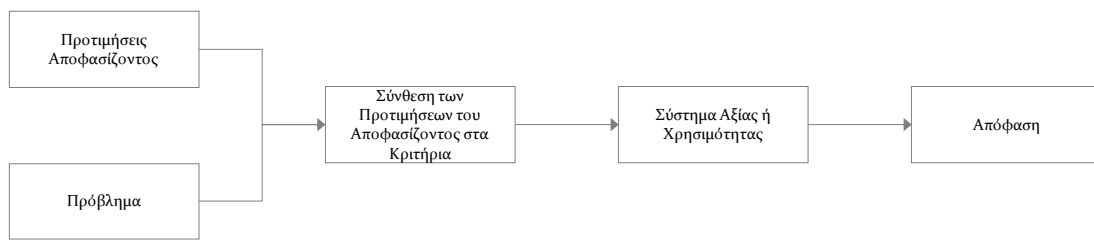
Ο Roy (1985) πρότεινε μια ομαδοποίηση της πολυκριτήριας ανάλυσης σε τρεις βασικές κατηγορίες, στηριζόμενες στη μορφή των υποδειγμάτων που αναπτύσσονται:

- **Προσεγγίσεις μοναδικής σύνθεσης των κριτηρίων** μη λαμβάνοντας υπόψιν κάθε ασυγκριτικότητα μεταξύ των εναλλακτικών δραστηριοτήτων (unique synthesis criterion).
- **Προσεγγίσεις βασιζόμενες στις σχέσεις υπεροχής** λαμβάνοντας υπόψιν την πιθανή ασυγκριτικότητα μεταξύ των εναλλακτικών δραστηριοτήτων (outranking synthesis approach).
- **Αλληλεπιδραστικές προσεγγίσεις** (interactive local judgment approach).

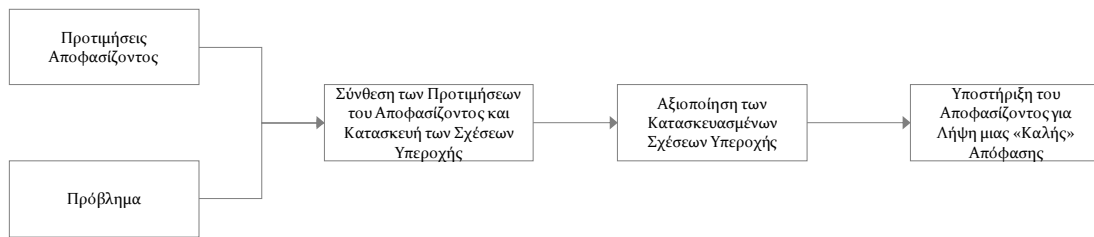
Οι Pardalos et al. (1995) πρότειναν μια εναλλακτική ομαδοποίηση των πολυκριτήριων προσεγγίσεων, η οποία παράλληλα με τη μορφή των υποδειγμάτων που αναπτύσσονται, λαμβάνει υπόψιν και τον τρόπο με τον οποίο πραγματοποιείται η ανάπτυξή τους. Η ομαδοποίηση αυτή ενσωματώνει τέσσερις κατηγορίες προσεγγίσεων, ως εξής (Σχήμα 3.9):

- **Πολυκριτήρια θεωρία χρησιμότητας** (multiattribute utility theory ή value system approach)
- **Θεωρία των σχέσεων υπεροχής** (outranking relations)
- **Αναλυτική-συνθετική προσέγγιση** (preference disaggregation approach)
- **Πολυκριτήριος μαθηματικός προγραμματισμός** (multiobjective mathematical programming)

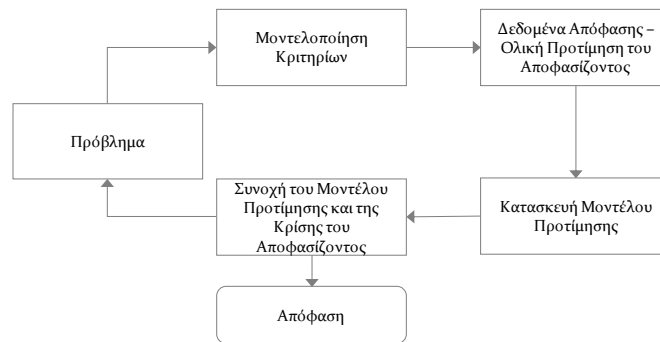
**Πολυκριτήρια Θεωρία Χρησιμότητας**



**Θεωρία των Σχέσεων Υπεροχής**



**Αναλυτική-συνθετική Προσέγγιση**

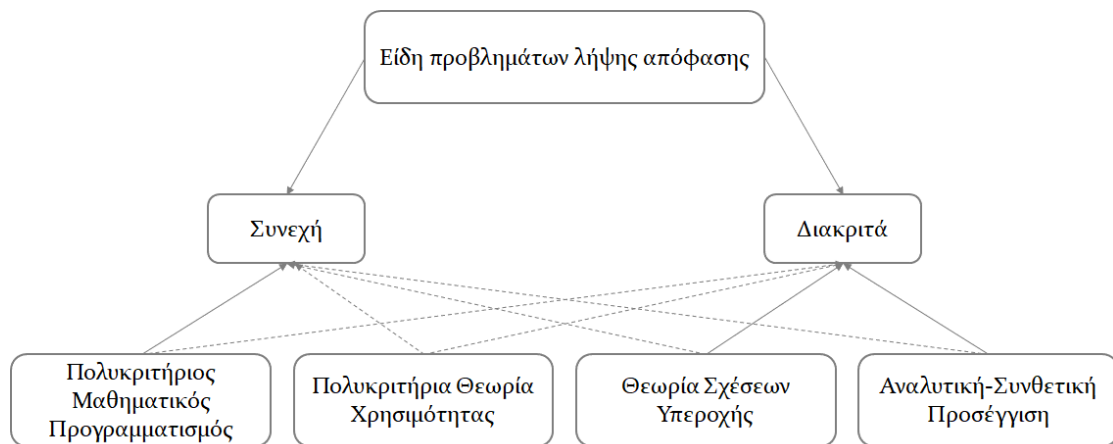


**Πολυκριτήριος Μαθηματικός Προγραμματισμός**



**Σχήμα 3.9.** Θεωρητικές Προσεγγίσεις της Πολυκριτήριας Ανάλυσης (Siskos & Spyridakos, 1999)

Από τις συγκεκριμένες προσεγγίσεις της πολυκριτήριας ανάλυσης αποφάσεων, η πολυκριτήρια θεωρία χρησιμότητας, η θεωρία των σχέσεων υπεροχής και η αναλυτική-συνθετική προσέγγιση προσανατολίζονται προς την αντιμετώπιση διακριτών προβλημάτων λήψης αποφάσεων. Βασικός σκοπός των προσεγγίσεων αυτών είναι η σύνθεση όλων των κριτηρίων με απώτερο στόχο την αξιολόγηση ενός πεπερασμένου συνόλου εναλλακτικών δραστηριοτήτων βάσει των προβληματικών της επιλογής, της κατάταξης ή της ταξινόμησης. Ο πολυκριτήριος μαθηματικός προγραμματισμός, αντιθέτως, αποτελεί μια γενίκευση της θεωρίας του μαθηματικού προγραμματισμού σε περιπτώσεις όπου είναι απαραίτητο να βελτιστοποιηθούν πολλαπλές αντικειμενικές συναρτήσεις (Dourmos & Zorounidis, 2004).



**Σχήμα 3.10.** Συμβολή των Θεωρητικών Ρευμάτων της Πολυκριτήριας Ανάλυσης στην Επίλυση Προβλημάτων Λήψης Αποφάσεων (Dourmos, 2000)

Η συμβολή του κάθε θεωρητικού ρεύματος της πολυκριτήριας ανάλυσης δεν περιορίζεται, αποκλειστικά, στην αντιμετώπιση μόνο ενός είδους προβλημάτων λήψης αποφάσεων (συνεχή ή διακριτά) (Σχήμα 3.10). Ειδικότερα, η πολυκριτήρια θεωρία χρησιμότητας, η θεωρία των σχέσεων υπεροχής και η αναλυτική-συνθετική προσέγγιση είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν και ως εργαλεία για την αντιμετώπιση συνεχών προβλημάτων, συμβάλλοντας στην αποτύπωση του συστήματος αξιών και προτιμήσεων του αποφασίζοντος σε ένα μαθηματικό υπόδειγμα. Το συγκεκριμένο υπόδειγμα, σε συνδυασμό με τεχνικές πολυκριτήριου μαθηματικού προγραμματισμού, μπορεί να συμβάλει στην επίλυση συνεχών προβλημάτων. Κατά αντιστοιχία, και η κατηγορία του πολυκριτήριου μαθηματικού προγραμματισμού μπορεί να οδηγήσει στην αντιμετώπιση διακριτών προβλημάτων (Dourmos & Zorounidis, 2004).

Η πολυκριτήρια θεωρία χρησιμότητας και η θεωρία των σχέσεων υπεροχής επικεντρώνονται στην αντιμετώπιση προβλημάτων αξιολόγησης ενός πεπερασμένου συνόλου εναλλακτικών δραστηριοτήτων, δίνοντας ιδιαίτερη έμφαση στη μοντελοποίηση και αναπαράσταση του συστήματος αξιών και προτιμήσεων του αποφασίζοντος μέσα από μια προκαθορισμένη μαθηματική μορφή (συνάρτηση χρησιμότητας ή σχέση υπεροχής). Σε αντίθεση, η αναλυτική-συνθετική προσέγγιση προσανατολίζεται στην ανάπτυξη ενός γενικού μεθοδολογικού πλαισίου που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση των αποφάσεων που λαμβάνει ο αποφασίζων προκειμένου να καθοριστεί το κατάλληλο υπόδειγμα σύνθεσης των κριτηρίων που ανταποκρίνεται στο σύστημα αξιών και προτιμήσεων του αποφασίζοντα (Dourmos, 2000).

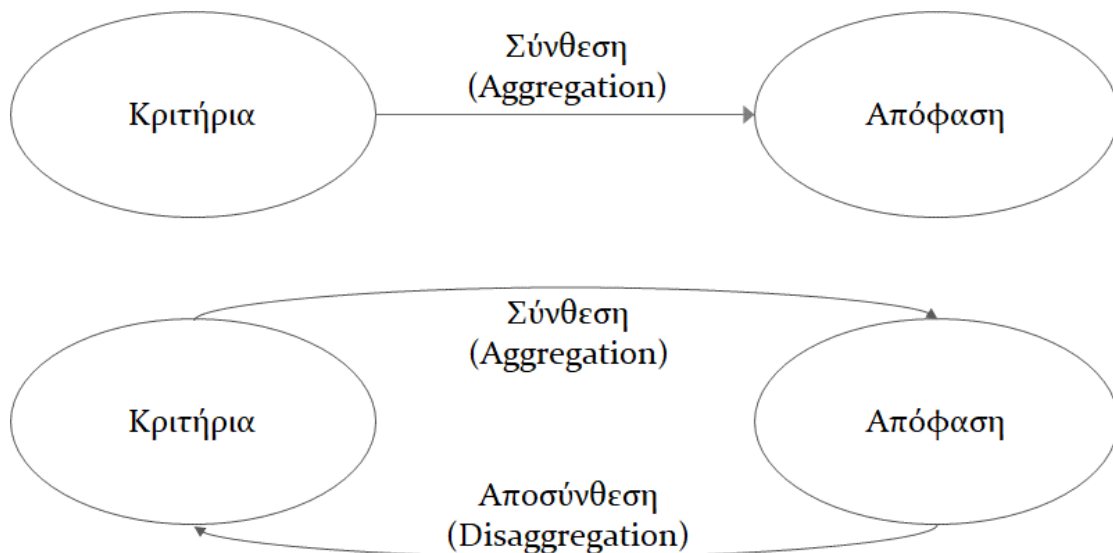
Στην υποενότητα που ακολουθεί παρατίθεται μια περιγραφή των βασικών εννοιών και αρχών της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης.



### 3.3.3 Αναλυτική-Συνθετική Προσέγγιση

Η αναλυτική-συνθετική προσέγγιση ή απλά αναλυτική προσέγγιση (disaggregation approach) εστιάζεται στη συσχέτιση μεταξύ των πραγματικών δεδομένων απόφασης και του μοντέλου απόφασης προκειμένου να επιτυγχάνεται η μέγιστη συμβατότητα μοντέλου-αποφασίζοντος. Ειδικότερα, στις μεθόδους της συγκεκριμένης προσέγγισης, εκτιμώνται ή συμπεραίνονται οι παράμετροι εκείνες ενός μοντέλου απόφασης που επιτρέπουν τη βέλτιστη ανασύσταση μιας απόφασης.

Τα μοντέλα της πολυκριτήριας ανάλυσης, κατά μεγάλη πλειοψηφία, παρουσιάζουν μια παραδοσιακή αντίληψη του ορθολογισμού που στηρίζεται στις αρχές της γραμμικότητας και της αιτιότητας, δηλαδή στη λογική ότι η απόφαση καθορίζεται από τα κριτήρια (συνθετική προσέγγιση - aggregation approach). Η αναλυτική-συνθετική προσέγγιση (aggregation-disaggregation approach) από την άλλη πλευρά, υποθέτει ότι η απόφαση και τα κριτήρια επιδέχονται προοδευτική επεξεργασία αλληλοδομούμενα στο πέρασ του χρόνου, όπως αυτό αποτυπώνεται στο Σχήμα 3.11.



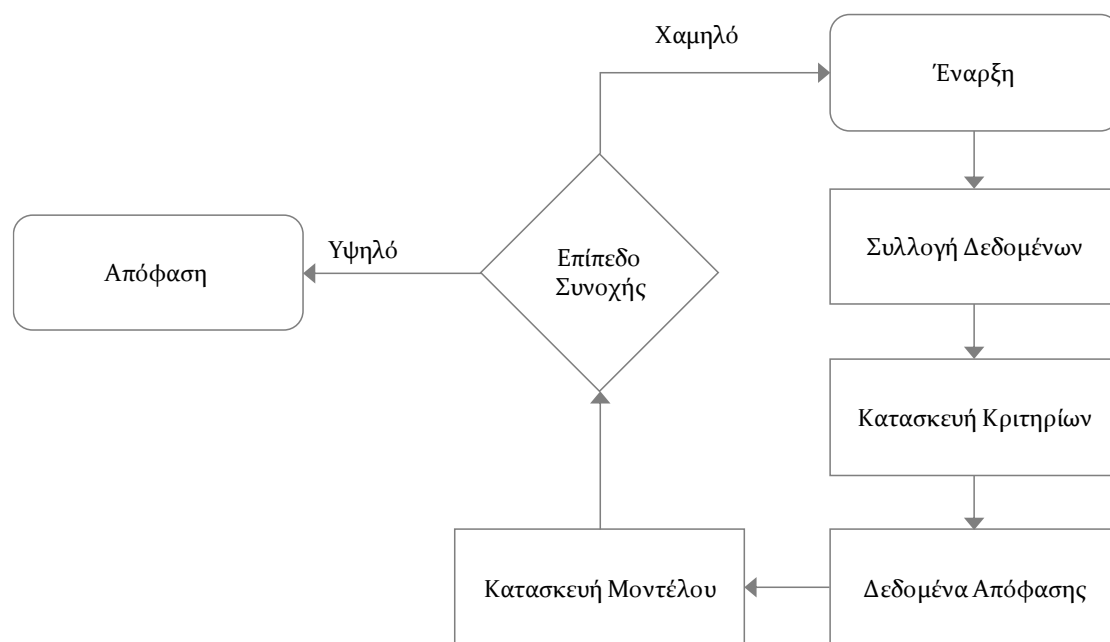
**Σχήμα 3.11.** (α) Παραδοσιακή και (β) Αναλυτική-Συνθετική Προσέγγιση Προβλημάτων Απόφασης (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Για την αποσαφήνιση της ολικής προτίμησης ενός αποφασίζοντος, οι Jacquet-Lagrèze & Siskos (2001) σημειώνουν την αναγκαιότητα ύπαρξης ενός συνόλου δράσεων αναφοράς  $A_R$  (reference actions), το οποίο δύναται να αποτελεί είτε ένα σύνολο προγενέστερων δράσεων, είτε ένα υποσύνολο των πραγματικών δράσεων του προβλήματος, ιδιαίτερα όταν το  $A$  είναι αρκετά μεγάλο ( $A_R \subset A$ ), είτε ένα σύνολο εικονικών δράσεων που μπορεί να αξιολογηθεί με ευκολία από τον αποφασίζοντα ώστε να μπορεί να εκφράσει τις δικές του ολικές προτιμήσεις.

Σε καθεμία από τις παραπάνω περιπτώσεις ζητείται από τον αποφασίζοντα να εξωτερικεύσει ή/και να επιβεβαιώσει τις ολικές προτιμήσεις του στο σύνολο  $A_R$ , λαμβάνοντας υπόψη τις επιδόσεις των δράσεων αναφοράς στο σύνολο των κριτηρίων.

Η φιλοσοφία αυτή προϋποθέτει ότι το αποτέλεσμα μιας απόφασης μπορεί είτε να παρατηρηθεί (σε περιπτώσεις αποφάσεων με επαναληπτικό χαρακτήρα) είτε να εξωτερικευτεί από τον αποφασίζοντα (μέσα από διαλογικές διαδικασίες). Όταν το μοντέλο απόφασης προσδιοριστεί, ακολουθεί η επέκτασή του (extrapolation) στο υπό μελέτη σύνολο  $A$  των δράσεων του προβλήματος.

Η αρχή της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης (aggregation-disaggregation approach) αποτυπώνεται στο Σχήμα 3.12.



Σχήμα 3.12. Διαδικασία της Αναλυτικής-Συνθετικής Προσέγγισης (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Σε περίπτωση ασυνέπειας μεταξύ του αποφασίζοντος και του κατασκευασμένου μοντέλου προτίμησης αναπροσαρμόζονται είτε η οικογένεια κριτηρίων είτε τα δεδομένα απόφασης.

## Μέθοδος UTA

### Βασικές Αρχές

Η μέθοδος UTA (UTilities Additives) προτάθηκε από τους Jacquet-Lagrèze & Siskos (1982), αποτελεί μια οικογένεια μοντέλων αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης και έχει ως βασικό στόχο την εκτίμηση (επαγωγή) μιας ή περισσότερων προσθετικών συναρτήσεων αξίας από μία προδιάταξη (διάταξη με ισοδυναμίες) ενός συνόλου αναφοράς  $A_R$ . Η συγκεκριμένη μέθοδος εφαρμόζει ειδικές τεχνικές γραμμικού προγραμματισμού προκειμένου να καθορίσει τις συγκεκριμένες συναρτήσεις, έτσι ώστε

η(οι) κατάταξη(εις) που αποκτάται(ώνται) μέσω αυτών των συναρτήσεων στο σύνολο  $A_R$  να είναι όσο το δυνατόν πιο συμβατή(ές).

Το μοντέλο σύνθεσης των κριτηρίων (μοντέλο απόφασης) στη μέθοδο UTA είναι μια προσθετική συνάρτηση αξίας που έχει την ακόλουθη μορφή (Jacquet-Lagreze & Siskos, 1982):

$$u(\mathbf{g}) = \sum_{i=1}^n u_i(g_i) \quad (3.5)$$

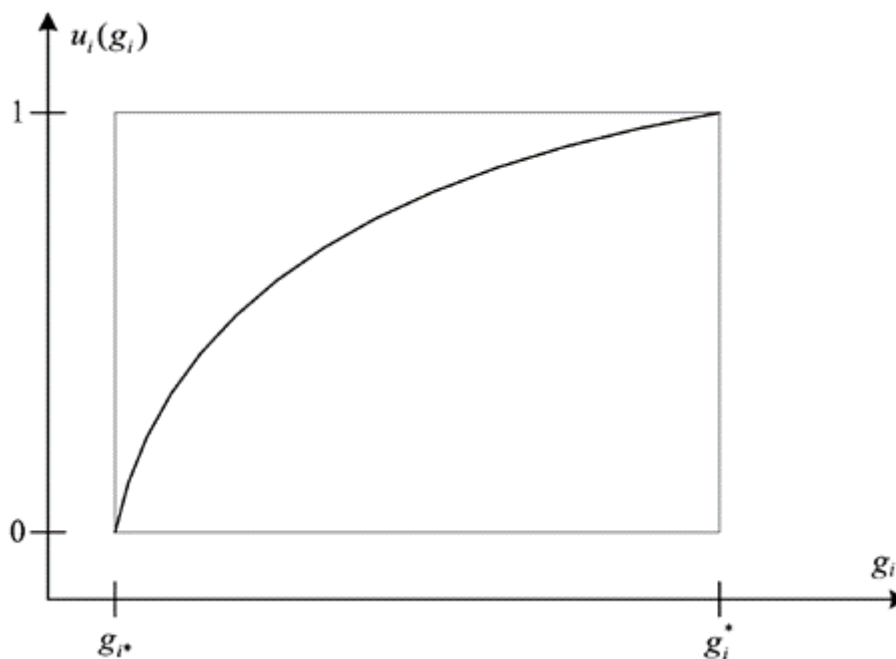
Υπό τους παρακάτω περιορισμούς κανονικοποίησης:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n u_i(g_i^*) = 1 \\ u_i(g_{i*}) = 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.6)$$

Όπου  $u_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) είναι οι αύξουσες συναρτήσεις των  $g_i$  που ονομάζονται περιθώριες ή μερικές συναρτήσεις αξίας (marginal value functions) (Σχήμα 3.13).

Η ύπαρξη ενός τέτοιου μοντέλου προϋποθέτει βέβαια την προτιμησιακή ανεξαρτησία των κριτηρίων (preferential independence) για τον αποφασίζοντα. Η ιδιότητα της συνέπειας ή μονοτονίας θα πρέπει να ισχύει τόσο για τις περιθώριες συναρτήσεις όσο και για την ολική συνάρτηση αξίας. Ειδικότερα, και για την τελευταία περίπτωση, θα πρέπει να ισχύουν οι εξής ιδιότητες:

$$\begin{cases} u[g(a)] > u[g(b)] \leftrightarrow a > b \text{ (προτίμηση)} \\ u[g(a)] = u[g(b)] \leftrightarrow a \sim b \text{ (αδιαφορία)} \end{cases} \quad (3.7)$$



Σχήμα 3.13. Περιθώρια Συνάρτηση Αξίας (Siskos et al., 2016)

### Μαθηματική Ανάπτυξη

Κάνοντας χρήση του προσθετικού μοντέλου (3.5)-(3.6) που παρουσιάστηκε προηγουμένως και λαμβάνοντας υπόψιν τις σχέσεις προτίμησης (3.7), η αξία κάθε εναλλακτικής  $a \in A_R$  λαμβάνει την ακόλουθη μορφή:

$$u'[\mathbf{g}(a)] = \sum_{i=1}^n u_i[g_i(a)] + \sigma(a) \quad \forall a \in A_R \quad (3.8)$$

Όπου  $\sigma(a)$  είναι το ενδεχόμενο σφάλμα σε σχέση με το  $u'[\mathbf{g}(a)]$ .

Για την εκτίμηση των αντίστοιχων περιθωρίων συναρτήσεων αξίας σε μια γραμμική κατά τμήματα μορφή γίνεται χρήση της γραμμικής παρεμβολής (Jacquet-Lagrèze & Siskos, 1982). Με βάση το ανωτέρω, το διάστημα  $[g_i^*, g_i^*]$  χωρίζεται σε  $(\alpha_i - 1)$  ίσα διαστήματα για κάθε κριτήριο και τα τελικά σημεία  $g_i^j$  δίνονται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$g_i^j = g_i^* + \frac{j-1}{\alpha_i - 1} (g_i^* - g_i^*) \quad \forall j = 1, 2, \dots, \alpha_i \quad (3.9)$$

Η περιθώρια αξία μιας εναλλακτικής  $a$  υπολογίζεται μέσω της γραμμικής παρεμβολής ως ακολούθως:

$$u_i[g_i(a)] = u_i(g_i^j) + \frac{g_i(a) - g_i^j}{g_i^{j+1} - g_i^j} [u_i(g_i^{j+1}) - u_i(g_i^j)] \quad \text{για } g_i(a) \in [g_i^j, g_i^{j+1}] \quad (3.10)$$

Επιπλέον, το σύνολο αναφοράς  $A_R = \{a_1, a_2, \dots, a_m\}$  «ανακατατάσσεται» κατάλληλα ώστε οι δράσεις να είναι διατεταγμένες σε μια σειρά προτίμησης, δηλαδή η  $a_1$  να αντιπροσωπεύει την κεφαλή και η  $a_m$  την ουρά της κατάταξης. Δεδομένου ότι η συγκεκριμένη κατάταξη έχει τη μορφή μιας προδιάταξης  $R$ , για κάθε ζεύγος διαδοχικών δράσεων  $(a_k, a_{k+1})$  ισχύει είτε  $a_k > a_{k+1}$  (προτίμηση) είτε  $a_k \sim a_{k+1}$  (αδιαφορία). Με βάση αυτά, αν τεθεί

$$\Delta(a_k, a_{k+1}) = u'[\mathbf{g}(a_k)] - u'[\mathbf{g}(a_{k+1})] \quad (3.11)$$

τότε ισχύει μια από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

$$\begin{cases} \Delta(a_k, a_{k+1}) \geq \delta \text{ αν και μόνο αν } a_k > a_{k+1} \\ \Delta(a_k, a_{k+1}) = 0 \text{ αν και μόνο αν } a_k \sim a_{k+1} \end{cases} \quad (3.12)$$

όπου  $\delta$  είναι ένας μικρός θετικός αριθμός που διαχωρίζει σημαντικά δύο διαδοχικές κλάσεις ισοδυναμίας της  $R$ .

Σύμφωνα με την υπόθεση σχετικά με την μονοτονία των προτιμήσεων, οι περιθώριες αξίες  $u_i(g_i)$  πρέπει να ικανοποιούν το σύνολο των ακόλουθων περιορισμών:

$$u_i(g_i^{j+1}) - u_i(g_i^j) \geq s_i \quad \forall j = 1, 2, \dots, \alpha_{i-1} - 1, i = 1, 2, \dots, n \quad (3.13)$$

όπου  $s_i \geq 0$  είναι τα κατώφλια αδιαφορίας που ορίζονται για κάθε κριτήριο  $g_i$ . Τα συγκεκριμένα κατώφλια δεν είναι απαραίτητο να χρησιμοποιούνται σε κάθε περίπτωση

εφαρμογής της μεθόδου UTA, αλλά είναι ιδιαίτερα χρήσιμα για την αποφυγή φαινομένων, όπου:  $u_i(g_i^{j+1}) - u_i(g_i^j)$  όταν  $g_i^{j+1} > g_i^j$  (Jacquet-Lagrèze & Siskos, 1982).

Τελικά, οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας υπολογίζονται με χρήση του ακόλουθου γραμμικού προγράμματος (Γ.Π.), όπου ως περιορισμοί χρησιμοποιούνται οι σχέσεις (3.5), (3.6), (3.12) και (3.13), ενώ η αντικειμενική συνάρτηση είναι το συνολικό προκαλούμενο σφάλμα:

$$\left\{ \begin{array}{l} [\min]F = \sum_{a \in A_R} \sigma(a) \\ \text{υπό τους περιορισμούς} \\ \Delta(a_k, a_{k+1}) \geq \delta \text{ αν } a_k > a_{k+1} \\ \Delta(a_k, a_{k+1}) = 0 \text{ αν } a_k \sim a_{k+1} \end{array} \right\} \forall k \quad (3.14)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} u_i(g_i^{j+1}) - u_i(g_i^j) \geq 0 \forall i \text{ και } j \\ \sum_{i=1}^n u_i(g_i^*) = 1 \\ u_i(g_{i*}) = 0, u_i(g_i^j) \geq 0, \sigma(a) \geq 0 \forall a \in A_R, \forall i \text{ και } j \end{array} \right.$$

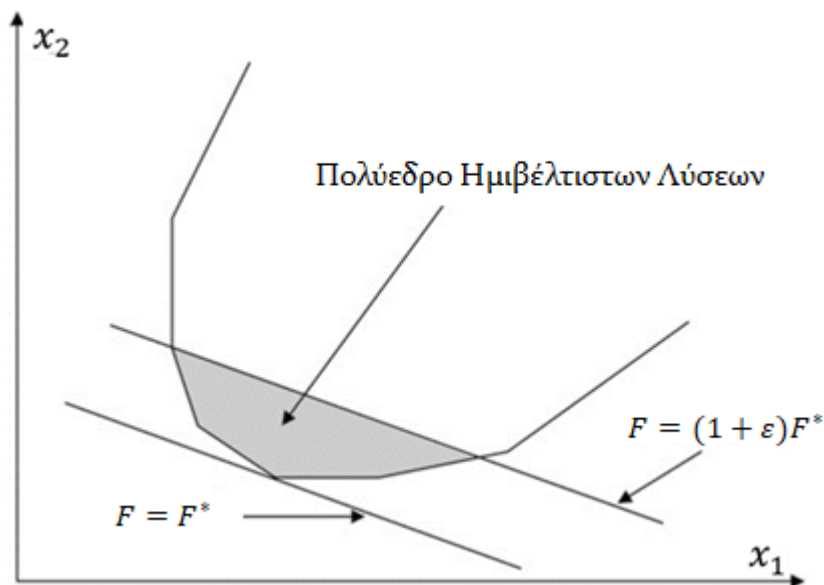
### Ανάλυση Ευστάθειας

Η ανάλυση ευστάθειας των αποτελεσμάτων του Γ.Π. (3.14) αντιμετωπίζεται ως ένα πρόβλημα ανάλυσης μεταβελτιστοποίησης. Ειδικότερα, αν η βέλτιστη λύση δώσει  $F^* = 0$ , τότε το πολύεδρο των αποδεκτών λύσεων για τα  $u_i(g_i)$  δεν είναι κενό, αλλά υπάρχουν πολλαπλές συναρτήσεις αξίας που είναι απόλυτα συνεπείς με την προδιάταξη R. Ακόμη και στην περίπτωση που η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι μη μηδενική, υπάρχουν και άλλες λύσεις, λιγότερο καλές για την F, που είναι σε θέση να βελτιώσουν άλλα εναλλακτικά κριτήρια βελτιστοποίησης (π.χ. τον συντελεστή συσχέτισης  $\tau$  του Kendall).

Στο Σχήμα 3.14 παρουσιάζεται ο χώρος των ημιβέλτιστων λύσεων που καθορίζεται από το πολύεδρο (3.15), ως εξής:

$$\left\{ \begin{array}{l} F \leq F^* + \varepsilon(F^*) \\ \text{όλοι οι περιορισμοί του Γ.Π. (3.14)} \end{array} \right. \quad (3.15)$$

Όπου  $\varepsilon(F^*)$  είναι ένα θετικό (ή μηδέν) κατώφλι, το οποίο καθορίζεται ως ένα μικρό ποσοστό του σφάλματος  $F^*$ .



**Σχήμα 3.14.** Ανάλυση Ευστάθειας στη Μέθοδο UTA (Jacquet-Lagrèze & Siskos, 1982)

Στην αρχική μορφή της μεθόδου UTA, προτείνεται από τους Jacquet-Lagrèze & Siskos (1982) η διερεύνηση του πολυέδρου (3.15) μέσω μιας ευρετικής μεθόδου αναζήτησης ημιβέλτιστων λύσεων, επιλύοντας τα ακόλουθα Γ.Π.:

$$\begin{cases} [\min] u_i(g_i^*) \\ \text{στο} \\ \text{πολύεδρο (3.15)} \end{cases} \quad \text{και} \quad \begin{cases} [\max] u_i(g_i^*) \\ \text{στο} \\ \text{πολύεδρο (3.15)} \end{cases} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.16)$$

Ως τελική λύση του προβλήματος λογίζεται ως η μέση τιμή των λύσεων των προηγούμενων Γ.Π., που είναι και αυτή ημιβέλτιστη, εξαιτίας της κυρτότητας του πολυέδρου. Σε περίπτωση αστάθειας, οι λύσεις των Γ.Π. (3.16) παρουσιάζουν μεγάλη απόκλιση μεταξύ τους και η εκτιμώμενη μέση λύση είναι λιγότερο αντιπροσωπευτική. Σε κάθε περίπτωση, οι επιμέρους αυτές λύσεις υποδεικνύουν τη διακύμανση των βαρών των κριτηρίων  $g_i$  και, συνεπώς, δίνουν μια ιδέα της σημαντικότητας των κριτηρίων στο σύστημα προτιμήσεων του αποφασίζοντος.

## Μέθοδος MUSA

### Εισαγωγή

Η μέθοδος MUSA (MULTicriteria Satisfaction Analysis) είναι μια πολυκριτήρια μέθοδος που παρέχει ποσοτικές μετρήσεις της ικανοποίησης των πελατών λαμβάνοντας υπόψη την ποιοτική μορφή των προτιμήσεων αυτών (Siskos et al., 1998, Grigoroudis & Siskos, 2002). Βασικός στόχος της μεθόδου MUSA είναι η σύνθεση των ατομικών προτιμήσεων σε μια συνολική συνάρτηση αξίας σύμφωνα με την υπόθεση ότι η συνολική ικανοποίηση των πελατών καθορίζεται από ένα σύνολο κριτηρίων τα οποία αναπαριστούν τα διαφορετικά χαρακτηριστικά του υπό μελέτη προϊόντος ή υπηρεσίας. Σε αυτό το πλαίσιο, η μέθοδος MUSA εκτιμά τη συνολική και τις επιμέρους συναρτήσεις ικανοποίησης  $Y^*$  και

$X_i^*$  αντίστοιχα, με βάση τις προτιμήσεις  $Y$  και  $X_i$  των πελατών που έχουν καταγραφεί. Βασικός στόχος της μεθόδου MUSA είναι η επίτευξη της μέγιστης δυνατής συνέπειας μεταξύ της συνάρτησης αξιών  $Y^*$  και των προτιμήσεων των πελατών  $Y$ .

Ζητούμενο της συγκεκριμένης μεθόδου είναι η συλλογή δεδομένων μέτρησης της ικανοποίησης των πελατών που να κάνουν δυνατή την εξεύρεση μιας εφικτής λύσης η οποία να συμβαδίζει όσο το δυνατόν περισσότερο με τις προτιμήσεις τους και να εξασφαλίζει την ευστάθεια των εξαγόμενων αποτελεσμάτων. Σε αυτό το πλαίσιο, η εισαγωγή επιπρόσθετων πληροφοριών ή περιορισμών σε μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης είναι δυνατόν να βελτιώσει την ευστάθειά τους (Greco et al., 2008; 2010; Corrente et al., 2012).

Επιπροσθέτως, η μέθοδος ενσωματώνει ένα σύνολο παραμέτρων που είναι δυνατόν να έχουν επίδραση στην ευστάθεια των παρεχόμενων αποτελεσμάτων. Οι συγκεκριμένες παράμετροι διαφοροποιούνται με βάση τα χαρακτηριστικά του προβλήματος, όπως π.χ. το πλήθος κριτηρίων, ο αριθμός επιπέδων στις κλίμακες ικανοποίησης, η συνέπεια ή η διακύμανση των δεδομένων ή προσδιορίζονται από τον αναλυτή, όπως π.χ. κατώφλια προτίμησης, βαθμός παραχώρησης.

### **Βασικές Αρχές**

Η μέθοδος MUSA (MULTicriteria Satisfaction Analysis) είναι μια πολυκριτήρια μέθοδος μέτρησης της ικανοποίησης των πελατών η οποία βασίζεται στις γενικές αρχές της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (Ordinal Regression) κάνοντας χρήση τεχνικών γραμμικού προγραμματισμού (Jacquete-Lagrèze & Siskos, 1982, Siskos & Yannacopoulos, 1985, Siskos, 1985). Η συγκεκριμένη μέθοδος έχει ως στόχο την αποτίμηση του επιπέδου ικανοποίησης ενός συνόλου ατόμων (πελάτες, προσωπικό, κτλ.) βάσει των προτιμήσεών τους (Grigoroudis & Politis, 2015a).

Σε αυτό το πλαίσιο, η βασική εξίσωση της γραμμικής ανάλυσης παλινδρόμησης με την εισαγωγή μιας διπλής μεταβλητής σφάλματος, που αντιπροσωπεύει το σφάλμα υπερεκτίμησης και υποεκτίμησης, έχει την ακόλουθη μορφή :

$$Y^* = \sum_{i=1}^n b_i X_i^* \tag{3.17}$$

$$\sum_{i=1}^n b_i = 1$$

Με  $Y^*$  και  $X_i^*$  να είναι οι κανονικοποιημένες συναρτήσεις αξίας στο διάστημα  $[0, 100]$  και  $b_i$  να είναι ο συντελεστής βάρους του κριτηρίου  $i$ .

Στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζονται οι μεταβλητές του μοντέλου.

Πίνακας 3.3. Μεταβλητές της Μεθόδου MUSA

<i>Μεταβλητή</i>	<i>Περιγραφή</i>
$Y$	Ολική ικανοποίηση του πελάτη
$a$	Αριθμός των επιπέδων ολικής ικανοποίησης
$y^m$	Το $m$ -οστό επίπεδο ολικής ικανοποίησης ( $m = 1, 2, \dots, a$ )
$n$	Αριθμός των κριτηρίων
$X_i$	Ικανοποίηση του πελάτη με βάση το $i$ -οστό κριτήριο ( $i = 1, 2, \dots, n$ )
$a_i$	Αριθμός των επιπέδων ικανοποίησης για το $i$ -οστό κριτήριο
$x_i^k$	Το $k$ -οστό επίπεδο ικανοποίησης του $i$ -οστού κριτηρίου ( $k = 1, 2, \dots, a_i$ )
$Y^*$	Συνάρτηση αξίας του $Y$
$y^{*m}$	Αξία του $y^m$ επιπέδου ικανοποίησης
$X_i^*$	Συνάρτηση αξίας του $X_i$
$x_i^{*k}$	Αξία του $x_i^k$ επιπέδου ικανοποίησης

Οι κανονικοποιημένοι περιορισμοί για τις συναρτήσεις αξίας  $Y^*$  και  $X_i^*$  μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$\begin{cases} y^{*1} = 0, y^{*a} = 100 \\ x_i^{*1} = 0, x_i^{*a_i} = 100 \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.18)$$

Επιπλέον, εξαιτίας της ποιοτικής φύσης των  $Y$  και  $X_i$ , θεωρούνται οι ακόλουθες συνθήκες προτίμησης:

$$\begin{cases} y^{*m} \leq y^{*m+1} \Leftrightarrow y^{*m} \leq y^{*m+1} \text{ για } m = 1, 2, \dots, a - 1 \\ x_i^{*k} \leq x_i^{*k+1} \Leftrightarrow x_i^{*k} \leq x_i^{*k+1} \text{ για } k = 1, 2, \dots, a_i - 1 \end{cases} \quad (3.19)$$

Όπου το  $\leq$  υποδηλώνει «λιγότερο προτιμώμενο ή αδιάφορο».

Οι συναρτήσεις αξίας  $Y^*$  και  $X_i^*$  είναι μη γραμμικές συναρτήσεις στην κλίμακα τιμών των  $Y$  και  $X_i$ , αντίστοιχα.

### Μαθηματική Ανάπτυξη

Στόχος της μεθόδου MUSA είναι η κατάστρωση μιας προσθετικής συνάρτησης ολικής αξίας  $Y^*$  και ενός συνόλου μερικών συναρτήσεων αξίας/ικανοποίησης  $X_i^*$  από τις κρίσεις των πελατών που συλλέγονται. Σε αυτό το πλαίσιο, βασικός στόχος της μεθόδου είναι η επίτευξη της μέγιστης συνοχής μεταξύ των συναρτήσεων αξίας  $Y^*$  και της κρίσης των πελατών  $Y$ .

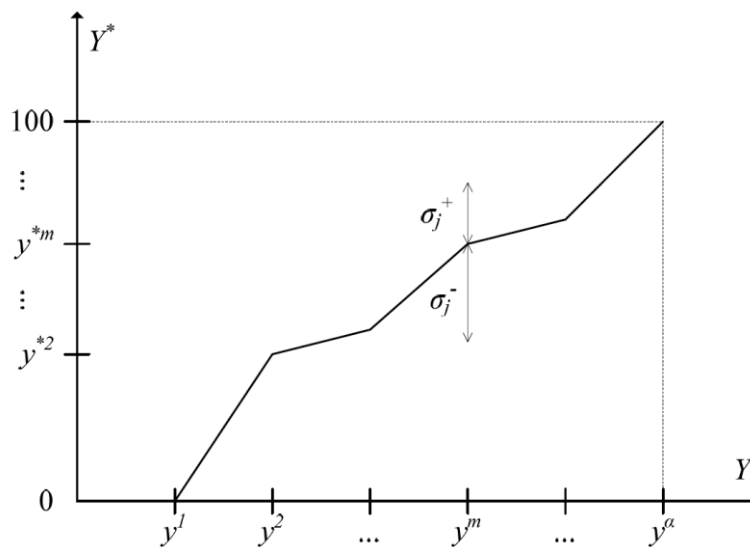


Σύμφωνα με το μοντέλο που παρουσιάστηκε πιο πάνω, και εισάγοντας μια διπλή μεταβλητή σφάλματος, η εξίσωση της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression) λαμβάνει την ακόλουθη μορφή:

$$\tilde{Y}^* = \sum_{i=1}^n b_i X_i^* - \sigma^+ + \sigma^- \quad (3.20)$$

Όπου  $\tilde{Y}^*$  είναι η εκτίμηση της συλλογικής συνάρτησης αξιών  $Y^*$ ,  $\sigma^+$  και  $\sigma^-$  είναι τα σφάλματα υπερεκτίμησης υποεκτίμησης, αντίστοιχα.

Η εξίσωση (3.20) ισχύει για κάθε ένα πελάτη που έχει εκφράσει μια συγκεκριμένη άποψη ικανοποίησης και, επομένως, οι μεταβλητές σφάλματος είναι αναγκαίο να ορισθούν για κάθε πελάτη χωριστά, όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα 3.15.



**Σχήμα 3.15.** Μεταβλητές Σφάλματος του j-οστού Πελάτη (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Με βάση τις υποθέσεις και τους ορισμούς που έχουν παρουσιαστεί πιο πάνω, το πρόβλημα της εκτίμησης της ικανοποίησης των πελατών μπορεί να λάβει την μορφή ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού, στο οποίο στόχος είναι η ελαχιστοποίηση του αθροίσματος των μεταβλητών σφάλματος υπό τους εξής περιορισμούς:

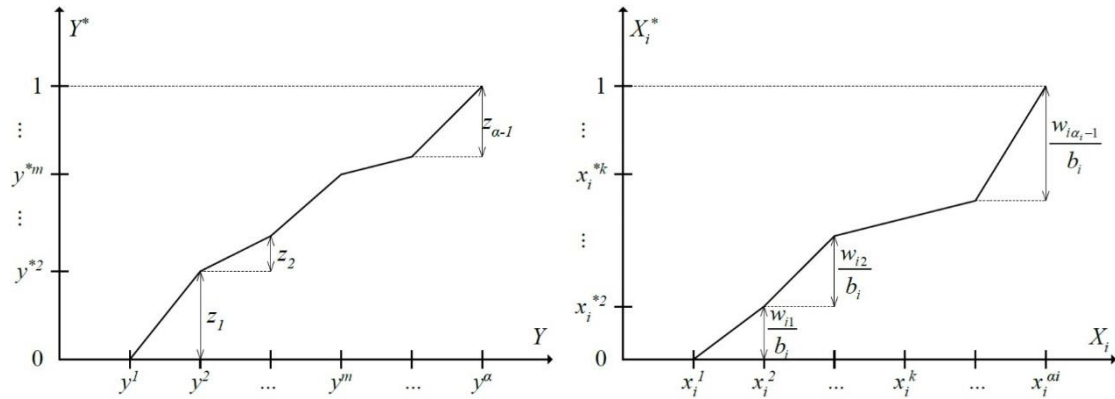
- Βασική εξίσωση της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης (3.20) για κάθε πελάτη,
- Περιορισμοί κανονικοποίησης των  $Y^*$  και  $X_i^*$  στο διάστημα  $[0, 100]$ ,
- Περιορισμοί μονοτονίας των  $Y^*$  και  $X_i^*$ .

Μείωση του μεγέθους του μαθηματικού προγράμματος μπορεί να υλοποιηθεί με στόχο τον περιορισμό της υπολογιστικής δυσκολίας εύρεσης της βέλτιστης λύσης, οδηγώντας σε εξάλειψη του συνόλου των περιορισμών μονοτονίας. Η συγκεκριμένη τροποποίηση είναι δυνατή μέσω της χρήσης νέων μεταβλητών, οι οποίες εκφράζουν τα διαδοχικά

βήματα αύξησης των συναρτήσεων  $Y^*$  και  $X_i^*$  (Siskos & Yannacopoulos, 1985, Siskos, 1985) και ορίζονται ως ακολούθως (βλέπε Σχήμα 3.16):

$$z_m = y^{*m+1} - y^{*m} \text{ για } m = 1, 2, \dots, a - 1 \quad (3.21)$$

$$w_{ik} = b_i w_i^{*k+1} - b_i w_i^{*k} \text{ για } k = 1, 2, \dots, a_i - 1 \text{ και } i = 1, 2, \dots, n$$



**Σχήμα 3.16.** Μεταβλητές Μετασχηματισμού  $z_m$  (αριστερά) και  $w_{ik}$  (δεξιά) (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Με τη χρήση των μετασχηματισμών (3.21) εξασφαλίζεται η γραμμικότητα του μοντέλου και οι αρχικές μεταβλητές απόφασης του γραμμικού προγράμματος λαμβάνουν την εξής μορφή:

$$\begin{cases} y^{*m} = \sum_{t=1}^{m-1} z_t \text{ για } m = 2, 3, \dots, a \\ b_i w_i^{*k} = \sum_{t=1}^{k-1} w_{it} \text{ για } k = 2, 3, \dots, a_i \text{ και } i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.22)$$

Έστω  $y^{tj}$  και  $x_i^{tj}$  οι κρίσεις ικανοποίησης του  $j$ -πελάτη με βάση τις καθορισμένες ποιοτικές κλίμακες  $Y$  και  $X_i$ , δηλαδή:

$$\begin{cases} y^{tj} \in Y = \{y^1, y^2, \dots, y^{tj}, \dots, y^a\} \\ x_i^{tj} \in X_i = \{x_i^1, x_i^2, \dots, x_i^{tj}, \dots, x_i^{a_i}\} \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.23)$$

Τότε, με τη χρήση των μεταβλητών  $z_m$  και  $w_{ik}$  και της εξίσωσης (3.21), η εξίσωση ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης (3.20) λαμβάνει την ακόλουθη μορφή:

$$\sum_{m=1}^{t_j-1} z_m = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{t_{ij}-1} w_{ik} - \sigma^+ + \sigma^- \text{ για } j = 1, 2, \dots, M \quad (3.24)$$

Όπου  $M$  είναι ο συνολικός αριθμός των πελατών.

Με βάση τους προηγούμενους ορισμούς, το βασικό Γ.Π. της μεθόδου MUSA παρουσιάζεται ακολούθως:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 [\min]F = \sum_{j=1}^M \sigma_j^+ + \sigma_j^- \\
 \text{Υπό τους περιορισμούς} \\
 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{t_j} w_{ik} - \sum_{m=1}^{t_j-1} z_m - \sigma_j^+ + \sigma_j^- = 0 \text{ για } j = 1, 2, \dots, M \\
 \sum_{m=1}^{a-1} z_m = 100 \\
 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{a_i-1} w_{ik} = 100 \\
 z_m \geq 0, w_{ik} \geq 0 \forall m, i, k \\
 \sigma_j^+ \geq 0, \sigma_j^- \geq 0 \text{ για } j = 1, 2, \dots, M
 \end{array} \right. \quad (3.25)$$

Ο υπολογισμός των αρχικών μεταβλητών του μοντέλου στηρίζεται στη βέλτιστη λύση των προηγούμενων Γ.Π., ως εξής:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 b_i = \frac{1}{100} \sum_{t=1}^{a_i-1} w_{it} \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \\
 y^{*m} = \sum_{t=1}^{m-1} z_t \text{ για } m = 2, 3, \dots, a \\
 w_i^{*k} = 100 \frac{\sum_{t=1}^{k-1} w_{it}}{\sum_{t=1}^{a_i-1} w_{it}} \text{ για } k = 2, 3, \dots, a_i \text{ και } i = 1, 2, \dots, n
 \end{array} \right. \quad (3.26)$$

Οι αρχές και το μεθοδολογικό πλαίσιο της μεθόδου MUSA έχουν αναπτυχθεί από τους Siskos et al. (1998) και Grigoroudis et al. (2000) ενώ η αναλυτική παρουσίαση της μεθόδου είναι δημοσιευμένη από τους Grigoroudis & Siskos (2002, 2010).

### Ανάλυση Ευστάθειας

Η μεθοδολογία περιλαμβάνει, επίσης, ένα στάδιο μεταβελτιστοποίησης προκειμένου να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα των πολλαπλών ή ημιβέλτιστων λύσεων. Δεδομένου ότι η μέθοδος MUSA στηρίζεται στις γενικές αρχές του γραμμικού προγραμματισμού, η ανάλυση της μεταβελτιστοποίησης είναι δυνατόν να παρέχει μια αξιολόγηση της ευστάθειας των εξαγόμενων αποτελεσμάτων.

Ο έλεγχος της ευστάθειας των αποτελεσμάτων είναι δυνατός μέσα από μια ευρετική μέθοδο αναζήτησης ημιβέλτιστων λύσεων με την τελική λύση να υπολογίζεται εξετάζοντας το πολυέδρο των ημιβέλτιστων λύσεων που προκύπτει από τους περιορισμούς του ανωτέρω Γ.Π. (βλέπε Σχήμα 3.14). Έτσι, από τη φάση μεταβελτιστοποίησης της μεθόδου MUSA, διαμορφώνονται και επιλύονται η Γ.Π. (ίσα με τον αριθμό των κριτηρίων) κατά τα οποία το βάρος ενός κριτηρίου  $b_i$  μεγιστοποιείται, κάθε φορά, έχοντας την ακόλουθη μορφή (Siskos, 1984):

$$\begin{cases} [\max]F' = \sum_{k=1}^{a_i-1} w_{ik} \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \\ \text{Υπό τους ακόλουθους περιορισμούς} \\ F \leq F^* + \varepsilon \\ \text{Όλοι οι περιορισμοί του Γ.Π. (3.25)} \end{cases} \quad (3.27)$$

Όπου  $\varepsilon$  είναι ένα μικρός θετικός αριθμός και  $F^*$  είναι η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του Γ.Π. (3.25).

Με βάση τα  $n$  Γ.Π. (3.27), η μέση τιμή των βέλτιστων λύσεων αποτελεί μια αντιπροσωπευτική τελική λύση για τις μεταβλητές της μεθόδου MUSA. Σε περιπτώσεις αστάθειας, όπου οι παρεχόμενες λύσεις εμφανίζουν αυξημένη διακύμανση, η τελική μέση λύση είναι λιγότερο αντιπροσωπευτική.

### Δείκτης Ευστάθειας

Κατά τη φάση της μεταβελτιστοποίησης στη μέθοδο MUSA, διαμορφώνονται και επιλύονται  $n$  Γ.Π., όπου το καθένα μεγιστοποιεί, διαδοχικά, το βάρος κάθε κριτηρίου. Ως τελική λύση υπολογίζεται η μέση τιμή των βαρών των κριτηρίων, με την διακύμανση του πίνακα μεταβελτιστοποίησης να καθορίζει το βαθμό αστάθειας των εξαγόμενων αποτελεσμάτων. Σε αυτό το πλαίσιο, ο μέσος δείκτης ευστάθειας (Average Stability Index - ASI) ορίζεται ως η μέση τιμή της κανονικοποιημένης τυπικής απόκλισης των εκτιμώμενων βαρών  $b_i$  των κριτηρίων του προβλήματος, ως εξής (Grigoroudis & Siskos, 2010):

$$ASI = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{n \sum_{j=1}^n (b_i^j)^2 - (\sum_{j=1}^n b_i^j)^2}}{100\sqrt{n-1}} \quad (3.28)$$

Όπου  $b_i^j$  είναι το εκτιμώμενο βάρος του κριτηρίου  $i$  κατά την επίλυση του  $j$  γραμμικού προγράμματος της φάσης μεταβελτιστοποίησης.

Ο μέσος δείκτης ευστάθειας λαμβάνει τιμές στο διάστημα  $[0,1]$ , λαμβάνοντας τη μέγιστη τιμή στην περίπτωση όπου  $b_i^j = b_i \forall i, j$  και την ελάχιστη τιμή στην περίπτωση όπου

$$b_i^j = \begin{cases} 1 & \text{αν } i = j \\ 0 & \text{αν } i \neq j \end{cases} \quad \forall i, j.$$

Πέραν του ASI, η διακύμανση που εμφανίζουν οι εναλλακτικές τιμές των βαρών κατά τη φάση της ανάλυσης ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης, παρέχει πληροφορίες για την ευστάθεια των αποτελεσμάτων που εξάγονται από την εφαρμογή της μεθόδου MUSA.

### Εφαρμογές των Μεθόδων UTA

Πλήθος εφαρμογών και πραγματικών προβλημάτων απόφασης έχει υλοποιηθεί με χρήση μεθόδων και τεχνικών στηριζόμενων στην οικογένεια μεθόδων UTA. Στο πλαίσιο της Διδακτορικής Διατριβής, 119 επιστημονικά άρθρα σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά, βιβλία και πρακτικά Συνεδρίων συλλέχθηκαν, μελετήθηκαν και κατηγοριοποιήθηκαν σύμφωνα με το πεδίο εφαρμογής και το εφαρμοζόμενο μοντέλο, με τα αποτελέσματα αυτής της βιβλιογραφικής ανασκόπησης να παρουσιάζονται στους Πίνακες (3.4 - 3.5), αντίστοιχα.

Ειδικότερα, ο Πίνακας 3.4 ενσωματώνει τις επιστημονικές μελέτες που αναλύθηκαν με βάση το πεδίο εφαρμογής της κάθε μελέτης.

**Πίνακας 3.4.** Κατανομή Μελετών με βάση τον Τομέα Εφαρμογής

<i>Τομέας</i>	<i>Μελέτες</i>
<i>Αγροτικός Τομέας</i>	Baourakis et al. (1995), Baourakis et al. (1996), Matsatsinis & Siskos (2001), Matsatsinis et al. (2007), Sandalidou et al. (2002), Siskos & Matsatsinis (1993), Siskos et al. (1995a), Siskos et al. (1995b), Siskos et al. (2001), Valiakos & Siskos (2015).
<i>Τραπεζικός Τομέας</i>	Balla et al. (2014), Gaganis et al. (2006), Grigoroudis et al. (2002), Kosmidou et al. (2004), Mihelis et al. (2001), Pasiouras et al. (2010), Spathis et al. (2002b), Zopounidis et al. (1998).
<i>Χρηματοδότηση Επιχειρήσεων και Πρόβλεψη Πτώχευσης</i>	Andriosopoulos et al. (2012), Baourakis et al. (2009), Despotis & Zopounidis (1995), Doumplos & Zopounidis (2002a), Doumplos & Zopounidis (2002b), Gaganis (2009), Pasiouras et al. (2007), Siskos & Zopounidis (1987), Siskos et al. (1994), Spathis et al. (2002a), Spathis et al. (2003), Voulgaris et al. (2000), Zopounidis & Doumplos (1997), Zopounidis & Doumplos (1998), Zopounidis & Doumplos (1999), Zopounidis & Doumplos (2000), Zopounidis (2001).
<i>Αποτίμηση της Ικανοποίησης των Πολιτών</i>	Bouranta et al. (2015), Manolitzas & Yannacopoulos (2013).
<i>Αξιολόγηση του Κινδύνου Χώρας</i>	Cosset et al. (1992)
<i>Αποτίμηση της Ικανοποίησης των Πελατών και της</i>	Alexopoulos et al. (2006), Angilella et al. (2014), Drosos et al. (2015), Grigoroudis & Politis (2015b), Grigoroudis et al. (2008a), Lakiotaki et al. (2009), Lakiotaki et al. (2011), Matsatsinis & Samaras (2000), Politis et al. (2014), Siskos & Grigoroudis (2002).

<i>Συμπεριφοράς των Καταναλωτών</i>	
<i>Εκπαίδευση</i>	Diamantis & Benos (2007), González-Araya et al. (2002), Ipsilandis et al. (2008), Koilias (2005), Krassadaki & Matsatsinis (2012), Krassadaki & Matsatsinis (2015), Krassadaki et al. (2014), Manouselis & Sampson (2002), Matsatsinis & Fortsas (2005), Matsatsinis et al. (2003), Politis & Siskos (2010).
<i>Αξιολόγηση της Ηλεκτρονικής Διακυβέρνησης και της Ηλεκτρονικής Συμμετοχής</i>	Grigoroudis et al. (2008b), Kipenis & Askounis (2016), Kyriazopoulos et al. (2007), Manouselis & Matsatsinis (2001), Siskos et al. (2013b), Siskos et al. (2014), Skordoulis et al. (2017), Tabaei & Fathian (2014).
<i>Ενεργειακή και Περιβαλλοντική Διαχείριση</i>	Androulaki & Psarras (2016), Angelopoulos et al. (2019), Angelopoulos et al. (2017b), Atici & Ulucan (2011), Chhipi-Shrestha et al. (2018), Demesouka et al. (2013), Demesouka et al. (2018), Diakoulaki et al. (1999), Hadzinakos et al. (1991), Haider et al. (2015), Marinakis et al. (2017), Nikas et al. (2018), Papapostolou et al. (2016), Papapostolou et al. (2017), Siskos & Assimakopoulos (1989), Spyridakos et al. (2018).
<i>Διαχείριση Κλάδου Υγείας</i>	Doumpos et al. (2016), Esmaelian et al. (2016), Grigoroudis & Zopounidis (2012), Manolitzas et al. (2013), Manolitzas et al. (2014a), Manolitzas et al. (2014b), Mastorakis & Siskos (2016).
<i>Αξιολόγηση και Αποτίμηση της Επαγγελματικής Ικανοποίησης, Διαχείριση Ανθρώπινου Δυναμικού</i>	Aouadni & Rebai (2017), Koilias et al. (2012), Spyridakos et al. (2001).
<i>Εκτίμηση Κινδύνου Θαλάσσιων Δραστηριοτήτων</i>	Stavrou et al. (2016)

Διαχείριση και Επιλογή Χαρτοφυλακίου	Argyris et al. (2014), Pendaraki et al. (2005), Vryzidis et al. (2018).
Αξιολόγηση και Επιλογή Έργων	Beuthe et al. (2000), Jacquet-Lagrèze (1995), Laryea (2013).
Αξιολόγηση Μετοχών	Samaras et al. (2003), Samaras et al. (2008), Siskos et al. (1999), Zorounidis et al. (1999).
Τουρισμός	Arabatzis & Grigoroudis (2010), Lai et al. (2016), Siskos et al. (2013a), Tsitsiloni et al. (2013).
Τομέας Μεταφορών	Beuthe & Scannella (2001), Doumplos et al. (1997), Grigoroudis & Siskos (2004), Hurson & Siskos (2014), Patiniotakis et al. (2011), Scannella & Beuthe (2001).
Λοιπές Εφαρμογές	Bous et al. (2010), Lakiotaki & Matsatsinis (2012), Minnetti (2017), Narayan et al. (2013), Spyridakos & Yannacopoulos (2018).

Σύμφωνα με τον Πίνακα 3.4, οι μέθοδοι τύπου UTA εμφανίζουν ευρεία εφαρμογή στον χρηματοοικονομικό τομέα (τράπεζες, μετοχές, επενδύσεις) καθώς και στους τομείς της ενέργειας, της περιβαλλοντικής διαχείρισης και της ηλεκτρονικής διακυβέρνησης. Με βάση την παρούσα βιβλιογραφική ανασκόπηση, οι Angelopoulos et al. (2017b, 2019) εφήρμοσαν τεχνικές ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς για την ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με τις εναλλακτικές μεθόδους τύπου UTA, στον Πίνακα 3.5 παρουσιάζεται η κατανομή των επιστημονικών μελετών που συλλέχθηκαν και αναλύθηκαν.

**Πίνακας 3.5.** Κατανομή Μελετών με βάση την Εφαρμοζόμενη Μεθοδολογία

Μέθοδος	Μελέτες
UTA	Argyris et al. (2014), Beuthe & Scannella (2001), Bous et al. (2010), Chhipi-Shrestha et al. (2018), Cosset et al. (1992), Demesouka et al. (2013), Despotis & Zorounidis (1995), González-Araya et al. (2002), Hadzinakos et al. (1991), Hurson & Siskos (2014), Manouselis & Matsatsinis (2001), Manouselis & Sampson (2002), Minnetti (2017), Narayan et al. (2013), Siskos & Assimakopoulos (1989), Siskos & Zorounidis (1987), Siskos et al. (1994), Stavrou et al. (2016), Zorounidis (2001).

<i>UTA II</i>	Androulaki & Psarras (2016), Marinakis et al. (2017), Siskos et al. (1999), Siskos et al. (2013b), Siskos et al. (2014), Spyridakos & Yannacopoulos (2018), Spyridakos et al. (2001), Spyridakos et al. (2018).
<i>UTASTAR</i>	Baourakis et al. (1995), Baourakis et al. (1996), Bous et al. (2010), Demesouka et al. (2018), Doumpos et al. (1997), Grigoroudis & Zopounidis (2012), Haider et al. (2015), Krassadaki et al. (2014), Lakiotaki & Matsatsinis (2012), Lakiotaki et al. (2009), Lakiotaki et al. (2011), Manolitzas et al. (2013), Mastorakis & Siskos (2016), Matsatsinis & Fortsas (2005), Matsatsinis & Samaras (2000), Matsatsinis & Siskos (2001), Matsatsinis et al. (2007), Minnetti (2017), Nikas et al. (2018), Papapostolou et al. (2016), Papapostolou et al. (2017), Patiniotakis et al. (2011), Samaras et al. (2003), Samaras et al. (2008), Siskos & Matsatsinis (1993), Siskos et al. (1995a), Siskos et al. (1995b), Siskos et al. (2001), Spyridakos & Yannacopoulos (2018), Valiakos & Siskos (2015), Vryzidis et al. (2018).
<i>UTADIS</i>	Doumpos et al. (2016), Esmaelian et al. (2016), Gaganis (2009), Gaganis et al. (2006), Jacquet-Lagrèze (1995), Kosmidou et al. (2004), Laryea (2013), Pasiouras et al. (2007), Pasiouras et al. (2010), Pendaraki et al. (2005), Spathis et al. (2002a), Spathis et al. (2002b), Spathis et al. (2003), Voulgaris et al. (2000), Zopounidis & Doumpos (1997), Zopounidis & Doumpos (1998), Zopounidis & Doumpos (1999), Zopounidis & Doumpos (2000), Zopounidis et al. (1998), Zopounidis et al. (1999).
<i>Quasi-UTA</i>	Beuthe et al. (2000), Scannella & Beuthe (2001).
<i>MUSA</i>	Alexopoulos et al. (2006), Angelopoulos et al. (2019), Angelopoulos et al. (2017b), Angilella et al. (2014), Aouadni & Rebai (2017), Arabatzis & Grigoroudis (2010), Bouranta et al. (2015), Diamantis & Benos (2007), Drosos et al. (2015), Grigoroudis & Politis (2015b), Grigoroudis & Siskos (2004), Grigoroudis et al. (2002), Grigoroudis et al. (2008a), Grigoroudis et al. (2008b), Ipsilandis et al. (2008), Kipenis & Askounis (2016), Koilias (2005), Koilias et al. (2012), Krassadaki & Matsatsinis (2012), Krassadaki & Matsatsinis (2015), Kyriazopoulos et al. (2007), Lai et al. (2016), Manolitzas & Yannacopoulos (2013), Manolitzas et al. (2014a), Manolitzas et al. (2014b), Matsatsinis et al. (2003), Mihelis et al. (2001), Politis & Siskos (2010), Politis et al. (2014), Sandalidou et al. (2002), Siskos &



---

Grigoroudis (2002), Siskos et al. (2013a), Skordoulis et al. (2017), Tabaei & Fathian (2014), Tsitsiloni et al. (2013).
--

---

Με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 3.5, η πλειονότητα των μελετών χρησιμοποιεί τις μεθόδους MUSA, UTA και UTASTAR, γεγονός που επιδεικνύει τον υψηλό βαθμό εφαρμογής των συγκεκριμένων μεθόδων για την επίλυση πραγματικών προβλημάτων απόφασης.

### 3.4 Κίνδυνοι και Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

#### Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Ο κίνδυνος έργου (project risk) είναι ένα αβέβαιο γεγονός ή κατάσταση η οποία, εάν επέλθει, επιδρά σε τουλάχιστον έναν από τους στόχους του έργου (Merriam-Webster Online, 2015). Αρκετές μελέτες και επιστημονικές εργασίες ανέλυσαν τους κινδύνους που συνδέονται με τις επενδύσεις στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Waissbein et al., 2013; IEA-RETD, 2011; Justice, 2009; De Jager & Rathmann, 2008; Ragwitz et al., 2007). Οι μελέτες αυτές προσδιορίζουν και κατηγοριοποιούν τις δυνητικές πηγές κινδύνου που μπορεί να επηρεάσουν τις μελλοντικές αποδόσεις και, συνεπώς, τις αποφάσεις των επενδυτών να επενδύσουν ή όχι σε έργα ΑΠΕ.

Σε μια μελέτη αξιολόγησης των επιπτώσεων των πολιτικών στην ανάπτυξη των έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Green-X, 2005), παρέχεται μια περιγραφή των δυνητικών κινδύνων που αφορούν στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ευρώπη από τη σκοπιά τόσο των παραγωγών όσο και των αγοραστών «πράσινης» ενέργειας. Ο Justice (2009) προσδιόρισε τέσσερις διαφορετικές κατηγορίες κινδύνου, τον κίνδυνο χώρας και χρηματοδοτικό κίνδυνο, τον κίνδυνο πολιτικής και ρυθμιστικό κίνδυνο, τον τεχνικό κίνδυνο και κίνδυνο έργου, και τον κίνδυνο της αγοράς.

Στην έκθεση των Waissbein et al. (2013), η αξιολόγηση χερσαίων αιολικών έργων μεγάλης κλίμακας σε αναπτυσσόμενες χώρες, συμπεριλαμβανομένης της Μογγολίας, της Νότιας Αφρικής, της Κένυας και του Παναμά, παρέχει λεπτομερή κατηγοριοποίηση των κινδύνων, συμπεριλαμβάνοντας τον κίνδυνο χώρας και τον κίνδυνο πρόσβασης στο δίκτυο. Η έκθεση αυτή, καθώς και οι DB Climate Change Advisors (2011), παρέχει λεπτομερή παρουσίαση των διαφόρων κατηγοριών κινδύνων. Η μελέτη του IRENA (2015) προσδιορίζει αρκετές κατηγορίες κινδύνων και σημειώνει ότι οι σημαντικότεροι κίνδυνοι οδηγούν σε υψηλότερη αναμενόμενη απόδοση και, συνεπώς, μεγαλύτερο κόστος κεφαλαίου για τις συγκεκριμένες επενδύσεις.

Στον Πίνακα 3.6 παρουσιάζονται τα επιστημονικά άρθρα και μελέτες που είχαν ως αντικείμενο την αναγνώριση ή/και ανάλυση των διαφορετικών κατηγοριών κινδύνου που συνδέονται με επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ.

Πίνακας 3.6. Επισκόπηση Μελετών για τους Κινδύνους Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Μελέτη	Βιολικά	Φ/B	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Angelopoulos et al. (2016)</i>	✓			Χώρες Ευρωπαϊκής Ένωσης	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Angelopoulos et al. (2017a)</i>	✓	✓		Ελλάδα	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Apak et al. (2011)</i>			✓	-	✓			✓	✓		✓	✓	
<i>Arnold &amp; Yildiz (2015)</i>			✓	-			✓	✓	✓		✓	✓	
<i>Aslani &amp; Mohaghar (2013)</i>			✓	-		✓		✓	✓		✓	✓	
<i>Barradale (2010)</i>	✓			-				✓			✓	✓	✓
<i>Bergek et al. (2013)</i>			✓	Σουηδία				✓	✓		✓	✓	

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Bhattacharya &amp; Kojima (2012)</i>			✓	Ιαπωνία	✓			✓			✓	✓	✓
<i>Boomsma &amp; Linnerud (2015)</i>			✓	-							✓	✓	
<i>Byrnes et al. (2013)</i>			✓	Αυστραλία		✓	✓			✓	✓	✓	✓
<i>Byrnes et al. (2016)</i>			✓	-	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Chassot et al. (2014)</i>			✓	-			✓		✓	✓	✓	✓	✓
<i>Couture &amp; Gagnon (2010)</i>			✓	-				✓			✓		
<i>De Jager &amp; Rathmann (2008)</i>	✓	✓	Βιο-μάζα	Γερμανία, Γαλλία, Ολ-	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
				λανδία, Ηνω- μένο Βασί- λειο, ΗΠΑ, Καναδάς									
<i>Dóci &amp; Vasileiadou (2015)</i>			√	-		√	√	√	√		√	√	
<i>Duscha et al. (2014)</i>			√	Ευρωπαϊκή Ένωση					√		√		
<i>Fagiani et al. (2013)</i>			√	-				√	√		√	√	
<i>Goh et al. (2014)</i>	√			Μαλαισία		√		√	√		√	√	
<i>Gross et al. (2010)</i>			√	-				√	√		√	√	

Μελέτη	Αιολικά	Φ/B	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Holburn (2012)</i>			✓	Καναδάς & ΗΠΑ	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
<i>Jablonski &amp; Tarhini (2013)</i>			✓	Μεσογειακές Χώρες				✓	✓	✓	✓	✓	
<i>Justice (2009)</i>			✓	-	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Klessmann et al. (2013)</i>			✓	-	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Komendantova et al. (2012)</i>			CSP	Βόρεια Α-φρική	✓		✓	✓	✓		✓	✓	
<i>Lee &amp; Zhong (2015a)</i>			✓	-	✓			✓			✓	✓	
<i>Lee &amp; Zhong (2015b)</i>			✓	-	✓			✓	✓		✓	✓	✓

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Leete et al. (2013)</i>			Θαλάσσιες	Ηνωμένο Βασίλειο	√		√	√	√	√	√	√	√
<i>Li et al. (2013)</i>	√			Κίνα				√	√	√	√	√	
<i>Linnerud &amp; Holden (2015)</i>			Υδροηλεκτρικά	Νορβηγία	√		√	√	√	√	√	√	√
<i>Linnerud et al. (2014)</i>			Μικρά Υδροηλεκτρικά	Νορβηγία			√			√	√	√	√
<i>Lorenzoni &amp; Bano (2009)</i>			√	Ιταλία		√	√	√		√	√	√	√

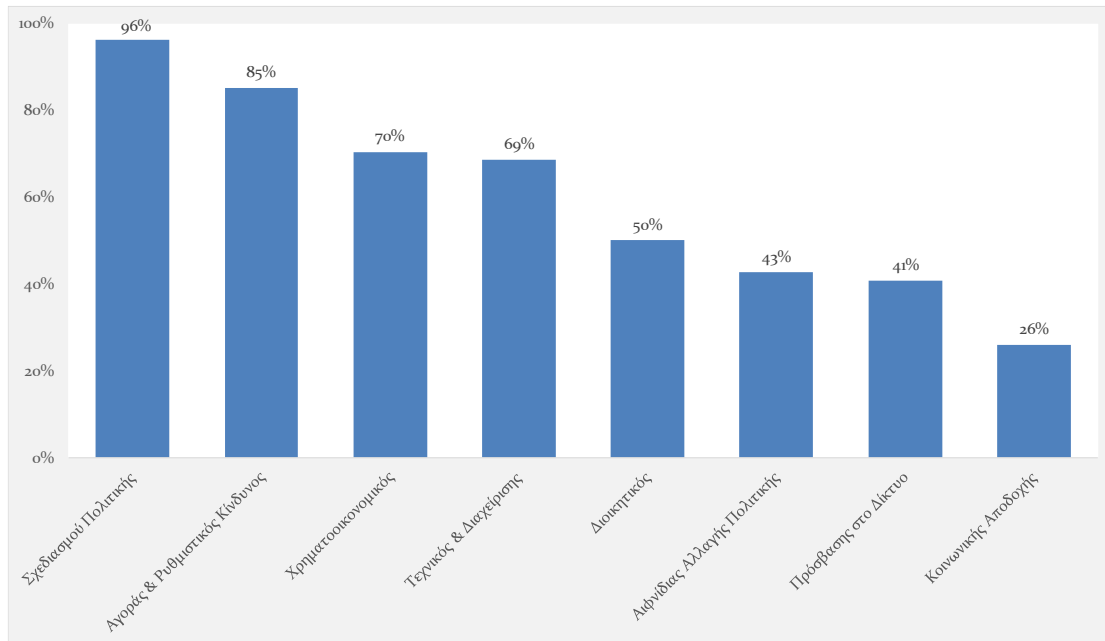
<i>Μελέτη</i>	<i>Αιολικά</i>	<i>Φ/B</i>	<i>ΑΠΕ</i>	<i>Χώρα</i>	<i>Κίνδυνος Χώρας</i>	<i>Κοινωνικής Αποδοχής</i>	<i>Διοικητικός</i>	<i>Χρηματοοικονομικός</i>	<i>Τεχνικός &amp; Διαχείρισης</i>	<i>Πρόσβασης στο Δίκτυο</i>	<i>Σχεδιασμού Πολιτικής</i>	<i>Αγοράς &amp; Ρυθμιστικός Κίνδυνος</i>	<i>Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής</i>
<i>Lüthi &amp; R. Wüstenhagen (2012)</i>		√		Ευρωπαϊκή Ένωση			√				√		√
<i>Martinot (2001)</i>			√	-		√		√	√		√	√	
<i>Masini &amp; Menichetti (2012)</i>			√	-		√	√	√	√		√	√	
<i>Masini &amp; Menichetti (2013)</i>			√	-					√		√	√	√
<i>Ming et al. (2014)</i>			√	Κίνα				√	√	√	√		
<i>Mir-Artigues &amp; Del Río (2014)</i>			√	-			√				√	√	
<i>Nelson et al. (2013)</i>			√	Αυστραλία							√	√	



Μελέτη	Αιολικά	Φ/B	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Ondraczek et al. (2015)</i>		√		-	√			√			√	√	
<i>Ozcan (2014)</i>			√	Τουρκία	√		√	√		√		√	
<i>Polzin et al. (2015)</i>			√	Χώρες ΟΟΣΑ		√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Ragwitz et al. (2012)</i>	√	√		Ευρωπαϊκή Ένωση	√		√		√	√	√		√
<i>Richards et al. (2012)</i>	√			Καναδάς	√	√			√		√		
<i>Sanchez-Alfaro et al. (2015)</i>			Γεω-θερμιά	Χιλή	√	√	√	√	√	√	√	√	
<i>Shrimali et al. (2013)</i>	√	√		ΗΠΑ & Ινδία			√				√	√	
<i>Simsek &amp; Simsek (2013)</i>			√	Τουρκία			√	√	√		√	√	

Μελέτη	Βιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Κίνδυνος Χώρας	Κοινωνικής Αποδοχής	Διοικητικός	Χρηματοοικονομικός	Τεχνικός & Διαχείρισης	Πρόσβασης στο Δίκτυο	Σχεδιασμού Πολιτικής	Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος	Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής
<i>Singh (2009)</i>			✓	Ινδία							✓	✓	
<i>Szabó et al. (2010)</i>		✓		ΗΠΑ		✓			✓	✓	✓	✓	✓
<i>Thiam (2011)</i>			✓	Σενεγάλη				✓			✓	✓	
<i>Tongsopit (2015)</i>		✓		Ταϊλάνδη			✓		✓				
<i>UNEP (2012)</i>			✓	-	✓			✓	✓		✓	✓	✓
<i>Voormolen et al. (2016)</i>	Υπε- ρά- κτια			Ηνωμένο Βα- σίλειο & Δα- νία	✓				✓		✓		
<i>Wiser &amp; Pickle (1998)</i>			✓	-			✓	✓	✓		✓	✓	✓
<i>Yang et al. (2010)</i>	✓			Κίνα				✓	✓	✓	✓	✓	

Σχετικά με την συχνότητα αναγνώρισης ή/και ανάλυσης των επιμέρους κατηγοριών κινδύνων, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής είναι η κατηγορία με την ευρύτερη εμφάνιση στις μελέτες που μελετήθηκαν, ακολουθούμενος από τον κίνδυνο αγοράς & ρυθμιστικό κίνδυνο και τον χρηματοοικονομικό κίνδυνο (βλέπε Σχήμα 3.17).



**Σχήμα 3.17.** Συχνότητα Αναγνώρισης των Κινδύνων ΑΠΕ στις Μελέτες της Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης

Ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής εμφανίζει την μικρότερη συχνότητα στη σχετική βιβλιογραφία, με ποσοστό 26% επί του συνόλου των συγκεκριμένων μελετών, ωστόσο, η αντίστοιχη βιβλιογραφία επισημαίνει την καθοριστική επίδραση που μπορεί να επέχει στην ανάπτυξη νέων έργων ΑΠΕ και την ανάγκη για περαιτέρω ανάλυση και αντιμετώπιση αυτού από τους φορείς της ενεργειακής αγοράς.

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι τα άρθρα των Angelopoulos et al. (2016, 2017a) αποτέλεσαν τις επιστημονικές μελέτες που είχαν ως κύριο αντικείμενο την ανάλυση και αξιολόγηση του συνόλου των κινδύνων που αναγνωρίζονται από την επιστημονική βιβλιογραφία όσον αφορά επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ.

### Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Διαφορετικά προφίλ κινδύνου χώρας μπορεί να έχουν επίδραση στα ιδιωτικά προεξοφλητικά επιτόκια. Σε χώρες στις οποίες οι πολιτικές υποστήριξης έργων ΑΠΕ και οι όροι χρηματοδότησης θεωρούνται σταθερές εφαρμόζονται χαμηλότερα προεξοφλητικά επιτόκια σε σύγκριση με χώρες όπου υφίστανται υψηλότεροι κίνδυνοι.

Το κόστος κεφαλαίου αποτελεί μια κρίσιμη παράμετρο για τη λήψη επενδυτικών αποφάσεων και την αποτίμηση μιας εταιρίας ή ενός έργου από τους επενδυτές (Clayman et al., 2012). Το κόστος κεφαλαίου αντιπροσωπεύει τις δαπάνες και τους τόκους που

καταβάλλονται για να συγκεντρωθούν όλα τα απαραίτητα κεφάλαια για τη χρηματοδότηση επενδύσεων και, συνεπώς, αντιπροσωπεύει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (internal rate of return – IRR) που εξισώνει την τρέχουσα τιμή μιας μετοχής με την παρούσα αξία της αναμενόμενης μελλοντικής καθαρής ταμειακής ροής (Rezaee et al., 2015). Στο πλαίσιο αυτό, το κόστος κεφαλαίου αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας ή, αντίστοιχα, τον συγκεκριμένο συντελεστή απόδοσης που απαιτεί ο επενδυτής ως αποζημίωση για την επένδυση των κεφαλαίων του (Clayman et al., 2012).

Επιπλέον, η σημασία του κόστους κεφαλαίου στο συνολικό κόστος των επενδύσεων ΑΠΕ αναμένεται να ενισχυθεί στο μέλλον λόγω του μειούμενου κόστους εγκατάστασης (κυρίως εξοπλισμού) τόσο στα έργα αιολικής όσο και στα έργα ηλιακής ενέργειας (IRENA, 2016c). Αυτό το επιχείρημα βασίζεται στο γεγονός ότι το χρηματοοικονομικό κόστος αναμένεται να αποτελέσει μεγαλύτερο μερίδιο του συνολικού σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, καθώς όλες οι άλλες συνιστώσες του κόστους μειώνονται διαρκώς διαχρονικά. Η επίδραση αυτή ενισχύεται περαιτέρω και από το γεγονός ότι το κόστος κεφαλαίου επηρεάζεται κατά πολύ από τους υφιστάμενους επενδυτικούς κινδύνους (IRENA, 2016a; Arnold & Yildiz, 2015; Gross et al., 2010; Mitchell et al., 2006).

Από αυτή την άποψη, η βιώσιμη ενεργειακή μετάβαση σε περισσότερες ΑΠΕ εξαρτάται από την ευκαιρία των αγορών να προσελκύσουν μεγάλα επενδυτικά κεφάλαια (IRENA, 2016a; Masini & Menichetti, 2012). Αυτό μπορεί να γίνει μέσω ενός σταθερού και αποδοτικού πολιτικού και κανονιστικού πλαισίου σε μια εύρυθμα λειτουργούσα αγορά ΑΠΕ (IEA-RETD, 2016), καθώς οι στόχοι πολιτικής που τίθενται και τα αντίστοιχα μέτρα πολιτικής που εφαρμόζονται διαδραματίζουν κρίσιμο ρόλο στην ανάπτυξη των εν λόγω επενδύσεων (Masini & Menichetti, 2012). Ειδικότερα, η ομαλή ένταξη των ΑΠΕ σε μια αποδοτικά σχεδιασμένη και εύρυθμα λειτουργούσα αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται απαραίτητη μεσοπρόθεσμα.

Στον Πίνακα 3.7 παρουσιάζεται η κατανομή των μελετών της βιβλιογραφικής ανασκόπησης που πραγματοποιήθηκε με κριτήριο τις τεχνολογίες ΑΠΕ που αναλύθηκαν, τη χώρα και το έτος εφαρμογής, τους χρηματοοικονομικούς δείκτες που αναλύθηκαν και τις ακριβείς τιμές των δεικτών που εξήχθησαν. Επιπλέον, επισημάνθηκαν οι μελέτες στις οποίες χρησιμοποιήθηκε το Υπόδειγμα Αποτίμησης Περιουσιακών Στοιχείων (Capital Asset Pricing Model – CAPM) για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων των επενδύσεων ΑΠΕ.

Πίνακας 3.7. Επισκόπηση Μελετών για το Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>Angelopoulos et al. (2016)</i>	✓			Χώρες Ευρωπαϊκής Ένωσης	2014	✓	✓	✓	WACC - Min: 3,5-4,5% (Γερμανία) - Max: 12% (Ελλάδα & Κροατία) CoE - Min: 6-9% (Γερμανία) - Max: 15-20% (Εσθονία) CoD - Min: 1,8-3,2% (Γερμανία) - Max: 8,5-12,5% (Ελλάδα)
<i>Angelopoulos et al. (2017a)</i>	✓	✓		Ελλάδα	2016	✓	✓	✓	WACC: 10-12% (Αιολικά) / 7-12% (Φ/Β) CoE: 11-18% (Αιολικά) / 10-15% (Φ/Β) CoD: 6-8% (Αιολικά) / 6-12% (Φ/Β)
<i>Aquila et al. (2016)*</i>	✓			Βραζιλία	2015	✓			WACC=6,99%
<i>Awerbuch (2000)</i>		✓		Χαβάνη	2000**	✓		✓	WACC=8,8% CoD=4,2%
<i>Ayompe &amp; Duffy (2014)</i>		✓		Καμερούν	2014**	✓			WACC=5% / 10%

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>Byrnes et al. (2016)*</i>		√		Αυστραλία	2015**	√	√	√	WACC=6,42% / 3,41% / 9,37% CoE=16,5% / 6% / 20% CoD=10% / 10% / 11%
<i>Camproccia et al. (2009)</i>	√	√		Γαλλία, Γερμανία, Ιταλία και Ισπανία	2008	√			WACC=3%
<i>Camproccia et al. (2014)</i>		√		Γαλλία, Γερμανία, Ελλάδα, Ιταλία, Ισπανία και Ηνωμένο Βασίλειο	2014	√			WACC=3%
<i>Chiaroni et al. (2014)</i>		√		Ιταλία	2014	√			WACC=3-6%
<i>Cucchiella et al. (2015)</i>		√		Ιταλία	2010-2013	√	√	√	WACC=5,8% CoE=5% CoD=8%

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>De Jager &amp; Rathmann</i> (2008)	Χερσαία & Υπε- ράκτια	√	Βιομάζα	Γερμανία, Γαλλία, Ολλανδία, Ηνω- μένο Βασίλειο, ΗΠΑ, Καναδάς	2006	√			Χερσαία Αιολικά/Υπερά- κτια Αιολικά/ΦΒ/Βιομάζα Γερμανία WACC= 4,5% / 6,3% / 4,2% / 6,6% Γαλλία WACC= 5,1% / 7,5% / 5,4% / 7,2% Ολλανδία WACC= 6,6% / 7,8% / - / 7,1% Ηνωμένο Βασίλειο WACC= 6,5% / 7,0% / - / 7,9% ΗΠΑ WACC= 6,4% / - / 6,2% / 7,3% Καναδάς WACC= 6,4% / - / - / -
<i>Donovan &amp; Nuñez</i> (2012)*			√	Κίνα, Βραζιλία, Ιν- δία	2009		√		CoE= 8,32% & 11,08% (Κίνα)

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
									CoE= 12,09% & 13,68% (Βραζιλία) CoE= 14,80% & 19,06% (Ινδία)
<i>Duscha et al. (2014)*</i>			√	Ευρωπαϊκή Ένωση	2014**	√	√	√	WACC=5,3% & 6,8% CoE=15,0% & 18,9% CoD=3% & 3,8%
<i>Dusonchet &amp; Telaretti (2010)</i>		√		Ανατολική Ευρώπη	2009**	√			WACC=3%
<i>Ertürk (2012)*</i>	√			Τουρκία	2010	√	√	√	WACC=9,43% CoE=13,12% CoD=7,17%
<i>Espinoza &amp; Rojo (2015)</i>		√		Γερμανία & Γαλλία	2015**	√			WACC=8% (Γερμανία) WACC=10% (Γαλλία)
<i>Fagiani et al. (2013)</i>			√	Ισπανία	2010	√	√	√	WACC=8,1% CoE=15% CoD=5%
<i>Fleten et al. (2016)*</i>			Υδροηλεκτρικά	Νορβηγία	2016**	√			WACC=5%



Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>Garcia-Barberena et al. (2014)</i>			Ηλιοθερμικά	Ισπανία	2014**	√	√	√	WACC=9% CoE=12% CoD=8%
<i>Hearps &amp; McConnell (2011)</i>	√	√	Ηλιοθερμικά	Αυστραλία	2010	√	√	√	WACC=8,1% CoE=17% CoD=7,3%
<i>Huber et al. (2007)*</i>			√	Ιρλανδία	2006-2020	√			WACC=6,5% / 8,6%
<i>Jeon &amp; Shin (2014)*</i>		√		Δημοκρατία της Κορέας	2014**	√	√		WACC=5,71% CoE=17,02%
<i>Kitzing &amp; Weber (2015)</i>	Υπεράκτια			Γερμανία	2014		√		CoE=6,4%
<i>Klessmann et al. (2013)</i>			√	-	2013**	√			WACC=7,5% / 8,3%
<i>Lorenzoni &amp; Bano (2009)</i>			√	Ιταλία	2007	√	√	√	WACC= 8,72% (Υδροηλεκτρικά) / 8,16 % (Αιολικά) / 4,04% (Φ/Β) / 50,38% (Βιομάζα) CoE= 20% (Υδροηλεκτρικά) / 20 % (Αιολικά) /

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
									20% (Φ/Β) / 20% (Βιομάζα) CoD= 5,90% (Υδροηλεκτρικά) / 5,20 % (Αιολικά) / 4,04% (Φ/Β) / 60,50% (Βιομάζα)
<i>Manara &amp; Zabaniotou (2014)</i>			Βιομάζα	Ελλάδα	2014**	√			WACC=8%
<i>Myhr et al. (2014)</i>	Υπεράκτια			Νορβηγία	2013**	√			WACC=8% / 10% / 12%
<i>Ondraczek et al. (2015)</i>		√		Παγκοσμίως	2014**	√			WACC= 3,7% (Ιαπωνία), 3,8% (Ιρλανδία), 3,9% (Ελβετία), Ηνωμένο Βασίλειο (4,1%), 4,3% (Ολλανδία), 21,6% (Sao Tome & Principe), 28,4% (Βραζιλία), 29% (Μαδαγασκάρη), 32,4% (Κονγκό), 254,9% (Ζιμπάμπουε)

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>Prachuab Peerapong &amp; Bundit Limmeechokchai (2014)</i>		√		Ταϊλάνδη	2014	√	√		WACC=11% CoE=11-11,5%
<i>Ragwitz et al. (2012)</i>	√	√		Ευρωπαϊκή Ένωση	2012**	√			WACC=6,5%
<i>Reichelstein &amp; Yorston (2013)</i>		√		ΗΠΑ	2011	√			WACC=7,5% / 8%
<i>Sanchez-Alfaro et al. (2015)</i>			Γεωθερμικά	Χιλή	2015**	√			WACC=9% / 12% / 15%
<i>Shrimali et al. (2013)</i>	√	√		ΗΠΑ, Ινδία	2013**		√	√	CoE= 11% (ΗΠΑ-Αιολικά) / 15% (ΗΠΑ-Φ/Β) / 16% (Ινδία-Αιολικά) / 16% (Ινδία-Φ/Β) CoD= 7% (ΗΠΑ-Αιολικά) / 7% (ΗΠΑ-Φ/Β) / 12% (Ινδία-Αιολικά) / 12% (Ινδία-Φ/Β)
<i>Szabó et al. (2010)</i>		√		ΗΠΑ	2009	√			WACC=8-20%
<i>Talavera et al. (2011)</i>		√		Ισπανία	2009	√			WACC=3,26%
<i>Talavera et al. (2014)</i>		√		Ισπανία	2013	√			WACC=5,6%

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
<i>Talavera et al. (2015)</i>		√		Ισπανία	2013	√			WACC=6,49%
<i>Tao &amp; Finenko (2016)*</i>		√		Μικρά Νησιωτικά Αναπτυσσόμενα Κράτη	2016**	√	√	√	WACC=12,42% CoE=18% CoD=10,85%
<i>Tongsopit (2015)</i>		√		Ταϊλάνδη	2013	√			WACC=5,02%
<i>Trypolska (2014)*</i>			√	Ουκρανία	2010	√	√	√	WACC=11,97% / 11,77% / 13,92% / 11,44% CoE=13,9% / 14,28% / 20,4% / 14,06% CoD=12,8% (σταθερό)
<i>Tudisca et al. (2013)</i>		√		Ιταλία	2012	√			WACC=5%
<i>Venetsanos et al. (2002)*</i>	√			Ελλάδα	1999	√	√	√	WACC=7,36% / 4,55% (χωρίς / με επιδότηση) CoE=8,82% CoD=8%
<i>Voormolen et al. (2016)</i>	Υπερά- κτια			Ηνωμένο Βασίλειο, Δανία	2001, 2004, 2013, 2015	√			WACC= 12% (Ηνωμένο Βασίλειο-2004) / 13,4% (Ηνωμένο Βασίλειο-2015) /

Μελέτη	Αιολικά	Φ/Β	ΑΠΕ	Χώρα	Έτος	WACC	CoE	CoD	Τιμές
									7,4% (Δανία-2001) / 8,9% (Δανία-2013)
Welch & Venkateswaran (2009)	√			ΗΠΑ	2008**	√			WACC=8%

\*Στην συγκεκριμένη μελέτη εφαρμόζεται το CAPM για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων (CoE).

\*\*Έτος συγγραφής της μελέτης.

Σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ που μελετήθηκαν, η πλειονότητα των άρθρων (57% επί του συνόλου) επικεντρώθηκε στην εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου για Φ/Β έργα και το 32% για έργα αιολικής ενέργειας (χερσαία και υπεράκτια). Επιπλέον, το 30% των μελετών περιελάμβανε εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου για έργα ΑΠΕ, εν γένει, ή λοιπές τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως έργα βιομάζας, υδροηλεκτρικά, ηλιοθερμικά και γεωθερμίας.

Όσον αφορά στους χρηματοοικονομικούς δείκτες που αφορούν το κόστος κεφαλαίου επενδύσεων σε ΑΠΕ, η συντριπτική πλειοψηφία των μελετών (93%) παρέθετε την εκτίμηση ή τον προσδιορισμό του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου. Επίσης, το 41% και το 34% των μελετών της συγκεκριμένης βιβλιογραφικής ανασκόπησης ενσωμάτωνε την εκτίμηση ή τον προσδιορισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων και του κόστους δανειακών κεφαλαίων, αντίστοιχα, στην ανάλυσή τους.

Το άρθρο των Angelopoulos et al. (2016) υπήρξε το μοναδικό που προέβη στην αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα αιολικής ενέργειας στα κράτη μέλη της ΕΕ, λαμβάνοντας υπόψιν τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά των επιμέρους αγορών. Επίσης, η μελέτη των Angelopoulos et al. (2017a), εστιάζοντας στην Ελλάδα, παρείχε την αντίστοιχη αποτίμηση για επενδύσεις σε έργα αιολικής και ηλιακής Φ/Β τεχνολογίας.

### 3.5 Συμπεράσματα

Στο τρέχον Κεφάλαιο της Διδακτορικής Διατριβής παρουσιάστηκε η βασική κατηγοριοποίηση των επιστημονικών μελετών ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με κριτήριο τον χρονικό ορίζοντα της πρόβλεψης. Επιπλέον, επισημάνθηκε ότι το ζήτημα της πρόβλεψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε κάθε επίπεδο χρονικού ορίζοντα, είναι ύψιστης σημασίας για τη λειτουργία και τον προγραμματισμό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, σε μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο επίπεδο, η ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι καθοριστική για τον ενεργειακό σχεδιασμό και τον προγραμματισμό επενδύσεων σε υποδομές και ηλεκτρικά δίκτυα.

Επίσης, πραγματοποιήθηκε μια εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση των επιστημονικών μελετών που παρέχουν ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τόσο σε μεσοπρόθεσμο όσο και σε μακροπρόθεσμο επίπεδο. Το αυξημένο ενδιαφέρον των ερευνητών στον συγκεκριμένο τομέα ενισχύεται από το γεγονός ότι πλήθος επιστημονικών άρθρων έχουν εκπονηθεί, ιδιαίτερα, κατά τη διάρκεια της τρέχουσας δεκαετίας. Με βάση τα εξαγόμενα αποτελέσματα, οι στατιστικές τεχνικές παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ποσοστό εφαρμογής σε θέματα ανάλυσης και εκτίμησης της μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ακολουθούμενες από τις μεθόδους τεχνητής νοημοσύνης.

Στο πλαίσιο του τρέχοντος Κεφαλαίου, παρουσιάστηκαν οι βασικές αρχές της Πολυκριτήριας Ανάλυσης Αποφάσεων με εστίαση στην περίπτωση της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης. Επιπλέον, παρουσιάστηκε το θεωρητικό υπόβαθρο και η μαθηματική μοντελοποίηση της οικογένειας μεθόδων UTA και πραγματοποιήθηκε εκτενής αναφορά στη μέθοδο MUSA. Σημαντικό μέρος του τρέχοντος Κεφαλαίου της Διδακτορικής Διατριβής καταλαμβάνει η εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση των επιστημονικών μελετών που εφαρμόζουν μοντέλα που προέρχονται από την οικογένεια των μοντέλων UTA. Σύμφωνα με τη συγκεκριμένη βιβλιογραφική έρευνα, οι ανωτέρω τεχνικές εμφανίζουν μια ευρεία εφαρμογή σε πραγματικά προβλήματα απόφασης και έχουν χρησιμοποιηθεί, συγκεκριμένα, και σε προβλήματα ενεργειακής και περιβαλλοντικής διαχείρισης. Το ζήτημα της ανάλυσης της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχει απασχολήσει ιδιαίτερα τους ερευνητές και πλήθος εφαρμογών έχουν υλοποιηθεί. Με βάση την βιβλιογραφική ανασκόπηση που πραγματοποιήθηκε, η τεχνική της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression) εφαρμόστηκε για πρώτη φορά από τους Angelopoulos et al. (2017b, 2019) για την περίπτωση της ανάλυσης και εκτίμησης της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή στην περίπτωση της Ελλάδος.

Επίσης, πραγματοποιήθηκε μια ανασκόπηση των διαφόρων κατηγοριών επενδυτικού κινδύνου που επηρεάζουν ένα έργο ΑΠΕ στα στάδια της οικονομικής διάρκειας ζωής του και παρουσιάστηκαν οι επιστημονικές μελέτες που αναγνώρισαν ή/και ανέλυσαν τις συγκεκριμένες κατηγορίες κινδύνου. Επιπλέον, αναλύθηκε η έννοια του κόστους κεφαλαίου, εκείνης δηλαδή της χρηματοοικονομικής παραμέτρου που αντανακλά το χρηματοοικονομικό κόστος μιας επένδυσης. Για το συνολικό κόστος κεφαλαίου μιας επένδυσης, η οποία στηρίζεται τόσο σε ίδια όσο και σε δανειακά κεφαλαία, αναλύθηκε ο δείκτης του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) και παρουσιάστηκαν οι εφαρμογές του στην διεθνή βιβλιογραφία.

Σύμφωνα με την συγκεκριμένη βιβλιογραφική ανασκόπηση γίνεται σαφές ότι απουσιάζει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο για την ανάλυση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ για τα κράτη μέλη της ΕΕ. Επίσης, κρίνεται αναγκαία η πρόταση μέτρων πολιτικής που θα αντιμετωπίζουν κάθε κατηγορία επενδυτικού κινδύνου, συμβάλλοντας στη μείωση του συνολικού επενδυτικού κινδύνου έργων ΑΠΕ και, συνακόλουθα, στην υποστήριξη αυτών των έργων.





---

## Κεφάλαιο 4 – Προτεινόμενη Μεθοδολογία

---



## 4.1 Εισαγωγή

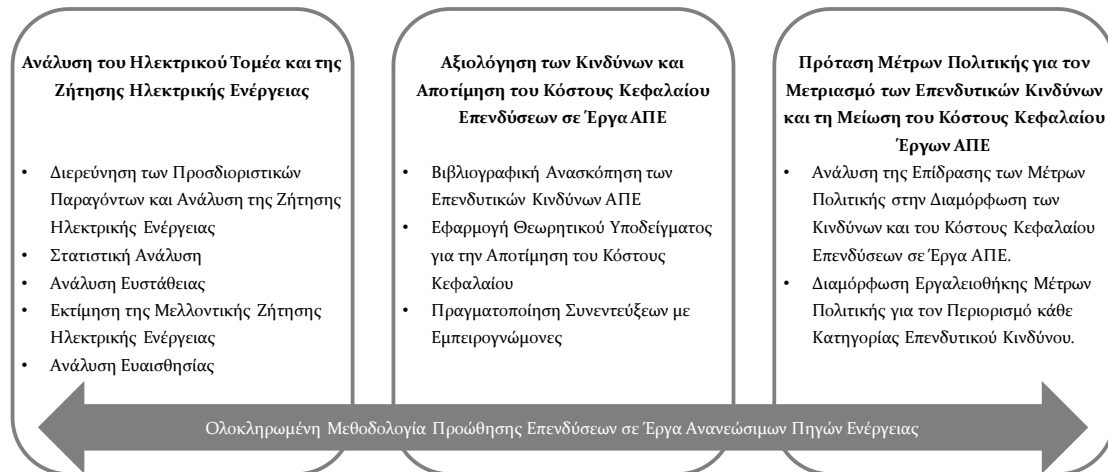
Ο στόχος του 4<sup>ου</sup> Κεφαλαίου της Διδακτορικής Διατριβής είναι η αναλυτική περιγραφή του ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου που προτείνεται για την προώθηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Το 4<sup>ο</sup> Κεφάλαιο, πλέον της Εισαγωγής, περιλαμβάνει τις ακόλουθες τέσσερις (4) ενότητες:

- 2<sup>η</sup> Ενότητα: Παρουσίαση του ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου που καταρτίστηκε για την υποστήριξη των φορέων χάραξης πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.
- 3<sup>η</sup> Ενότητα: Αναλυτική περιγραφή της πολυκριτηριακής μεθοδολογίας που προτείνεται για την ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ανάλυσης ευστάθειας.
- 4<sup>η</sup> Ενότητα: Παρουσίαση του μεθοδολογικού πλαισίου που εισήχθη για την ανάλυση και αξιολόγηση των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ και τον προσδιορισμό του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων.
- 5<sup>η</sup> Ενότητα: Παράθεση της εργαλειοθήκης που δημιουργήθηκε με τα μέτρα πολιτικής που προτείνονται για την αντιμετώπιση και τον περιορισμό κάθε μιας κατηγορίας κινδύνου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.
- 6<sup>η</sup> Ενότητα: Παρουσίαση των κύριων συμπερασμάτων που εξάγονται από το Κεφάλαιο αυτό.

## 4.2 Μεθοδολογικό Πλαίσιο Υποστήριξης Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Στόχος της συγκεκριμένης Ενότητας αποτελεί η παρουσίαση της μεθοδολογικής προσέγγισης που διαμορφώθηκε στο πλαίσιο της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής (Σχήμα 4.1).



**Σχήμα 4.1.** Ολοκληρωμένη Μεθοδολογία Προώθησης Επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ

Οι βασικές συνιστώσες της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι οι ακόλουθες:

### 1. Ανάλυση του Ηλεκτρικού Τομέα και της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης συνιστώσας λαμβάνει χώρα η διερεύνηση της επίδρασης των διαφόρων προσδιοριστικών παραγόντων στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από την εφαρμογή πρωτότυπων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression models). Η ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται με χρήση ετήσιων δεδομένων και προσδιορίζεται η βαρύτητα κάθε ενός κριτηρίου στη διαμόρφωση αυτής. Επιπλέον, για την διασφάλιση της ακρίβειας και της ευστάθειας των αποτελεσμάτων, υλοποιείται στατιστική ανάλυση και ανάλυση ευστάθειας, αντίστοιχα. Πιο συγκεκριμένα, υπολογίζεται μια σειρά στατιστικών δεικτών ακρίβειας των αποτελεσμάτων, όπως το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (mean absolute percentage error – MAPE) καθώς και δείκτες αποτίμησης της ευστάθειας των αποτελεσμάτων, με κυριότερο τον μέσο δείκτη ευστάθειας (Average Stability Index – ASI). Με βάση το ευσταθές μοντέλο που διαμορφώθηκε εξήχθησαν οι μελλοντικές τιμές της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας των βασικότερων κριτηρίων του μοντέλου.

## **2. Αξιολόγηση των Κινδύνων και Αποτίμηση του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ**

Η συγκεκριμένη συνιστώσα της προτεινόμενης μεθοδολογίας περιλαμβάνει την επισκόπηση των κινδύνων που αφορούν σε επενδύσεις έργων ΑΠΕ μέσα από την πραγματοποίηση εκτενούς βιβλιογραφικής ανασκόπησης. Επιπλέον, έλαβε χώρα η διαμόρφωση ενός θεωρητικού υποδείγματος για την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και η εφαρμογή του σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης. Τέλος, πραγματοποιήθηκαν συνεντεύξεις με εμπειρογνώμονες της ενεργειακής αγοράς για την αξιολόγηση της διαμορφωμένης μεθοδολογίας, την ανάλυση της επίδρασης των κινδύνων στις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και τον έλεγχο της αξιοπιστίας των αποτελεσμάτων του εφαρμοσθέντος υποδείγματος.

## **3. Πρόταση Μέτρων Πολιτικής για τον Μετριασμό των Επενδυτικών Κινδύνων και τη Μείωση του Κόστους Κεφαλαίου Έργων ΑΠΕ**

Με βάση τα εξαγόμενα αποτελέσματα της προηγούμενης ανάλυσης και ειδικότερα αυτά που αφορούν στην επίδραση των μέτρων πολιτικής στην διαμόρφωση των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ, η τρέχουσα συνιστώσα του μεθοδολογικού πλαισίου επικεντρώθηκε στην πρόταση μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των κινδύνων σε έργα ΑΠΕ. Σε αυτό το πλαίσιο, διαμορφώθηκε μια εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής που στόχο έχουν τον περιορισμό, ξεχωριστά, κάθε μιας κατηγορίας επενδυτικού κινδύνου.

### 4.3 Πολυκριτηριακή Μεθοδολογία Ανάλυσης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας με Εφαρμογή Ανάλυσης Ευστάθειας

Η ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αποτελεί ένα επιστημονικό πεδίο στο οποίο, όπως αναλύθηκε και στην Ενότητα 3.2, έχει πραγματοποιηθεί εκτεταμένη επιστημονική έρευνα και έχει χρησιμοποιηθεί μια πληθώρα εργαλείων και μεθοδολογιών. Ωστόσο, οι υπάρχουσες μεθοδολογίες αντιμετωπίζουν εγγενείς δυσκολίες στην επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος και στην εξαγωγή προβλέψεων υψηλής ακρίβειας.

Οι μέθοδοι χρονοσειράς, όπως η γραμμική παλινδρόμηση, η μέθοδος κινητού μέσου όρου, η εκθετική εξομάλυνση και άλλες τεχνικές, κρίνονται ως ανεπαρκείς για την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μη γραμμικής συμπεριφοράς που διέπει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (Ardakani & Ardehali, 2014; Li et al., 2012). Συγκεκριμένα, η μη γραμμική σχέση μεταξύ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των επιμέρους προσδιοριστικών παραγόντων της δεν αποτυπώνεται αποδοτικά από τα παραδοσιακά μοντέλα γραμμικής παλινδρόμησης (Singh et al., 2013). Η χρήση γραμμικών εξισώσεων για την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και του ηλεκτρικού φορτίου, επομένως, οδηγεί σε λιγότερο ακριβή αποτελέσματα (Khan et al., 2016).

Οι τεχνικές πρόβλεψης που προέρχονται από το πεδίο της τεχνητής νοημοσύνης απαιτούν έναν μεγάλο όγκο δεδομένων και ιστορικών παρατηρήσεων για την παροχή τελικών αποτελεσμάτων (Li et al., 2012; Yao et al., 2003). Επιπλέον, οι εγγενείς περιορισμοί των τεχνικών εξόρυξης δεδομένων απαιτούν ένα αποδεκτό επίπεδο αντιπροσωπευτικότητας των δεδομένων, επιπροσθέτως του ενισχυμένου όγκου αυτών (Li et al., 2012). Οι μέθοδοι των νευρωνικών δικτύων θεωρούνται ως μεθοδολογίες «μαύρου κουτιού», και όχι αιτιατά μοντέλα, τα οποία δεν παρουσιάζουν την επίδραση των διαφόρων προσδιοριστικών παραγόντων στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (Ardakani & Ardehali, 2014; Hor et al., 2005). Επιπλέον, τα μοντέλα έμπειρων συστημάτων που βασίζονται στη γνώση συνοδεύονται από αυξημένες απαιτήσεις σε χρονικούς πόρους (Ardakani & Ardehali, 2014).

#### ***Συγκριτικά Πλεονεκτήματα της Προτεινόμενης Μεθοδολογίας***

Η καθιέρωση νέων προσεγγίσεων μοντελοποίησης κρίνεται περισσότερο από αναγκαία για την αντιμετώπιση των υφιστάμενων περιορισμών των υπαρχόντων μοντέλων (Li et al., 2012). Σε αυτό το πλαίσιο, η Διατριβή καλείται να λύσει τα συγκεκριμένα ζητήματα που αναγνωρίστηκαν. Ένα βασικό πλεονέκτημα του προτεινόμενου μεθοδολογικού πλαισίου είναι η σαφής απεικόνιση της σχέσης μεταξύ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των επιμέρους προσδιοριστικών παραγόντων της σε σύγκριση με άλλες τεχνικές της

βιβλιογραφίας. Επιπροσθέτως, η ικανότητα ενσωμάτωσης όχι μόνο ποσοτικών αλλά και ποιοτικών κριτηρίων στη συγκεκριμένη μοντελοποίηση αποτελεί ένα ακόμα σημαντικό πλεονέκτημα έναντι των υφιστάμενων μεθόδων.

Βασικός στόχος της προτεινόμενης μεθοδολογίας αποτελεί, πρώτον, η διερεύνηση της σχέσης μεταξύ της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των κοινωνικο-οικονομικών παραμέτρων/κριτηρίων που περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων, το ΑΕΠ, τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, τις καιρικές συνθήκες και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας και, δεύτερον, η παροχή μακροπρόθεσμων εκτιμήσεων της ετήσιας συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το πλαίσιο, εισάγεται μια πρωτότυπη μέθοδος ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς και προτείνονται δύο αναλυτικά πολυκριτηριακά μοντέλα προκειμένου να εκτιμηθεί ένα ευσταθές μοντέλο προστιθέμενης αξίας που είναι όσο το δυνατόν πιο συνεπές με τα ετήσια δεδομένα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των προηγούμενων περιόδων. Η αρχική έμπνευση της συνολικής μεθοδολογικής προσέγγισης προέρχεται από την μέθοδο αξιολόγησης της ικανοποίησης των πελατών που προτάθηκε από τους Grigorioudis & Siskos (2002, 2010), για την οποία αναπτύχθηκαν ειδικές τεχνικές γραμμικού προγραμματισμού.

Στις υποενότητες που ακολουθούν παρουσιάζεται η πολυκριτηριακή μεθοδολογία ανάλυσης χρονοσειρών που διαμορφώθηκε, τα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς που εισήχθησαν, οι στατιστικοί δείκτες σφάλματος που χρησιμοποιήθηκαν για την στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων καθώς και η ανάλυση ευστάθειας που συμπληρώνει την προτεινόμενη μεθοδολογική προσέγγιση.

#### 4.3.1 Προτεινόμενο Μεθοδολογικό Πλαίσιο Ανάλυσης και Εκτίμησης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η φιλοσοφία της αναλυτικής-συνθετικής προσέγγισης (preference disaggregation) ή της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression) στη διαδικασία υποστήριξης αποφάσεων με πολλαπλά κριτήρια (Multiple Criteria Decision Aid - MCDA) στηρίζεται στην εξαγωγή των μοντέλων προτίμησης μέσα από δεδομένες προτιμησησιακές δομές και στην πρόταση δραστηριοτήτων υποστήριξης αποφάσεων μέσω επιχειρησιακών μοντέλων (Jacquet-Lagrèze & Siskos, 1982, 2001; Siskos, 1985; Siskos et al., 2016). Στην πλειονότητα αυτών των μεθόδων, όπως είναι οι μέθοδοι τύπου-UTA, ένα μοντέλο προσθετικής αξίας κατασκευάζεται μέσω της αποσύνθεσης των δηλώσεων προτίμησης ποιοτικής φύσης των αποφασιζόντων, όπως π.χ. η κατάταξη των δράσεων αναφοράς, οι διμερείς συγκρίσεις μεταξύ των δράσεων αναφοράς, κτλ., με τέτοιο τρόπο ώστε το μοντέλο προσθετικής αξίας να είναι όσο το δυνατόν πιο συμβατό με τις προτιμήσεις που δίνονται.

Τα μοντέλα που προτείνονται στο πλαίσιο της συγκεκριμένης Διδακτορικής Διατριβής αποσυνθέτουν ποσοτικά μέτρα μέσω της εκτίμησης των αντίστοιχων περιθωρίων συναρτήσεων αξίας που είναι απόλυτα συμβατές με τα διαθέσιμα δεδομένα.

Στο πλαίσιο της αποσύνθεσης, οι Kettani et al. (1998) παρουσίασαν ένα μοντέλο εκτίμησης προκειμένου να περιγράψουν την εξέλιξη της αγοράς ακινήτων. Το μοντέλο στηρίζεται σε πραγματικά δεδομένα της αγοράς καθώς και στις αντιλήψεις των μεσιτών που δραστηριοποιούνται σε αυτήν. Οι παράμετροι που περιγράφουν την αγορά ακινήτων εκτιμώνται βάσει του συγκεκριμένου μοντέλου και την αξιοποίηση εργαλείων μαθηματικού προγραμματισμού της πολυκριτήριας ανάλυσης, όπως τα μοντέλα τύπου UTA. Η χρησιμότητα και εφαρμοσιμότητα της συγκεκριμένης μεθόδου εκτίμησης ελέγχεται εμπειρικά μέσα από την εφαρμογή μιας μελέτης περίπτωσης για την πόλη του Edmonton του Καναδά.

Σε ένα διαφορετικό πλαίσιο, οι Grigoroudis & Siskos (2002, 2010) δημιούργησαν την μέθοδο MUlticriteria Satisfaction Analysis (MUSA), μια προσέγγιση πολλαπλών κριτηρίων αποσύνθεσης των προτιμήσεων που παρέχει ποσοτικά μέτρα της ικανοποίησης των πελατών, λαμβάνοντας υπόψιν την ποιοτική μορφή των κρίσεων τους. Ο βασικός στόχος της μεθόδου MUSA είναι η σύνθεση των μεμονωμένων κρίσεων σε μια συνάρτηση ολικής αξίας, θεωρώντας ότι η ολική προτίμηση των πελατών βασίζεται σε μια σειρά κριτηρίων ή μεταβλητών που αντιπροσωπεύουν τις διαστάσεις των χαρακτηριστικών της υπηρεσίας ή του προϊόντος που αξιολογείται.

Επιπλέον, η ανάγκη για εύρωστη μοντελοποίηση σε μεθόδους πολλαπλών κριτηρίων σύνθεσης-αποσύνθεσης ή ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης έχει τονιστεί από τους Jacquet-Lagrèze & Siskos (1982, 2001), Corrente et al. (2013) και Greco et al. (2016). Όλες



οι ανωτέρω μέθοδοι προσπαθούν να διασφαλίσουν την ευστάθεια των μοντέλων που εξάγουν μέσω των διαθέσιμων προτιμησιακών δεδομένων. Οι Greco et al. (2010) προτείνουν ένα γενικό μεθοδολογικό πλαίσιο, με τον όρο Ευσταθής Ποιοτική Ανάλυση Παλινδρόμησης (Robust Ordinal Regression - ROR), η οποία μπορεί να υλοποιηθεί συνεργατικά με τα αναλυτικά μοντέλα. Η συγκεκριμένη τεχνική στοχεύει στην ενίσχυση της ευστάθειας των εκτιμώμενων αποτελεσμάτων και βασίζεται στην αρχή ότι οι αποφάσεις και προτάσεις προκύπτουν αφού ληφθούν υπόψιν όλες εκείνες οι παράμετροι που είναι συμβατές με τις προτιμήσεις των αποφασισζόντων.

Το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο για την παροχή ευσταθών εκτιμήσεων της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αναλύεται στις ακόλουθες φάσεις (βλέπε Σχήμα 4.2) (Angelopoulos et al., 2019):

- **1<sup>η</sup> Φάση – Συλλογή Προσδιοριστικών Παραγόντων:**

Στο πλαίσιο του συγκεκριμένου σταδίου συλλέγονται οι εναλλακτικοί προσδιοριστικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από την υλοποίηση εκτενούς ανασκόπησης της σχετικής επιστημονικής βιβλιογραφίας, όπως αυτή παρουσιάστηκε στην Ενότητα 3.2.

- **2<sup>η</sup> Φάση – Κατασκευή Συνεπούς Οικογένειας Κριτηρίων:**

Η διαμόρφωση της συνεπούς οικογένειας των κριτηρίων συντελείται μέσω της επιλογής των κατάλληλων προσδιοριστικών παραγόντων της βιβλιογραφικής ανασκόπησης που έχει προηγηθεί και μετά από την υλοποίηση συνεντεύξεων με εμπειρογνώμονες της ενεργειακής αγοράς.

Στη συγκεκριμένη φάση της Διατριβής συλλέγονται οι ετήσιες παρελθοντικές τιμές της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και οι αντίστοιχες τιμές για τα κριτήρια του μοντέλου, όπως δημοσιεύονται από επίσημους φορείς και οργανισμούς.

Σχετικά με τις προβλέψεις των τιμών των κριτηρίων του μοντέλου, οι μελλοντικές τιμές τους είτε αντλούνται από τις πλέον πρόσφατες προβλέψεις που δημοσιεύουν οι αντίστοιχοι επίσημοι φορείς και οργανισμοί είτε εξάγονται μέσω της εφαρμογής ευρέως αποδεκτών τεχνικών πρόβλεψης και, ειδικότερα, για την περίπτωση των κριτηρίων για τα οποία δεν είναι διαθέσιμες οι σχετικές εκτιμήσεις (π.χ. δεδομένα καιρού και μέτρων πολιτικής για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας).

- **3<sup>η</sup> Φάση – Ανάπτυξη και Εφαρμογή Πρωτότυπων Μη-Γραμμικών Μοντέλων Ποιοτικής Ανάλυσης Παλινδρόμησης υπό Περιορισμούς:**

Η συγκεκριμένη φάση της μεθοδολογίας περιλαμβάνει την κατάστρωση δύο πρωτότυπων μη γραμμικών μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό

περιορισμούς (ordinal regression models). Το κλασικό μοντέλο (classic model) που προτείνεται έχει επιρροές από τη μελέτη των Kettani et al. (1998) το οποίο εφαρμόστηκε στον τομέα της αγοράς ακινήτων. Το εν λόγω μοντέλο στοχεύει στην εκτίμηση των τιμών της εξαρτημένης μεταβλητής μέσα από την κατασκευή των αντίστοιχων περιθωρίων συναρτήσεων αξίας (marginal value functions) των κριτηρίων του μοντέλου που οδηγούν στο μικρότερο δυνατό σφάλμα. Το μοντέλο βασισμένο στις αξίες ή αξιακό μοντέλο (value-based model), επηρεασμένο από τη μεθοδολογική προσέγγιση αποτίμησης της ικανοποίησης των πελατών MUSA (Grigorioudis & Siskos, 2002; 2010), έχει ως στόχο την δημιουργία των περιθωρίων συναρτήσεων αξίας τόσο της εξαρτημένης όσο και των ανεξάρτητων μεταβλητών (κριτηρίων) που οδηγούν στην εκτίμηση της ποσοστιαίας μεταβολής των τιμών της εξαρτημένης μεταβλητής με το μικρότερο δυνατό σφάλμα.

Για λόγους πληρότητας της προτεινόμενης μεθοδολογικής προσέγγισης, εφαρμόζεται, επίσης, το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης για την εξαγωγή εκτιμήσεων της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και τη σύγκρισή τους με αυτές των προτεινόμενων μοντέλων. Το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης αποτελεί μια ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδο στον τομέα της ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και, εν γένει, της ενέργειας.

- **4<sup>η</sup> Φάση – Στατιστική Ανάλυση και Έλεγχος Ακρίβειας των Μοντέλων:**

Στη συγκεκριμένη φάση διεξάγεται στατιστική ανάλυση και υπολογισμός των σφαλμάτων των ανωτέρω μοντέλων κατά τη διάρκεια της περιόδου ελέγχου (testing period). Στο πλαίσιο του ελέγχου της ακρίβειας των εφαρμοζόμενων μοντέλων, υπολογίζονται διάφοροι στατιστικοί δείκτες αποτίμησης της ακρίβειας των εκτιμήσεων, συμπεριλαμβανομένου, μεταξύ άλλων, του μέσου απολύτου ποσοστιαίου σφάλματος (Mean Absolute Percentage Error – MAPE).

Σε περίπτωση χαμηλής ακρίβειας των προβλέψεων, τα αποτελέσματα κρίνονται ως ανεπαρκή και οι Φάσεις 2-4 επαναλαμβάνονται με την εφαρμογή εναλλακτικών μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης ή / και με χρήση μεγαλύτερου όγκου δεδομένων. Σε αντίθετη περίπτωση, η διαδικασία συνεχίζεται με τη Φάση 5.

- **5<sup>η</sup> Φάση – Ανάλυση Ευστάθειας και Μεταβελτιστοποίησης:**

Η ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης αποτελεί ένα κρίσιμο τμήμα της προτεινόμενης μεθοδολογικής προσέγγισης, καθώς συμβάλει στην εξασφάλιση της ευστάθειας των εξαγόμενων εκτιμήσεων της εξαρτημένης μεταβλητής. Σε αυτό το πλαίσιο, ένα σύνολο ημιβέλτιστων μοντέλων προσθετικής αξίας υπολογίζεται, κάθε ένα μέσω της ελαχιστοποίησης και μεγιστοποίησης μιας

διαφορετικής παραμέτρου του μοντέλου και της επίλυσης των αντίστοιχων προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού.

- **6<sup>η</sup> Φάση – Έλεγχος της Ευστάθειας των Μοντέλων:**

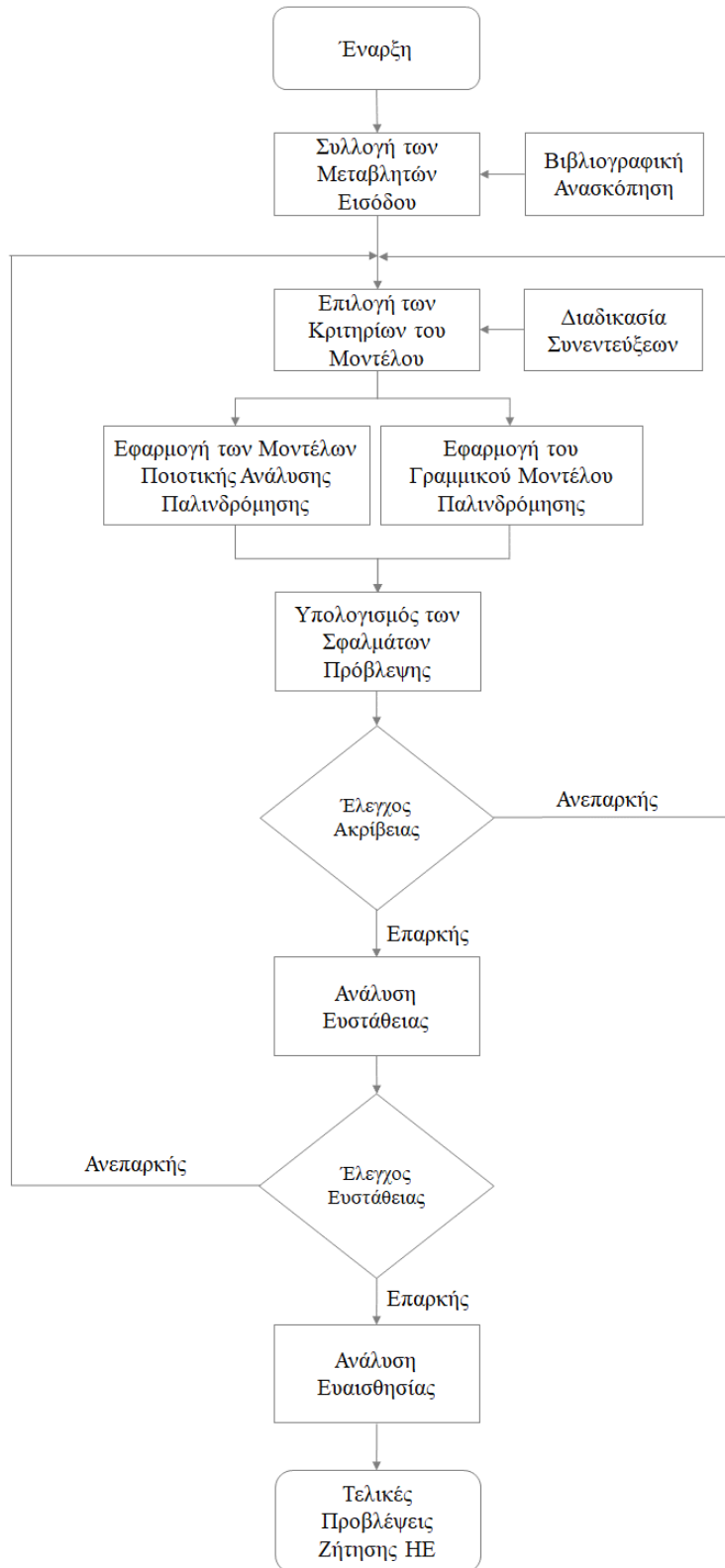
Στη συγκεκριμένη φάση της μεθοδολογίας εξετάζεται το επίπεδο ευστάθειας της μεθοδολογίας μέσω του υπολογισμού των κατάλληλων δεικτών ευστάθειας (π.χ. ASI). Σε περίπτωση χαμηλής ευστάθειας, τα αποτελέσματα κρίνονται ως ανεπαρκή και οι Φάσεις 2-6 επαναλαμβάνονται με την εφαρμογή εναλλακτικών μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης ή / και μεγαλύτερου όγκου δεδομένων, αλλιώς η διαδικασία συνεχίζεται με τη Φάση 7.

- **7<sup>η</sup> Φάση – Ανάλυση Ευαισθησίας των Κριτηρίων του Μοντέλου:**

Κατά την φάση αυτή πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας των σημαντικότερων παραμέτρων/κριτηρίων του μοντέλου (π.χ. ΑΕΠ) προκειμένου να αποτυπωθεί η επίδραση των συγκεκριμένων κριτηρίων στα αποτελέσματα του μοντέλου.

- **8<sup>η</sup> Φάση – Παροχή Τελικών Εκτιμήσεων – Ολοκλήρωση Διαδικασίας:**

Η διαδικασία οριστικοποιείται και οι τελικές ευσταθείς εκτιμήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παρέχονται στους φορείς λήψης αποφάσεων (π.χ. φορείς χάραξης πολιτικής, διαχειριστές των ενεργειακών συστημάτων, ρυθμιστικές αρχές ενέργειας).



**Σχήμα 4.2.** Διάγραμμα Ροής της Προτεινόμενης Μεθοδολογίας Ανάλυσης και Εκτίμησης της Μακροπρόθεσμης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Angelopoulos et al., 2019)

### 4.3.2 Μοντέλα Ποιοτικής Ανάλυσης Παλινδρόμησης

Στη συγκεκριμένη Ενότητα, γίνεται η υπόθεση ότι η χρονοσειρά  $Y$  εξαρτάται από ένα σύνολο  $n$  ποσοτικών ή ποιοτικών κριτηρίων, που συμβολίζονται ως  $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$ , όπου ένα συγκεκριμένο κριτήριο  $i$  αναπαρίσταται από μια μονότονη μεταβλητή  $X_i$ , δηλαδή, για όσο υψηλότερη (χαμηλότερη) είναι η τιμή του κριτηρίου τόσο μεγαλύτερη (μικρότερη) είναι η συνεισφορά του στην τιμή του  $Y$ . Επιπλέον, η συγκεκριμένη υπόθεση καλύπτει και την περίπτωση κριτηρίων (π.χ. κριτήρια κόστους) για τα οποία όσο μικρότερη (μεγαλύτερη) είναι η τιμή της μεταβλητής  $X$  τόσο μεγαλύτερη (μικρότερη) είναι η τιμή του  $Y$ . Σε αυτό το πλαίσιο, η ανάλυση συνέπειας μεταξύ της μεταβλητής  $Y$  και του διανύσματος  $X$  μπορεί να θεωρηθεί ως ένα πρόβλημα Πολυκριτηρίας Ανάλυσης (multicriteria analysis problem).

Και τα δύο αναλυτικά μοντέλα απόφασης (disaggregation models) κάνουν την εκτίμηση ότι κάθε κριτήριο  $X_i$  ορίζεται μέσω μιας ποσοτικής ή ποιοτικής κλίμακας αξιολόγησης η οποία διακριτοποιείται σε  $a_i$  επίπεδα. Τα συγκεκριμένα επίπεδα είναι ισοδύναμα όταν το κριτήριο είναι ποσοτικό. Βασικός στόχος των μοντέλων είναι η εξαγωγή των περιθωρίων συναρτήσεων αξίας που συνθέτουν τα πολλαπλά κριτήρια με τέτοιο τρόπο ώστε οι συγκεκριμένες συναρτήσεις να είναι συνεπείς με τη χρονοσειρά που δίνεται κατά το βέλτιστο τρόπο. Η προσθετική συνάρτηση αξίας έχει την ακόλουθη μορφή:

$$u(X_1, X_2, \dots, X_n) = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i X_i^* \quad (4.1)$$

Όπου  $b_0$  είναι ένας σταθερός όρος εκφρασμένος σε μονάδες της χρονοσειράς,  $X_i^*$  είναι η περιθώρια συνάρτηση αξίας του κριτηρίου  $X_i$ , η οποία είναι γραμμική κατά τμήματα και κανονικοποιημένη στο διάστημα  $[0, 1]$ , και  $b_i$  είναι το βάρος του  $i^{\text{ου}}$  κριτηρίου.

#### Κλασικό Μοντέλο (Classic Model)

Το πρώτο αναλυτικό μοντέλο βασίζεται στη μελέτη των Kettani et al. (1998) και δίνεται από τις ακόλουθες εξισώσεις (βλέπε Πίνακα 4.1 για την Ορολογία):

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i X_i^* \quad (4.2)$$

και

$$x_i^{*1} = 0, x_i^{*a_i} = 1 \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.3)$$

Όπου το  $b_0$  αναπαριστά την ελάχιστη (δυνατή) τιμή της εξαρτημένης μεταβλητής και το  $b_i$  αντιπροσωπεύει τον συντελεστή βαρύτητας του  $i^{\text{ου}}$  κριτηρίου στη δεδομένη χρονοσειρά.

Πίνακας 4.1. Μεταβλητές των Προτεινόμενων Μοντέλων

<i>Μεταβλητή</i>	<i>Περιγραφή</i>
<i>Y</i>	Εξαρτημένη Μεταβλητή
<i>α</i>	Αριθμός ισοδύναμων επιπέδων της κλίμακας των τιμών της μεταβλητής <i>Y</i>
<i>n</i>	Αριθμός των Κριτηρίων
<i>X<sub>i</sub></i>	Αξία του <i>i</i> <sup>ου</sup> κριτηρίου ( <i>i=1,2,...,n</i> )
<i>α<sub>i</sub></i>	Αριθμός των επιπέδων των τιμών του <i>i</i> <sup>ου</sup> κριτηρίου
<i>x<sub>i</sub><sup>k</sup></i>	Το <i>k</i> <sup>ο</sup> επίπεδο του <i>i</i> <sup>ου</sup> κριτηρίου ( <i>k=1,2,...,α<sub>i</sub></i> )
<i>X<sub>i</sub><sup>*</sup></i>	Περιθώρια Συνάρτηση Αξίας του <i>X<sub>i</sub></i>
<i>x<sub>i</sub><sup>*k</sup></i>	Αξία του <i>x<sub>i</sub><sup>k</sup></i> επιπέδου
<i>t</i>	Χρονική Περίοδος <i>t</i> (σε έτη)
<i>T</i>	Συνολικό Χρονικό Διάστημα (σε έτη)

Με βάση το πλαίσιο μοντελοποίησης που παρουσιάστηκε πιο πάνω, και με την εισαγωγή μιας μεταβλητής διπλού σφάλματος για κάθε χρονική περίοδο, η εξίσωση της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης διαμορφώνεται ως εξής:

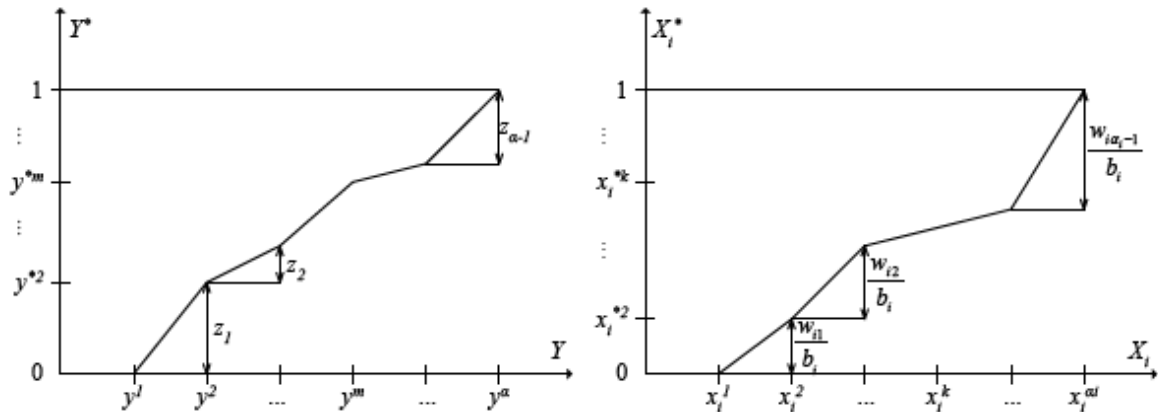
$$\tilde{Y} = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i X_i^* - \sigma^+ + \sigma^- \quad (4.4)$$

Όπου το  $\tilde{Y}$  αναπαριστά, στο κλασικό μοντέλο, την εκτίμηση του  $Y$  και τα  $\sigma^+$  και  $\sigma^-$  αποτελούν τα σφάλματα υπερεκτίμησης και υποεκτίμησης, αντίστοιχα.

Με βάση την ποιοτική ανάλυση παλινδρόμησης και μετά την αφαίρεση των περιορισμών μονοτονίας για τις περιθώριες συναρτήσεις αξίας  $X_i^*$ , εφαρμόζονται οι ακόλουθες σχέσεις μετασχηματισμού:

$$w_{ik} = b_i x_i^{*k+1} - b_i x_i^{*k} \text{ για } k = 1, 2, \dots, \alpha_i - 1 \text{ και } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.5)$$

Οι μεταβλητές  $w_{ik}$  εκφράζουν τις διαδοχικές αυξήσεις των περιθωρίων συναρτήσεων αξίας  $X_i^*$ , όπως αυτές παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.3 (δεξιά).



**Σχήμα 4.3.** Μεταβλητές Μετασχηματισμού  $z_m$  (αριστερά) και  $w_{ik}$  (δεξιά) (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Επιπλέον, οι επιπρόσθετοι περιορισμοί που εξασφαλίζουν τη μονοτονία των συναρτήσεων αξίας  $X_i^*$  περιλαμβάνονται ακολούθως:

$$\begin{cases} x_i^{*k+1} - x_i^{*k} \geq \gamma_i \text{ για } k = 1, 2, \dots, \alpha_i - 1 \text{ και } i = 1, 2, \dots, n \\ \gamma_i > 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

Όπου  $\gamma_i$  είναι το κατώφλι προτίμησης για την συνάρτηση αξίας  $X_i^*$ .

Οι νέες μεταβλητές που εισάγονται δίνονται πιο κάτω:

$$w_{ik} = w'_{ik} + \gamma_i \text{ για } k = 1, 2, \dots, \alpha_i - 1 \text{ και } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.7)$$

Με βάση τις ανωτέρω εξισώσεις και την εκτίμηση ότι οι όροι της χρονοσειράς συμβολίζονται με  $y_1, y_2, \dots, y_j, \dots, y_T$ , το κλασικό αναλυτικό μοντέλο εκφράζεται μέσω του ακόλουθου μοντέλου γραμμικού προγραμματισμού (Γ.Π.):

$$\begin{cases} [\min] F = \sum_{j=1}^T (\sigma_j^+ + \sigma_j^-) \\ \text{υπό τους ακόλουθους περιορισμούς} \\ b_0 + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} c_{ij}^k w'_{ik} - \sigma_j^+ + \sigma_j^- = y_j - \sum_{i=1}^n \gamma_i \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} c_{ij}^k \text{ για } j = 1, 2, \dots, T \\ \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} w'_{ik} = b_i - \gamma_i(\alpha_i - 1) \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \\ b_0, b_i, w_{ik}, \sigma_j^+, \sigma_j^- \geq 0 \text{ για } \forall i, k, j \end{cases} \quad (4.8)$$

Όπου οι συντελεστές  $c_{ij}^k$  υπολογίζονται με χρήση της γραμμικής παρεμβολής, ως εξής:

$$c_{ij}^k = \begin{cases} 0, & X_{ij} \leq x_i^k \\ \frac{X_{ij} - x_i^k}{x_i^{k+1} - x_i^k}, & x_i^k \leq X_{ij} \leq x_i^{k+1} \text{ για } i = 1, 2, \dots, n; k = 1, 2, \dots, \alpha_i - 1 \text{ και } j = 1, 2, \dots, T \\ 1, & X_{ij} \geq x_i^{k+1} \end{cases} \quad (4.9)$$

Οι αρχικές μεταβλητές του προβλήματος βελτιστοποίησης υπολογίζονται εκ των υστέρων με χρήση των ακολούθων εξισώσεων:

$$\begin{cases} b_i = \sum_{t=1}^{\alpha_i-1} (w'_{it} + \gamma_i) \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \\ x_i^{*k} = \frac{\sum_{t=1}^{k-1} (w'_{it} + \gamma_i)}{\sum_{t=1}^{\alpha_i-1} (w'_{it} + \gamma_i)} \text{ για } i = 1, 2, \dots, n \text{ και } k = 2, 3, \dots, \alpha_i \end{cases} \quad (4.10)$$

### Αξιακό Μοντέλο (Value-based model)

Το αξιακό αναλυτικό μοντέλο στηρίζεται στην μεθοδολογική προσέγγιση της ικανοποίησης των πελατών που εισάγεται μέσω της μεθόδου MUSA, η οποία προτάθηκε από τους Grigoroudis & Siskos (2002, 2010).

Βασική ιδέα της συγκεκριμένης μοντελοποίησης αποτελεί το γεγονός ότι οι αξίες της ποσοστιαίας μεταβολής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των κριτηρίων του μοντέλου δεν είναι ισοδύναμες για ίσα μεγέθη στις αντίστοιχες κλίμακες. Σε αυτό το πλαίσιο, η συγκεκριμένη μεθοδολογική προσέγγιση στηρίζεται στην υπόθεση ότι κάθε όρος της χρονοσειράς αναπαριστά την αξία για έναν αποφασίζοντα, ενδιαφερόμενο ή αξιολογητή, και αυτή η αξία σχετίζεται με την αξία των τιμών των κριτηρίων που έχουν εισαχθεί. Η εξίσωση της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression analysis) λαμβάνει την ακόλουθη μορφή ( $b_0 = 0$ ):

$$\begin{cases} Y^* = \sum_{i=1}^n b_i X_i^* \\ \sum_{i=1}^n b_i = 1 \end{cases} \quad (4.11)$$

Όπου  $Y^*$  είναι η συνάρτηση αξίας της μεταβλητής  $Y$ .

Γίνεται η υπόθεση ότι η κλίμακα τιμών των κριτηρίων του μοντέλου χωρίζεται σε α ισοδύναμα επίπεδα και η συνάρτηση αξίας  $Y^*$  είναι κανονικοποιημένη στο διάστημα  $[0, 1]$  όπως και στην περίπτωση των περιθωρίων συναρτήσεων αξίας  $X_i^*$  (βλέπε Εξίσωση 4.3),  $b_i$  είναι το βάρος του  $i^{ου}$  κριτηρίου και  $n$  είναι ο αριθμός των κριτηρίων. Επίσης, ισχύουν οι ακόλουθοι περιορισμοί:



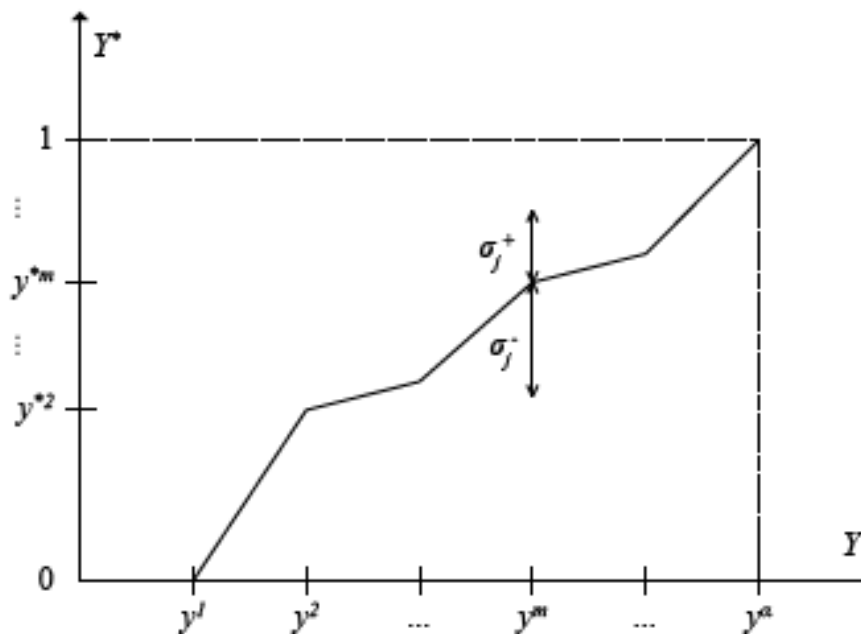
$$y^{*1} = 0 \text{ και } y^{*\alpha} = 1 \quad (4.12)$$

Όπου  $y^m$  και  $y^{*m}$  αναπαριστούν το  $m^ο$  επίπεδο της μεταβλητής  $Y$  ( $m=1,2,\dots,\alpha$ ) και η αξία του  $y^{ov}$  επιπέδου, αντίστοιχα.

Βασικός στόχος του μοντέλου είναι να εξάγει τις συναρτήσεις αξίας  $Y^*$  και  $X_i^*$  που οδηγούν στο ελάχιστο σύνολο των διαφορών μεταξύ των πραγματικών και των εκτιμώμενων τιμών της χρονοσειράς. Με βάση το μεθοδολογικό πλαίσιο που παρουσιάστηκε πιο πάνω, και μέσω της εισαγωγής μιας διπλής μεταβλητής σφάλματος για κάθε χρονική περίοδο, η εξίσωση της ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης λαμβάνει την ακόλουθη μορφή:

$$\tilde{Y}^* = \sum_{i=1}^n b_i X_i^* - \sigma^+ + \sigma^- \quad (4.13)$$

Όπου το  $\tilde{Y}^*$  αναπαριστά, στο αξιακό μοντέλο, την εκτίμηση της ολικής συνάρτησης αξίας (global value function)  $Y^*$  και τα  $\sigma^+$ ,  $\sigma^-$  αποτελούν τις μεταβλητές των σφαλμάτων υπερεκτίμησης και υποεκτίμησης, αντίστοιχα (βλέπε Σχήμα 4.4).



**Σχήμα 4.4.** Συναρτήσεις Σφάλματος για την  $j$ -στη Χρονική Περίοδο (Grigoroudis & Siskos, 2010)

Με βάση την ποιοτική ανάλυση παλινδρόμησης και μετά την αφαίρεση των περιορισμών μονοτονίας για τις συναρτήσεις αξίας  $Y^*$  και  $X_i^*$  (βλέπε Εξίσωση 4.5), εφαρμόζονται οι ακόλουθοι μετασχηματισμοί:

$$z_m = y^{*m+1} - y^{*m} \text{ για } m = 1, 2, \dots, \alpha - 1 \quad (4.14)$$

Οι μεταβλητές  $z_m$  αναπαριστούν τις διαδοχικές αυξήσεις των συναρτήσεων αξίας  $Y^*$ , όπως παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.3.

Επίσης, οι επιπρόσθετοι περιορισμοί που εξασφαλίζουν τη μονοτονία των συναρτήσεων αξίας  $Y^*$  και  $X_i^*$  (βλέπε Εξίσωση 4.6) παρουσιάζονται πιο κάτω:

$$\begin{cases} y^{*m+1} - y^{*m} \geq \gamma \text{ για } m = 1, 2, \dots, \alpha - 1 \\ \gamma > 0 \end{cases} \quad (4.15)$$

Όπου με  $\gamma$  αναπαρίσταται το κατώφλι προτίμησης για την συνάρτηση αξίας  $Y^*$ .

Μέσω της εφαρμογής των εξισώσεων (4.5-4.6) και (4.14-4.15), εξάγονται οι ακόλουθοι μετασχηματισμοί:

$$\begin{cases} w_{ik} \geq \gamma_i \Leftrightarrow w_{ik} - \gamma_i \geq 0 \Leftrightarrow w'_{ik} \geq 0 \text{ για } k = 1, 2, \dots, \alpha_i - 1, i = 1, 2, \dots, n \text{ και } \gamma_i \geq 0 \\ z_m \geq \gamma \Leftrightarrow z_m - \gamma \geq 0 \Leftrightarrow z'_m \geq 0 \text{ για } m = 1, 2, \dots, \alpha - 1 \text{ και } \gamma > 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

Οι εξισώσεις των νέων μεταβλητών (βλέπε, επίσης, Εξίσωση 4.7) δίνονται ακολούθως:

$$z_m = z'_m + \gamma \text{ για } m = 1, 2, \dots, \alpha - 1 \quad (4.17)$$

Με βάση την υπόθεση ότι οι όροι της χρονοσειράς της εξαρτημένης μεταβλητής συμβολίζονται  $y_1, y_2, \dots, y_j, \dots, y_T$ , το αξιακό μοντέλο εξάγεται μέσω του μοντέλου Γ.Π. που δίνεται ακολούθως:

$$\begin{cases} [\min] F = \sum_{j=1}^T (\sigma_j^+ + \sigma_j^-) \\ \text{υπό τους ακόλουθους περιορισμούς} \\ \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} c_{ij}^k w'_{ik} - \sum_{m=1}^{\alpha-1} c_j^m z'_m - \sigma_j^+ + \sigma_j^- = \gamma \sum_{m=1}^{\alpha-1} c_j^m - \sum_{i=1}^n \gamma_i \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} c_{ij}^k \text{ για } j = 1, 2, \dots, T \\ \sum_{m=1}^{\alpha-1} z'_m = 1 - \gamma(\alpha - 1) \\ \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{\alpha_i-1} w'_{ik} = 1 - \sum_{i=1}^n \gamma_i (\alpha_i - 1) \\ z'_m, w'_{ik}, \gamma, \gamma_i, \sigma_j^+, \sigma_j^- \geq 0 \quad \forall m, i, k, j \end{cases} \quad (4.18)$$

Στο οποίο, οι συντελεστές  $c_j^m$  και  $c_{ij}^k$  (βλέπε Εξίσωση 4.9) υπολογίζονται μέσω της γραμμικής παρεμβολής, εφαρμόζοντας τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$c_j^m = \begin{cases} 0, & Y_j \leq y^m \\ \frac{Y_j - y^m}{y^{m+1} - y^m}, & y^m < Y_j < y^{m+1}, m = 1, 2, \dots, \alpha - 1 \text{ και } j = 1, 2, \dots, T \\ 1, & Y_j \geq y^{m+1} \end{cases} \quad (4.19)$$

Οι αρχικές μεταβλητές του προβλήματος υπολογίζονται εκ των υστέρων με βάση την Εξίσωση 4.10 και την ακόλουθη σχέση:

$$y^{*m} = \sum_{t=1}^{m-1} (z'_t + \gamma) \text{ για } m = 2, 3, \dots, \alpha \quad (4.20)$$

### 4.3.3 Στατιστική Ανάλυση Σφάλματος

Η ακρίβεια της πρόβλεψης αποτελεί καθοριστικό κριτήριο για την αξιολόγηση της αξιοπιστίας μιας μεθόδου. Στο πλαίσιο αυτό, η διεθνής βιβλιογραφία χρησιμοποιεί διαφόρους στατιστικούς δείκτες για τη μέτρηση της ακρίβειας των μοντέλων πρόβλεψης.

Ειδικότερα, το σφάλμα της πρόβλεψης δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$A_t - F_t \quad (4.21)$$

Όπου  $A_t$  είναι η πραγματική τιμή της μεταβλητής τη χρονική περίοδο  $t$ ,  $F_t$  είναι η προβλεπόμενη τιμή της μεταβλητής και  $T$  ο συνολικός αριθμός των χρονικών περιόδων που εξετάζονται.

Οι κυριότεροι στατιστικοί δείκτες σφαλμάτων παρουσιάζονται ακολούθως:

*Ποσοστιαίο Σφάλμα (Percentage Error)*

$$PE\% = \frac{A_t - F_t}{A_t} \cdot 100\% \quad (4.22)$$

Το ποσοστιαίο σφάλμα εκφράζει την ποσοστιαία απόκλιση της προβλεπόμενης από την πραγματική τιμή της χρονοσειράς.

*Απόλυτο Σφάλμα (Absolute Error)*

$$AE = |A_t - F_t| \quad (4.23)$$

Εκφράζει την απόκλιση της προβλεπόμενης από την πραγματική τιμή της χρονοσειράς σε απόλυτες τιμές.

*Απόλυτο Ποσοστιαίο Σφάλμα (Absolute Percentage Error)*

$$APE = \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \cdot 100\% \quad (4.24)$$

Το απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα εκφράζει την απόλυτη ποσοστιαία απόκλιση της προβλεπόμενης από την πραγματική τιμή της χρονοσειράς.

*Μέσο Σφάλμα (Mean Error)*

$$ME = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T (A_t - F_t) \quad (4.25)$$

Το μέσο σφάλμα προκύπτει ως μέσος όρος των σφαλμάτων και αποτελεί ένα μέτρο της συστηματικότητας του σφάλματος.

Όταν το σφάλμα λαμβάνει θετικές τιμές σημαίνει ότι υπάρχει απαισιοδοξία στις προβλέψεις, ενώ όταν λαμβάνει αρνητικές τιμές υπάρχει αισιοδοξία. Τιμές του σφάλματος πλησίον του μηδενός υποδηλώνουν ότι τα σφάλματα χαρακτηρίζονται από τυχαιότητα.

*Μέσο Απόλυτο Σφάλμα (Mean Absolute Error)*

$$MAE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T |A_t - F_t| \quad (4.26)$$

Το μέσο απόλυτο σφάλμα προκύπτει ως ο μέσος όρος των απόλυτων τιμών των σφαλμάτων, λαμβάνει θετικές τιμές και διατηρεί τις μονάδες μέτρησης της αρχικής χρονοσειράς. Είναι αδύνατη η χρήση του για τη σύγκριση χρονοσειρών με διαφορετική μονάδα μέτρησης.

*Μέσο Ποσοστιαίο Σφάλμα (Mean Percentage Error)*

$$MPE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \frac{A_t - F_t}{A_t} \cdot 100\% \quad (4.27)$$

Το μέσο ποσοστιαίο σφάλμα προκύπτει ως ο μέσος όρος των ποσοστιαίων σφαλμάτων της χρονοσειράς. Βασικό χαρακτηριστικό του δείκτη είναι το γεγονός ότι θετικές και αρνητικές αποκλίσεις μπορούν να αντισταθμιστούν μεταξύ τους. Βασικό μειονέκτημα του μέσου ποσοστιαίου σφάλματος είναι ότι δεν ορίζεται σε περίπτωση μηδενικής πραγματικής τιμής.

*Μέσο Απόλυτο Ποσοστιαίο Σφάλμα (Mean Absolute Percentage Error)*

$$MAPE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \cdot 100\% \quad (4.28)$$

Το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα αποτελεί τον ευρύτερα χρησιμοποιούμενο στατιστικό δείκτη μέτρησης σφάλματος. Ο συγκεκριμένος δείκτης λαμβάνει αποκλειστικά θετικές τιμές και αποδίδει την ίδια βαρύτητα σε όλες τις προβλέψεις ενώ λειτουργεί καλύτερα όταν δεν παρουσιάζονται ακραίες τιμές στα δεδομένα της χρονοσειράς. Ο δείκτης αυτός δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε περίπτωση μηδενικής πραγματικής τιμής.

*Τετραγωνική Ρίζα του Μέσου Τετραγωνικού Σφάλματος (Root Mean Squared Error)*

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (A_t - F_t)^2}{T}} \quad (4.29)$$

Ο δείκτης RMSE αποτελεί έναν αξιόπιστο στατιστικό δείκτη μέτρησης της ακρίβειας της πρόβλεψης για σύγκριση, αποκλειστικά, χρονοσειρών που έχουν την ίδια μονάδα μέτρησης.

*Κανονικοποιημένη Τετραγωνική Ρίζα του Μέσου Τετραγωνικού Σφάλματος*

$$NRMSE = \frac{RMSE}{A_{t,max} - A_{t,min}} \quad (4.30)$$

Αποτελεί έναν τροποποιημένο δείκτη της τετραγωνικής ρίζας του μέσου τετραγωνικού Σφάλματος. Καθώς ο δείκτης αυτός είναι αδιάστατος αριθμός, επιτρέπει τις συγκρίσεις μεταξύ χρονοσειρών με διαφορετικές μονάδες μέτρησης.

*Συντελεστής Προσδιορισμού (Coefficient of Determination -  $r^2$ )*

$$r^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (A_t - \bar{A}) \cdot (F_t - \bar{F})}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (A_t - \bar{A})^2 \cdot \sum_{t=1}^T (F_t - \bar{F})^2}} \quad (4.31)$$

Θεωρώντας ως  $\bar{A}$  και  $\bar{F}$  τις μέσες τιμές της πραγματικής και της προβλεπόμενης χρονοσειράς, αντίστοιχα.

Ο συντελεστής προσδιορισμού εκφράζει την αναλογία της διακύμανσης στην προβλεπόμενη χρονοσειρά από την αρχική χρονοσειρά. Η δομή του δείκτη αυτού είναι τέτοια έτσι ώστε  $0 < r^2 < 1$  και δηλώνει την ένταση της γραμμικής σχέσης μεταξύ των δύο χρονοσειρών.

Συγκεντρωτικά, οι στατιστικοί δείκτες σφάλματος που χρησιμοποιήθηκαν για την μέτρηση της στατιστικής ακρίβειας των εκτιμήσεων παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.2.

**Πίνακας 4.2.** Στατιστικοί Δείκτες Σφάλματος

<b>Δείκτης Σφάλματος</b>	<b>Μαθηματικός Τύπος</b>
Μέσο Σφάλμα	$ME = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T (A_t - F_t)$
Μέσο Απόλυτο Σφάλμα	$MAE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T  A_t - F_t $
Μέσο Ποσοστιαίο Σφάλμα	$MPE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \frac{A_t - F_t}{A_t} \cdot 100\%$
Μέσο Απόλυτο Ποσοστιαίο Σφάλμα	$MAPE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \left  \frac{A_t - F_t}{A_t} \right  \cdot 100\%$

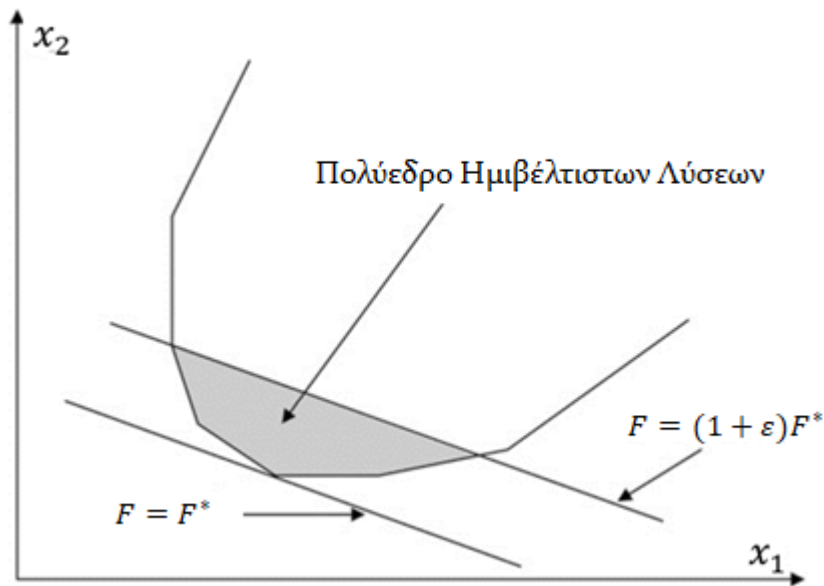
Τετραγωνική Ρίζα του Μέσου Τετραγωνικού Σφάλματος	$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (A_t - F_t)^2}{T}}$
Κανονικοποιημένη Τετραγωνική Ρίζα του Μέσου Τετραγωνικού Σφάλματος	$NRMSE = \frac{RMSE}{A_{t,max} - A_{t,min}}$
Συντελεστής Προσδιορισμού	$r^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (A_t - \bar{A}) \cdot (F_t - \bar{F})}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (A_t - \bar{A})^2 \cdot \sum_{t=1}^T (F_t - \bar{F})^2}}$

#### 4.3.4 Ανάλυση Ευστάθειας

Η ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης λαμβάνει χώρα για να ενισχυθεί η ευστάθεια του προτεινόμενου αναλυτικού μοντέλου (βλέπε Siskos et al., 2016; Grigorioudis & Siskos, 2010). Σε αυτό το πλαίσιο, εξάγεται ένα σύνολο από ημιβέλτιστα προσθετικά μοντέλα αξίας, κάθε ένα μέσω της ελαχιστοποίησης και μεγιστοποίησης μιας διαφορετικής παραμέτρου του μοντέλου και της ταυτόχρονης επίλυσης των ακόλουθων Γ.Π.:

$$\left\{ \begin{array}{l} [min/max]F'/F'' = \sum_{k=1}^K w_{ik} \text{ για } K = 1, 2, \dots, a_i - 1 \text{ και } i = 1, 2, \dots, n \\ \text{υπό τους ακόλουθους περιορισμούς} \\ F \leq (1 + \varepsilon)F^* \\ \text{όλοι οι περιορισμοί των Γ.Π. (4.8) ή (4.18)} \end{array} \right. \quad (4.32)$$

Όπου  $\varepsilon$  είναι ένα μικρό ποσοστό της  $F^*$ , της βέλτιστης δηλαδή τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης των Γ.Π. (4.8) ή (4.18) (βλέπε Σχήμα 4.4). Ο αριθμός των Γ.Π. που επιλύονται μέσω του ανωτέρω μηχανισμού ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης είναι ίσος με  $2 \cdot \sum_{i=1}^n (a_i - 1)$ .



**Σχήμα 4.4.** Ανάλυση Ευστάθειας και Μεταβελτιστοποίησης: Εξερεύνηση του Πολυέδρου (Jacquet-Lagrèze & Siskos, 1982)

Το μέσο μοντέλο προσθετικής αξίας που προκύπτει από τις μέσες τιμές όλων των παραμέτρων των προηγούμενων Γ.Π. μπορεί να θεωρηθεί ως η τελική λύση του ευσταθούς μοντέλου βελτιστοποίησης. Αυξημένη διαφοροποίηση των εξαγόμενων αποτελεσμάτων υποδηλώνει χαμηλή ευστάθεια. Οι λύσεις των Γ.Π. (4.32) παρέχουν μια αποτύπωση της διαφοροποίησης/αστάθειας των παραμέτρων του μοντέλου παρέχοντας, έτσι, μια αποτίμηση της ευστάθειας του συστήματος εκτίμησης των αποφασιζόντων (Siskos et al., 2016).

#### Μέσος Δείκτης Ευστάθειας

Ο Μέσος Δείκτης Ευστάθειας (Average Stability Index – ASI) είχε προταθεί από τους Grigoroudis & Siskos (2002, 2010) ως ένα ποσοτικό μέτρο αποτίμησης της σταθερότητας και ευστάθειας. Ο ASI είναι ίσος με την μέση τιμή της κανονικοποιημένης τυπικής απόκλισης όλων των εκτιμώμενων παραμέτρων των μοντέλων που καταρτίστηκαν κατά την φάση της ανάλυσης μεταβελτιστοποίησης.

Με βάση τη διαδικασία ανάλυσης της ευστάθειας που ακολουθήθηκε, όλες οι παράμετροι του μοντέλου ελαχιστοποιούνται και μεγιστοποιούνται, διαδοχικά, υπό την ισχύ των αντίστοιχων περιορισμών. Έστω ότι  $b_{ij}$  είναι το σύνολο βαρών των παραμέτρων του μοντέλου που παράχθηκαν από την ευσταθή αναλυτική προσέγγιση που ακολουθήθηκε, όπου  $i$  είναι η συγκεκριμένη παράμετρος και  $j$  είναι μια περίπτωση στην οποία εκτιμάται η συγκεκριμένη παράμετρος.

Ο ASI δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση (Grigoroudis & Siskos, 2010; Siskos & Tsotsolas, 2015; Spyridakos et al., 2018):

$$ASI = 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\sqrt{q \sum_{j=1}^q (b_{ij})^2 - \left(\sum_{j=1}^q b_{ij}\right)^2}}{q/N\sqrt{N-1}} \quad (4.33)$$

Όπου  $N$  είναι ο αριθμός των παραμέτρων του μοντέλου και  $q$  ο αριθμός των τιμών των παραμέτρων που εξήχθησαν.

Ο ASI λαμβάνει τιμές στο διάστημα  $[0, 1]$  και είναι ίσος με 1 όταν επιτυγχάνεται τέλεια ευστάθεια (Grigoroudis & Siskos, 2010). Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μοντελοποίησης, ισχύει ότι  $q = 2[\sum_{i=1}^n (a_i - 1)]$  και  $a_i$  ίσο με το  $a$  για όλες τις παραμέτρους του μοντέλου, τότε ο ASI λαμβάνει την εξής μαθηματική μορφή:

$$ASI = 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\sqrt{q \cdot \sum_{j=1}^q (b_{ij})^2 - \left(\sum_{j=1}^q b_{ij}\right)^2}}{2(a-1)\sqrt{N-1}} \quad (4.34)$$

Η συγκεκριμένη ευσταθής μεθοδολογική προσέγγιση ολοκληρώνεται με την οπτικοποίηση της ευστάθειας των εξαγόμενων εκτιμήσεων μέσω της γραφικής αναπαράστασης των περιθωρίων συναρτήσεων αξίας του μοντέλου και σύμφωνα με τις λύσεις που προέκυψαν από τα Γ.Π. (4.32).

Τέλος, η ανάλυση ευστάθειας επιτρέπει τον υπολογισμό και την οπτικοποίηση της διαφοροποίησης των παραμέτρων του μοντέλου που αποσυνθέτει βέλτιστα την υπό μελέτη χρονοσειρά. Επιπλέον, ο δείκτης ευστάθειας ASI υπολογίζεται προκειμένου να αξιολογηθεί η ποιότητα της ευστάθειας του μοντέλου. Σε περίπτωση που η ευστάθεια του μοντέλου κρίνεται ως μη-ικανοποιητική, ο αναλυτής μπορεί να εμπλουτίσει τη χρονοσειρά με νέους όρους. Σε αντίθετη περίπτωση, το τελικό μοντέλο προσθετικής αξίας μπορεί να εξαχθεί από το μέσο (βαρύκεντρο) μοντέλο όλων των ημιβέλτιστων μοντέλων που παράχθηκαν από τα Γ.Π. (4.32).



#### 4.4 Μεθοδολογικό Πλαίσιο Ανάλυσης των Κινδύνων και Αποτίμησης του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Οι επενδύσεις και οι κίνδυνοι είναι αναπόσπαστα συνδεδεμένοι μεταξύ τους. Οι επενδυτικοί κίνδυνοι αναφέρονται στην πιθανότητα να προκύψουν παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν την απόδοση μιας επένδυσης. Η πιθανότητα να προκύψουν τέτοιοι παράγοντες και η επίδρασή τους καθορίζουν την κλίμακα κινδύνου. Αυτές οι δύο πτυχές αποτελούν τη βάση της αντίληψης του κινδύνου. Πριν λάβουν την απόφασή τους, οι επενδυτές εκτιμούν τους παράγοντες που μπορεί να επηρεάσουν τις επενδύσεις τους. Ωστόσο, δεν είναι γνωστοί όλοι οι παράγοντες εξ αρχής ή δεν είναι δυνατόν να εκτιμηθεί η πιθανότητα εμφάνισής τους, γεγονός που προσθέτει αβεβαιότητα στην επενδυτική απόφαση καθώς η αύξηση της αβεβαιότητας μπορεί να κάνει τους επενδυτές να διστάσουν περισσότερο στο να επενδύσουν. Η δεύτερη πτυχή αφορά στην επίπτωση των κινδύνων. Για ορισμένους κινδύνους είναι αρκετά βέβαιο ότι θα προκύψουν, αλλά εφ' όσον η επίπτωση δεν είναι σημαντική δεν θα επηρεάσει σημαντικά τους επενδυτές. Συνεπώς, ο συνδυασμός πιθανότητας/αβεβαιότητας και επίδρασης/επίπτωσης είναι αυτός που προσδιορίζει το επίπεδο του κινδύνου που αντιλαμβάνονται οι επενδυτές (DIA-CORE, 2016).

Οι επενδυτές για να αξιολογήσουν εάν μια επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη, υπολογίζουν την Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) βάσει του εκτιμώμενου μελλοντικού εισοδήματος και των δαπανών της επένδυσης. Σημαντικός παράγοντας στον υπολογισμό αυτό είναι ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (ΕΒΑ) (Internal Rate of Return - IRR). Για να είναι επικερδής μια επένδυση, η ΚΠΑ πρέπει να είναι θετική και ο ΕΒΑ που απαιτείται για θετική ΚΠΑ αντανακλά την απόδοση που θα λάβουν οι επενδυτές για τις επενδύσεις τους. Για να προσδιοριστεί κατά πόσον η επένδυση είναι οικονομικά συμφέρουσα, ο ΕΒΑ που προκύπτει συγκρίνεται με το ελάχιστο ποσοστό απόδοσης ή το επιτόκιο προεξόφλησης. Εάν ο ΕΒΑ υπερβαίνει το επιτόκιο προεξόφλησης, οι επενδύσεις θεωρούνται οικονομικά βιώσιμες (υπό την προϋπόθεση ότι  $ΚΠΑ > 0$ ). Αυτή η αντιστάθμιση μεταξύ κινδύνου και απόδοσης αποτελεί το βασικό πλαίσιο της λήψης οικονομικών αποφάσεων. Επίσης, το μέγεθος της ζημίας αποτελεί σημαντική πτυχή της διαδικασίας λήψης αποφάσεων (DIA-CORE, 2016).

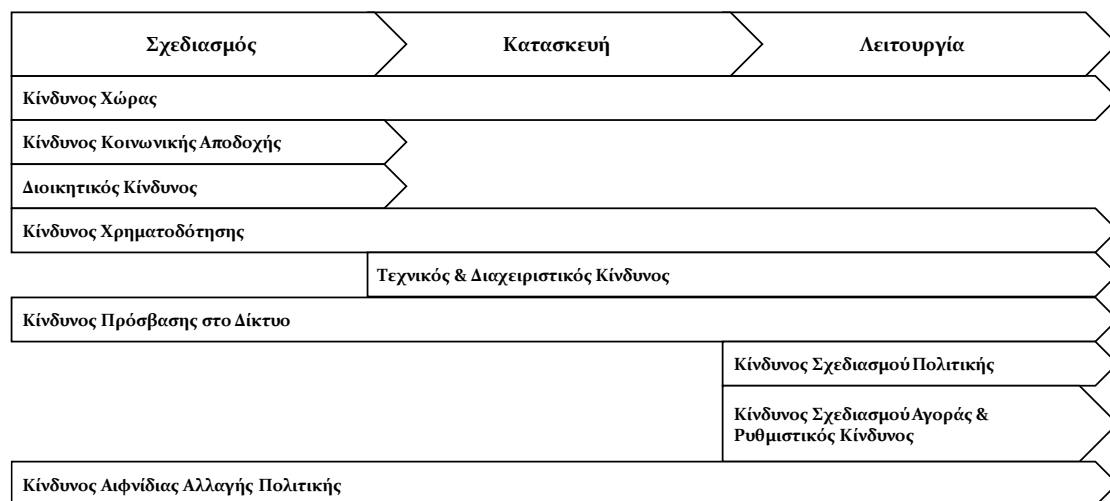
Το επιτόκιο προεξόφλησης καθορίζεται από τον επενδυτή εξ αρχής και ποικίλει ανάλογα με τον τύπο της επένδυσης και τον σχετικό κίνδυνο. Το υψηλό επιτόκιο προεξόφλησης σημαίνει ότι οι επενδυτές επιθυμούν να λάβουν υψηλή απόδοση για την επένδυσή τους προκειμένου να αντισταθμίσουν τους επενδυτικούς κινδύνους. Στην παρούσα Διδακτορική Διατριβή, το επιτόκιο προεξόφλησης χρησιμοποιείται ως η βασική προσεγγιστική μεταβλητή για την αποτύπωση του κινδύνου μιας επένδυσης που μπορεί

να επιφέρει μια αρνητική απόκλιση των πραγματικών αποδόσεων από τις αναμενόμενες αποδόσεις.

#### 4.4.1 Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Στο πλαίσιο της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής έχουν προσδιοριστεί εννέα κατηγορίες κινδύνου, που καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα δυνητικών επιπτώσεων στις επενδύσεις, ως εξής: κίνδυνος χώρας (country risk), κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής (social acceptance risk), διοικητικός κίνδυνος (administrative risk), χρηματοδοτικός κίνδυνος (RE financing risk), τεχνικός & διαχειριστικός κίνδυνος (technical & management risk), κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο (grid access risk), κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής (policy design risk), κίνδυνος σχεδιασμού αγοράς & ρυθμιστικός κίνδυνος (market design & regulatory risk) και κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής (sudden policy risk) (Angelopoulos et al., 2016; 2017a). Αυτές οι εννέα κατηγορίες περιγράφουν μεγάλο εύρος κινδύνων που καλύπτουν τη διαδικασία ανάπτυξης έργων ΑΠΕ, όπως παρουσιάζει το Σχήμα 4.5.

Όπως και στη μελέτη της IRENA (2015), ορίστηκαν τρεις διακριτές φάσεις ανάπτυξης ενός έργου ΑΠΕ: φάση σχεδιασμού, φάση κατασκευής και φάση λειτουργίας.



**Σχήμα 4.5.** Φάσεις και Κατηγορίες Κινδύνου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ (Angelopoulos et al., 2016)

Ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής και ο διοικητικός κίνδυνος υφίστανται κατά τη φάση του σχεδιασμού. Ο τεχνικός και διαχειριστικός κίνδυνος υπάρχει κατά τη διάρκεια των φάσεων κατασκευής και λειτουργίας. Ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής και αγοράς και ο ρυθμιστικός κίνδυνος εμφανίζονται αποκλειστικά στη φάση λειτουργίας ενός έργου ΑΠΕ. Τέλος, ο κίνδυνος χώρας, ο κίνδυνος χρηματοδότησης, ο κίνδυνος πρόσβασης στο

δίκτυο και ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής υφίστανται σε όλες τις φάσεις του έργου.

Κατά την έναρξη του έργου, ορισμένοι κίνδυνοι είναι κυρίαρχοι, και συγκεκριμένα, ο διοικητικός κίνδυνος, καθώς και οι κίνδυνοι κοινωνικής αποδοχής και σχεδιασμού πολιτικής. Στη φάση αυτή, η πιθανότητα αποτυχίας είναι σχετικά υψηλή καθώς αποτυγχάνουν τα περισσότερα έργα (σε ποσοστό 60-80% σύμφωνα με τους φορείς ανάπτυξης έργων). Αφ' ετέρου, το επενδεδυμένο κεφάλαιο στη φάση αυτή είναι ακόμη σχετικά χαμηλό και, επομένως, η χρηματοοικονομική επίδραση της αποτυχίας είναι σχετικά χαμηλή. Ωστόσο, αυτές οι δαπάνες συνήθως βαρύνουν εξ ολοκλήρου τους φορείς ανάπτυξης έργων (project developers). Αυτό σημαίνει ότι οι κίνδυνοι που ανακύπτουν στο τέλος της αρχικής αυτής φάσης μπορεί να αναγκάσουν τους φορείς ανάπτυξης έργων να διακόψουν το έργο χωρίς να μπορέσουν να ανακτήσουν το κόστος ανάπτυξης, με το αντίστοιχο κόστος να είναι υψηλότερο όσο πιο αργά επέλθει αυτή η εξέλιξη.

Για να καταρτιστεί ένα βιώσιμο μακροπρόθεσμο επιχειρηματικό μοντέλο, οι φορείς ανάπτυξης πρέπει να ανακτήσουν το κόστος των έργων για να περατωθεί η προετοιμασία. Εάν, για παράδειγμα, η ανταγωνιστική διαδικασία λάβει χώρα στα τελευταία στάδια της αρχικής φάσης, μπορεί να οδηγήσει σε υψηλό κόστος που πρέπει να ανακτηθεί σε άλλα έργα. Κατά συνέπεια, οι συνολικές τιμές των διαγωνισθέντων έργων μπορεί να αυξηθούν. Γενικότερα, οι διαδικασίες στη διάρκεια της αρχικής φάσης (όπως η έκδοση αδειών ή οι διαδικασίες σύνδεσης στο δίκτυο) μπορεί να οδηγήσουν είτε σε αυξημένο κόστος, εάν λάβουν χώρα στο τέλος αυτής, είτε στην τελική αποτυχία του έργου είτε να αφήσουν στον φορέα ανάπτυξης έργου περιορισμένο έλεγχο επί της έκβασης.

Κατά τη διάρκεια της κατασκευαστικής φάσης, η πιθανότητα αποτυχίας του έργου μειώνεται επειδή, συνήθως, έχουν ήδη επιλυθεί τα προβλήματα σύνδεσης στο δίκτυο και δυνητικών συγκρούσεων με τους γείτονες κατά τη διάρκεια της διαδικασίας έκδοσης αδειών. Αφ' ετέρου, εμφανίζονται νέοι κίνδυνοι, όπως ο κίνδυνος (αναδρομικής) αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής ή τεχνικοί & διαχειριστικοί κίνδυνοι. Επιπλέον, αυξάνεται ταχέως το επενδυτικό κόστος και, συνεπώς, η δυνητική επίδραση των κινδύνων. Έτσι, αν και μειώνεται η πιθανότητα εμφάνισης κινδύνου, η επίδραση του κινδύνου αυξάνεται και μαζί της αυξάνεται η συνολική επίπτωση του κινδύνου. Συνεπώς, οι επενδυτικοί κίνδυνοι είναι ακόμη πιο σημαντικοί σε αυτή τη φάση από ό,τι στην αρχική φάση.

Το ίδιο συμβαίνει και στη φάση λειτουργίας ενός έργου ΑΠΕ. Το μεγαλύτερο μέρος της επένδυσης έχει γίνει στο σημείο αυτό, γεγονός που οδηγεί σε έντονη επίπτωση των κινδύνων που εμφανίζονται. Πρόσθετοι κίνδυνοι, όπως ο τεχνικός & διαχειριστικός κίνδυνος των μονάδων ΑΠΕ, ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο (π.χ. περιστολή) και – ανάλογα με το σύστημα στήριξης – ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής, ο κίνδυνος

σχεδιασμού αγοράς και ο ρυθμιστικός κίνδυνος, καθίστανται πιο σημαντικοί (DIA-CORE, 2016).

Ακολούθως, παρουσιάζονται οι διαφορετικές κατηγορίες κινδύνων καθώς και οι επιπτώσεις αυτών κατά τη διάρκεια ζωής ενός έργου ΑΠΕ (Angelopoulos et al., 2016; 2017a; DIA-CORE, 2016).

### ***Κίνδυνος Χώρας (Country Risk)***

Ο κίνδυνος χώρας αναφέρεται σε μια σειρά παραγόντων που μπορούν να επηρεάσουν δυσμενώς τα κέρδη όλων των επενδύσεων που πραγματοποιούνται στην επικράτειά της. Οι παράγοντες αυτοί περιλαμβάνουν την πολιτική σταθερότητα, το επίπεδο διαφθοράς, την οικονομική ανάπτυξη, τον σχεδιασμό και τη λειτουργία του νομικού συστήματος και τις διακυμάνσεις της συναλλαγματικής ισοτιμίας.

Ο κίνδυνος χώρας επηρεάζει όλες τις επενδύσεις σε μια συγκεκριμένη χώρα, όχι μόνο τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ. Συνεπώς, η βελτίωση των πολιτικών, ρυθμιστικών, χρηματοπιστωτικών και οικονομικών συνθηκών θα ωφελήσει και την ανάπτυξη των ΑΠΕ μειώνοντας τα ασφάλιστρα κινδύνου που εφαρμόζουν οι επενδυτές και οι πιστωτές. Στην παρούσα ανάλυση, δίνεται έμφαση στον οικονομικό κίνδυνο, ο οποίος είναι πιο συναφής στα κράτη μέλη της ΕΕ και τον οποίο μπορεί να επηρεάσει θετικά η ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ. Άλλοι παράγοντες κινδύνου χώρας (π.χ. διαφθορά, προβληματικό νομικό σύστημα) μπορεί να είναι δυσκολότερο να αντιμετωπιστούν μέσω της ανάπτυξης των ΑΠΕ ή, συγκεκριμένα, μέσω των πολιτικών για τις ΑΠΕ.

Αν και ο κίνδυνος χώρας αποτελεί σημαντικό παράγοντα κινδύνου, δεν υπάρχει ομοιόμορφος τρόπος για την ποσοτικοποίησή του. Στο πλαίσιο της παρούσης ανάλυσης, χρησιμοποιείται η πιστοληπτική διαβάθμιση των κρατικών ομολόγων για την αντιπροσώπευση των κινδύνων χώρας και τη σύγκριση μεταξύ των χωρών. Ο κίνδυνος χώρας επηρεάζει όλο τον κύκλο ζωής ενός έργου ΑΠΕ. Καθώς ο κίνδυνος χώρας δεν αφορά, αποκλειστικά, στις επενδύσεις σε ΑΠΕ, συνήθως αντιμετωπίζεται με γενικές νομισματικές, οικονομικές και δημοσιονομικές πολιτικές, μέσω της αναδιάρθρωσης νόμων, κανονισμών, θεσμών κλπ.

### ***Κίνδυνος Κοινωνικής Αποδοχής (Social Acceptance Risk)***

Η έλλειψη κοινωνικής αποδοχής των έργων ΑΠΕ μπορεί να προκαλέσει επενδυτικούς κινδύνους. Αυτό συνδέεται, κυρίως, με τις αρνητικές επιπτώσεις που επιφέρει στις εγκαταστάσεις ΑΠΕ το φαινόμενο NIMBY (Not-In-My-Backyard – “Όχι στην Αυλή μου”), αλλά μπορεί, επίσης, να εξαρτάται από τον βαθμό στον οποίο οι τοπικές κοινωνίες ωφελούνται από το έργο ή στην έλλειψη ευαισθητοποίησης για τις θετικές επιδράσεις των ΑΠΕ. Και αυτό μπορεί να είναι αντιφατικό καθώς αν και οι τοπικές κοινωνίες μπορεί να είναι υπέρ των ωφελειών που απορρέουν από τις επενδύσεις των ΑΠΕ στα όριά τους, αντιτίθενται στις εγκαταστάσεις αιολικών (κυρίως) πάρκων κοντά στις κατοικίες τους.

Επίσης, μπορεί να προκύψει αντίσταση από τους πολίτες λόγω του αυξημένου κόστους των ΑΠΕ που καταβάλλουν οι καταναλωτές. Συνολικά, οι κίνδυνοι κοινωνικής αποδοχής ορίζονται ως κίνδυνοι άρνησης εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ από (μέρος) της κοινωνίας.

Αυτοί οι κίνδυνοι επέρχονται, κυρίως, στη διάρκεια της φάσης σχεδιασμού/ανάπτυξης του έργου, όπου πρέπει να εκδοθούν οι σχετικές άδειες. Στην Ευρώπη, τα αιολικά έργα και τα έργα βιοενέργειας αντιμετωπίζουν την αντίθεση των άμεσα εμπλεκόμενων συντελεστών. Όμως, και η γενική αντίθεση στις ΑΠΕ (π.χ. μέσω του αδικαιολόγητα υψηλού κόστους στήριξης ή μέσω της υψηλότερης επιβάρυνσης στους λογαριασμούς ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών) μπορεί να καθυστερήσει ή να παρεμποδίσει την υλοποίηση έργων ΑΠΕ. Με την αυξημένη ανάπτυξη των ΑΠΕ, αυτή η αντίθεση είναι πιθανό να ενταθεί με την πάροδο του χρόνου.

### ***Διοικητικός Κίνδυνος (Administrative Risk)***

Για να κατασκευαστεί και να λειτουργήσει μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι φορείς ανάπτυξης αυτής πρέπει να εξασφαλίσουν ένα σημαντικό αριθμό σχετικών αδειών. Μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ, οι διοικητικές διαδικασίες διαφέρουν ανάλογα με την πολυπλοκότητα και τον χρόνο που απαιτείται για την έκδοση αδειών και σχετικών εγκρίσεων. Για παράδειγμα, όπως αναφέρει η EWEA (2010), τα απαιτούμενα χρονικά διαστήματα για την έκδοση αδειών διαφέρουν σημαντικά, ανάλογα με τη χώρα και το έργο, και μπορεί να κυμαίνονται από 2 έως και 154 μήνες. Τα αυξημένα χρονικά περιθώρια οφείλονται στην απουσία σαφών, δομημένων διαδικασιών και μηχανισμών, αλλά και στη διαφθορά. Επιπροσθέτως για υπεράκτια αιολικά πάρκα, παράγοντες που αυξάνουν τα χρονικά περιθώρια είναι και η έλλειψη εμπειρίας και επικοινωνίας με άλλους χρήστες των θαλασσών (EWEA, 2010). Οι διοικητικοί κίνδυνοι ορίζονται ως επενδυτικοί κίνδυνοι που συνδέονται με την έγκριση που απαιτείται από τις αρχές.

Οι διοικητικοί κίνδυνοι επέρχονται, κυρίως, κατά τη φάση σχεδιασμού/ανάπτυξης του έργου, οπότε και πρέπει να εκδοθούν οι άδειες.

### ***Κίνδυνος Χρηματοδότησης (Financing Risk)***

Οι υποδομές που απαιτούνται για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι υψηλής έντασης κεφαλαίου με το σύνολο, σχεδόν, των επενδύσεων να λαμβάνει χώρα κατά την πρώτη φάση ανάπτυξης των έργων. Αυτό απαιτεί διαθεσιμότητα κεφαλαίων, όπως π.χ. ίδια κεφάλαια, αλλά και δημόσια χρηματοδοτική στήριξη, για παράδειγμα επιδοτήσεις, και δάνεια με ευνοϊκούς όρους που να διευκολύνουν τις επενδύσεις. Στην περίπτωση που δεν υπάρχει διαθέσιμη η απαιτούμενη χρηματοδότηση, μπορεί να υπάρξει ανεπάρκεια κεφαλαίων, με τους κύριους λόγους αυτής να είναι ο υποανάπτυκτος και μη υγιής τοπικός χρηματοπιστωτικός τομέας ή η παγκόσμια χρηματοπιστωτική κρίση.

Τα έργα ΑΠΕ που απαιτούν χρηματοδότηση ή αναχρηματοδότηση εκτός ισολογισμού πρέπει να είναι φερέγγυα. Κατά τη διάρκεια της φάσης ανάπτυξης ενός έργου ΑΠΕ μπορεί

να αλλάξουν οι αγοραίες, χρηματοπιστωτικές, οικονομικές και/ή πολιτικές περιστάσεις και, κατά συνέπεια, οι τράπεζες μπορεί να μην επιθυμούν ή να μην μπορούν να χορηγήσουν δάνεια υπό αποδεκτές προϋποθέσεις, απαιτώντας (πολύ) υψηλές αποδόσεις. Αυτό μπορεί να θέσει σε κίνδυνο την (ανα)χρηματοδότηση του έργου και, συνεπώς, την κατασκευή ή τη συνέχιση της λειτουργίας του.

Επίσης, η περιορισμένη τεχνική εμπειρία ανάπτυξης έργων ΑΠΕ σε συνδυασμό με αυστηρότερους τραπεζικούς κανονισμούς (Κανονιστικό Πλαίσιο της Επιτροπής της Βασιλείας για την Τραπεζική Εποπτεία – «Βασιλεία III») μπορεί να οδηγήσει σε αδυναμία των φορέων ανάπτυξης να χρηματοδοτήσουν απρόσκοπτα τα έργα τους. Οι κίνδυνοι που απορρέουν από την ανεπάρκεια διαθέσιμων κεφαλαίων ονομάζονται κίνδυνοι χρηματοδότησης.

Οι κίνδυνοι χρηματοδότησης μπορεί να επέλθουν καθ' όλη τη διάρκεια ζωής ενός έργου ΑΠΕ. Ωστόσο, στις περισσότερες περιπτώσεις, επέρχονται στη φάση του σχεδιασμού, ιδίως για έργα με υψηλές κεφαλαιακές δαπάνες σε συνδυασμό με σχετικά μακρές περιόδους ανάπτυξης πριν από την απόφαση χρηματοοικονομικής επένδυσης. Ορισμένα έργα μπορούν να δανειστούν για περιορισμένη περίοδο (π.χ. πέντε έτη) ή αρχικά χρηματοδοτούνται εντός ισολογισμού. Και στα δύο παραδείγματα, απαιτείται αναχρηματοδότηση μετά από αυτή την περίοδο με τις συνθήκες χρηματοδότησης, πιθανόν, να έχουν αλλάξει δυσμενώς μετά τη συγκεκριμένη περίοδο.

### ***Τεχνικοί και Διαχειριστικοί Κίνδυνοι (Technical & Management Risk)***

Ο τεχνικός & διαχειριστικός κίνδυνος αφορά στη διαθεσιμότητα γνώσης και εμπειρίας για την επιτυχή ανάπτυξη, κατασκευή, λειτουργία και απόσυρση ενός συγκεκριμένου έργου ΑΠΕ και στην ωριμότητα της τεχνολογίας που χρησιμοποιείται. Λόγω της έλλειψης επαρκούς αξιολόγησης πόρων ανακύπτουν αβεβαιότητες για το μελλοντικό δυναμικό ή τη χρήση νέων τεχνολογιών. Η ανεπαρκής εμπειρία, η αδυναμία λειτουργίας και επαρκούς συντήρησης των εγκαταστάσεων, η έλλειψη κατάλληλης βιομηχανικής παρουσίας και αναγκαίων υποδομών μπορούν να οδηγήσουν σε ζημία το επενδυτικό έργο και αποτελούν παραμέτρους που περιλαμβάνονται στον τεχνικό & διαχειριστικό κίνδυνο.

Αυτή η κατηγορία κινδύνου εμφανίζεται σε όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, αλλά είναι πιο συναφής με τις φάσεις κατασκευής, λειτουργίας και απόσυρσης αυτού.

### ***Κίνδυνος Πρόσβασης στο Δίκτυο (Grid Access Risk)***

Για να καταστούν λειτουργικά τα έργα ΑΠΕ πρέπει να συνδεθούν με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η διαδικασία περιλαμβάνει την χορήγηση πρόσβασης στο δίκτυο, τη σύνδεση, τη λειτουργία και την περικοπή. Η ευκολία σύνδεσης στο δίκτυο επηρεάζεται από διαφορετικούς παράγοντες όπως η χωρητικότητα του τρέχοντος δικτύου, οι δυνατότητες επέκτασης, οι προγραμματισμένες ενισχύσεις και κατά πόσον το καθεστώς σύνδεσης επιτρέπει την προτεραιότητα των ΑΠΕ στο δίκτυο. Εάν όλες αυτές οι

παράμετροι είναι καλά ρυθμισμένες, τα νέα έργα ΑΠΕ μπορούν να συνδέονται στο δίκτυο με χαμηλό κίνδυνο. Ωστόσο, σε περίπτωση που οι συνθήκες είναι λιγότερο ευνοϊκές, τα χρονικά περιθώρια σύνδεσης με το δίκτυο είναι μακρά και η διαδικασία σύνδεσης είναι ασαφής, οι κίνδυνοι πρόσβασης στο δίκτυο μπορεί να επηρεάσουν σοβαρά το έργο. Συχνά, οι συγκεκριμένοι κίνδυνοι συνδέονται με ανεπαρκή υποδομή του δικτύου για έργα ΑΠΕ, με τη μη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου, την έλλειψη εμπειρίας του φορέα λειτουργίας και τη νομική σχέση μεταξύ του φορέα λειτουργίας του δικτύου και του φορέα λειτουργίας των εγκαταστάσεων. Τυχόν αβεβαιότητες σε αυτές τις επιμέρους διαδικασίες οδηγεί σε μεγαλύτερη αβεβαιότητα όσον αφορά στην απόδοση του έργου και, συνεπώς, σε υψηλότερο κόστος κεφαλαίου.

Ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας είναι εμφανής σε όλες τις φάσεις υλοποίησης ενός έργου ΑΠΕ.

### ***Κίνδυνος Σχεδιασμού Πολιτικής (Policy Design Risk)***

Αρχικά, οι μηχανισμοί στήριξης ήταν αναγκαίοι για να καταστούν ανταγωνιστικές οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ, καθώς υπήρχε διαφορά κόστους μεταξύ έργων ανανεώσιμων και συμβατικών τεχνολογιών ενέργειας το οποίο όμως σταδιακά βαίνει διαρκώς μειούμενο. Σε αυτό το πλαίσιο, οι κρατικές παρεμβάσεις για τη διόρθωση των αδυναμιών της αγοράς και/ή τη στήριξη καινοτόμων τεχνολογιών που δεν είναι ακόμα ώριμες ήταν καθοριστικές κατά το παρελθόν. Σκοπός των μέσων στήριξης είναι η γεφύρωση του χάσματος μεταξύ αγοραίων τιμών και κόστους παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας.

Το γεγονός και μόνο ότι οι ΑΠΕ εξαρτώνται από την κρατική στήριξη αποτελεί παράγοντα κινδύνου (βλέπε “κίνδυνοι αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής”). Επιπλέον, ο σχεδιασμός του μηχανισμού υποστήριξης έχει συγκεκριμένες επιπτώσεις για το προφίλ κινδύνου ενός έργου. Ορισμένα μέσα πολιτικής επιφέρουν μεγαλύτερη έκθεση σε κινδύνους σχεδιασμού αγοράς & ρυθμιστικούς κινδύνους (π.χ. μηχανισμοί υποχρεωτικής ποσόστωσης – Quotas) από ό,τι άλλα (π.χ. εγγυημένες τιμές – FIT), οδηγώντας – γενικά – σε υψηλότερα ασφάλιστρα κινδύνου. Ωστόσο, ο συγκεκριμένος σχεδιασμός των μέσων μπορεί να επηρεάσει τον βαθμό έκθεσης στον κίνδυνο. Κάθε κράτος μέλος της ΕΕ αποφασίζει μεμονωμένα για τον μηχανισμό στήριξης που θα ακολουθήσει στην ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ.

Οι πολιτικές αποσκοπούν στην άμβλυση των κινδύνων που συνδέονται, κυρίως, με την τιμή και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Τα χαρακτηριστικά σχεδιασμού μιας πολιτικής υποδηλώνουν το βαθμό αποτελεσματικότητας της άμβλυσης των συγκεκριμένων κινδύνων. Επιπλέον, αβεβαιότητες ανακύπτουν όταν ο σχεδιασμός πολιτικής δεν λαμβάνει υπ’ όψιν όλους τους κινδύνους εισοδήματος, όπως η αιολική απόδοση, η ζήτηση και οι διακυμάνσεις των τιμών.

Ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής επηρεάζει τη φάση λειτουργίας του έργου. Οι περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν υψηλές κεφαλαιακές δαπάνες και απαιτούν σχετικά μακρές χρονικές περιόδους (π.χ. 10-20 έτη) για την ανάκτηση αυτών των κεφαλαιακών δαπανών με “αποδεκτή” απόδοση και την αποπληρωμή έντοκων δανείων στους πιστωτές. Ο κίνδυνος τυχόν αλλαγών στην απόδοση του έργου επηρεάζει άμεσα το ασφάλιστρο κινδύνου για βασικές χρηματοοικονομικές παραμέτρους.

#### ***Κίνδυνος Σχεδιασμού Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος (Market Design & Regulatory Risk)***

Ο κίνδυνος σχεδιασμού αγοράς & ρυθμιστικός κίνδυνος αναφέρεται στην αβεβαιότητα όσον αφορά στην κρατική ενεργειακή στρατηγική και στην απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας. Δίκαιη και ανεξάρτητη ρύθμιση σημαίνει ότι η ρύθμιση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διασφαλίζει την πρόσβαση των παραγωγών ΑΠΕ στην αγορά χωρίς διακρίσεις. Παραδείγματα εμποδίων που αυξάνουν τους αντίστοιχους κινδύνους αποτελεί η νομοθεσία που παρεμποδίζει τη συμμετοχή ανεξάρτητων παραγωγών ενέργειας, ο ατελής διαχωρισμός (incomplete unbundling), και η έλλειψη ανεξάρτητου ρυθμιστικού φορέα.

Η συγκεκριμένη κατηγορία κινδύνου επηρεάζει τη φάση λειτουργίας του έργου.

#### ***Κίνδυνος Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής (Sudden Policy Change Risk)***

Ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής αφορά σε εκείνη την συνιστώσα επενδυτικού κινδύνου που συνδέεται με δραστικές και αιφνίδιες αλλαγές της στρατηγικής ανάπτυξης των ΑΠΕ και του ίδιου του συστήματος υποστήριξης αυτών. Στην χειρότερη περίπτωση, αυτό μπορεί να υποδηλώνει πλήρη αλλαγή ή εγκατάλειψη του συστήματος στήριξης ΑΠΕ ή ακόμη και αναδρομικές αλλαγές σε αυτό. Ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής ορίζεται ως κίνδυνος απροσδόκητων, αναπάντεχων, με σύντομη προειδοποίηση ή αιφνίδιων αλλαγών πολιτικής ή σχεδιαστικών στοιχείων πολιτικής.

Αυτή η κατηγορία κινδύνου υφίσταται σε όλη τη διάρκεια ζωής ενός έργου ΑΠΕ και επηρεάζει, κυρίως, τη φάση σχεδιασμού και λειτουργίας αυτού.



#### 4.4.2 Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Για να προσελκυσθούν κεφάλαια για επενδύσεις ΑΠΕ απαιτείται ένας ελάχιστος συντελεστής απόδοσης (rate of return) που αποκαλείται χρηματοδοτικό κόστος (financing costs) και ορίζεται ως “ο αναμενόμενος συντελεστής απόδοσης που απαιτούν οι επενδυτές σε κοινές μετοχές ή άλλα χρεόγραφα που υπόκεινται στους ίδιους κινδύνους όπως το έργο” (Brealy, et al., 2008). Αυτός ο ορισμός περιλαμβάνει τρεις έννοιες, το κόστος ευκαιρίας, τον μηχανισμό της κεφαλαιαγοράς και τη σχέση μεταξύ αναμενόμενης απόδοσης και αβεβαιότητας. Η προσέγγιση της παρούσας μελέτης βασίζεται στην τελευταία έννοια, όπου όσο μεγαλύτερες είναι οι αβεβαιότητες (κίνδυνοι) τόσο υψηλότερη είναι η ελάχιστη απαιτούμενη αναμενόμενη απόδοση.

##### Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (WACC)

Το WACC χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του μεσοσταθμικού κόστους επενδυτικών κεφαλαίων (Cuthbert & Cuthbert, 2012). Γενικά, το συνολικό κεφάλαιο μιας εταιρίας ή ενός έργου μπορεί να αποτελείται τόσο από δανειακά όσο και από ίδια κεφάλαια. Το WACC αποτελεί το άθροισμα του κόστους κάθε στοιχείου του κεφαλαίου, πολλαπλασιασμένο με το αναλογικό του μερίδιο στην επένδυση ή στο έργο (Kumar, 2016). Ο μαθηματικός τύπος του WACC παρουσιάζεται ακολούθως (Frank & Shen, 2015):

$$WACC = \frac{E}{E + D} * CoE + \frac{D}{E + D} * CoD * (1 - CTR) \quad (4.35)$$

Όπου:

- WACC: Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου
- CoE: Κόστος ιδίων κεφαλαίων
- E: Αγοραία αξία ιδίων κεφαλαίων
- CoD: Κόστος δανειακών κεφαλαίων
- D: Αγοραία αξία δανειακών κεφαλαίων
- CTR: Εταιρικός φορολογικός συντελεστής

Για τον υπολογισμό του WACC χρησιμοποιείται η απαιτούμενη απόδοση των ιδίων και των δανειακών κεφαλαίων, καθώς και η αναλογία μεταξύ των αντιστοίχων κεφαλαιακών μεριδίων. Τα στοιχεία αυτά αναλύονται στις υποενότητες που ακολουθούν.

Σύμφωνα με την IRENA (2015), ο δείκτης WACC για επενδύσεις ΑΠΕ εκτιμάται σε 7,5% για τις χώρες του Οργανισμού Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (ΟΟΣΑ) και την Κίνα, και 10% για τις υπόλοιπες χώρες. Επίσης, οι τιμές του WACC για επενδύσεις ΑΠΕ στις χώρες του ΟΟΣΑ κινούνται, συνήθως, μεταξύ 6% και 12% (UNDP, 2014). Ωστόσο, η χρήση μιας μοναδικής μέσης τιμής του δείκτη WACC για διαφορετικές τεχνολογίες ανανεώσιμης ενέργειας και για διάφορες χώρες κρίνεται ανεπαρκής.

### Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων (Cost of Equity)

Το κόστος ιδίων κεφαλαίων αντιπροσωπεύει τον ελάχιστο απαιτούμενο συντελεστή απόδοσης που αναμένουν οι επενδυτές από τις επενδύσεις των κεφαλαίων τους. Αποτελεί, επίσης, έναν επαρκή δείκτη ποσοτικοποίησης του επιπέδου κινδύνου συγκεκριμένων εναλλακτικών επενδύσεων. Ειδικότερα, οι υψηλότερες τιμές κόστους ιδίων κεφαλαίων αντανακλούν υψηλότερο επίπεδο κινδύνου και, συνεπώς, οι επενδυτικές αποφάσεις διαφέρουν, καθώς εξαρτώνται από τη διαφορετική αντίληψη του κινδύνου μεταξύ των επενδυτών.

Η πιο διαδεδομένη και ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος υπολογισμού του κόστους ιδίων κεφαλαίων είναι το υπόδειγμα αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων (CAPM) που προτάθηκε από τους Lintner (1965) και Sharpe (1964).

Το CAPM βασίζεται στη σύγχρονη θεωρία χαρτοφυλακίου που εισήχθη από τον Markowitz (1952) και η οποία εστιάζει στην επιλογή του βέλτιστου συνδυασμού των μετοχών που πρέπει να κατέχουν οι επενδυτές, ανάλογα με τις προτιμήσεις τους για τις αναμενόμενες αποδόσεις και τους αντίστοιχους κινδύνους. Η απλότητα του υποδείγματος προέρχεται από το γεγονός ότι λαμβάνονται υπόψιν μόνο συστηματικοί κίνδυνοι (ο κίνδυνος της αγοράς στο σύνολό της), ενώ άλλοι (μη συστηματικοί) κίνδυνοι που μπορούν να διαφοροποιηθούν, δεν λαμβάνονται υπόψιν.

Βάσει του CAPM, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται με χρήση του ακόλουθου μαθηματικού τύπου (Sharpe, 1964; Lintner, 1965):

$$CoE = RfR + Beta * MRP \quad (4.36)$$

Όπου:

- CoE: Κόστος ιδίων κεφαλαίων
- RfR: Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου
- Beta: Συντελεστής συστηματικού κινδύνου βήτα (beta coefficient)
- MRP: Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς

Το CAPM θεωρείται η πλέον αποδεκτή και εφαρμοζόμενη μέθοδος στη λήψη αποφάσεων που αφορούν στη χρηματοπιστωτική αγορά για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων (Dzuriková et al., 2015; Simshauser, 2014; Da et al., 2012; Welch, 2008; Bartholdy & Peare, 2005; Graham & Harvey, 2001; Bruner et al., 1998), παρά το ότι ορισμένα μέλη της ακαδημαϊκής κοινότητας επικρίνουν αυτή τη μεθοδολογία, όπως αναφέρουν οι Donovan & Nuñez (2012) και οι Da et al. (2012).

Μια έρευνα, που πραγματοποιήθηκε με 392 Οικονομικούς Διευθυντές από εταιρείες στις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής και τον Καναδά, διεπίστωσε ότι τα τρία τέταρτα αυτών

βασίστηκαν στο συγκεκριμένο υπόδειγμα (Graham & Harvey, 2001), και αυτό οφείλεται, κυρίως, στην απλότητά της.

Στον τομέα των καθαρών μορφών ενέργειας, το CAPM είναι μια επιστημονικά διαδεδομένη μέθοδος για τον προσδιορισμό του κόστους κεφαλαίου των αντίστοιχων επενδύσεων (Mir-Artigues & del Río, 2014; Ghaderi et al., 2014; Pätäri et al., 2011). Οι Venetsanos et al. (2002) χρησιμοποίησαν το CAPM για την ποσοτικοποίηση του κόστους κεφαλαίου έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα, οι Huber et al. (2007) για τον προσδιορισμό του WACC για αντίστοιχες επενδύσεις στην Ιρλανδία και οι Jeon & Shin (2014) για Φ/Β έργα στην Κορέα.

Στο πλαίσιο της τρέχουσας ανάλυσης, θεωρήθηκε ότι το ασφάλιστρο κινδύνου (risk premium), το τμήμα δηλαδή του κόστους ιδίων κεφαλαίων που αναπαριστά τον συστηματικό κίνδυνο που απορρέει από την πραγματοποίηση μιας επένδυσης ή τη διατήρηση ενός δεδομένου χαρτοφυλακίου, είναι η συνάθροιση των ασφαλιστρών κάθε μιας κατηγορίας επενδυτικού κινδύνου σε έργα ΑΠΕ. Επίσης, το μερίδιο αυτό του κόστους κεφαλαίου είναι δυνατόν με μετριάσει ή/και εξαλειφθεί με την λήψη κατάλληλων μέτρων πολιτικής από την πλευρά των φορέων λήψης αποφάσεων και χάραξης πολιτικής.

#### Επιτόκιο Μηδενικού Κινδύνου

Το επιτόκιο των επενδύσεων που δεν ενέχουν κίνδυνο θεωρείται επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (Arnold G., 2013). Όσον αφορά στην ποσοτικοποίηση του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου, εφαρμόζονται διάφορες προσεγγίσεις στη βιβλιογραφία. Ειδικότερα, ορισμένοι από τους πιο συχνά χρησιμοποιούμενους δείκτες είναι το επιτόκιο των ομολόγων άνευ τοκομεριδίων του Αμερικανικού Δημοσίου (US treasury zero coupon bonds) ή των Γερμανικών Κρατικών Ομολόγων (German government bonds), καθώς και το Διατραπεζικό Προσφερόμενο Επιτόκιο Λονδίνου (London Inter-bank Offered Rate – LIBOR), η καμπύλη zero Swap ή το επιτόκιο ανταλλαγής διάρκειας μίας ημέρας (Overnight Indexed Swap – OIS). Αποτελεί κοινή πρακτική η απ' ευθείας σύνδεση των επιτοκίων μηδενικού κινδύνου<sup>1</sup> με τα επιτόκια των κρατικών ομολόγων, καθώς αποτελούν την πλέον κατάλληλη μεταβλητή για περιουσιακά στοιχεία που δεν ενέχουν κίνδυνο (Ernst & Young, 2015; Simshauser, 2014).

Σύμφωνα με τον Deloitte (2013), υπάρχουν δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για την εκτίμηση του κόστους ιδίων κεφαλαίων: υπό όρους (conditional) ή άνευ όρων (unconditional). Βάσει της υπό όρους μεθοδολογίας, ο κίνδυνος χώρας περιλαμβάνεται

---

<sup>1</sup> Η εμπειρία έχει δείξει ότι τα κρατικά ομόλογα δεν μπορούν να θεωρούνται πάντα ως επιτόκια μηδενικού κινδύνου π.χ. απειλή χρεοκοπίας της Ελλάδας. Ωστόσο, στο Ευρωπαϊκό πλαίσιο, τα γερμανικά κρατικά ομόλογα, τα οποία έχουν επιδείξει εν μέρει ακόμη και αρνητικά επιτόκια κατά τη διάρκεια της κρίσης του ευρώ, μπορεί να θεωρηθεί ότι προσεγγίζουν τον μηδενικό κίνδυνο μέχρι σήμερα. Οι επενδυτές προτιμούν τα γερμανικά κρατικά ομόλογα εις βάρος της τραπεζικής χρηματοδότησης. Αυτό αντανακλάται και στην πιστοληπτική διαβάθμιση AAA των γερμανικών κρατικών ομολόγων. Συνεπώς, τα γερμανικά ομόλογα μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως επιτόκια “μηδενικού κινδύνου”.

στο ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς και το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου αποτελεί το “πραγματικό” επιτόκιο που χαρακτηρίζεται από μηδενικό κίνδυνο (π.χ. απόδοση γερμανικού κρατικού ομολόγου για την περίπτωση των χωρών της ΕΕ). Αντίθετα, η άνευ όρων μεθοδολογία υποθέτει ότι ο κίνδυνος χώρας είναι ενσωματωμένος στο επιτόκιο μηδενικού κινδύνου και, συνεπώς, το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου αντιπροσωπεύεται από το επιτόκιο των εθνικών μακροπρόθεσμων (10-ετών) κρατικών ομολόγων.

#### Ασφάλιστρο Κινδύνου Αγοράς

Το ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς είναι η απόδοση του χαρτοφυλακίου αγοράς άνω του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου. Δεν υπάρχει γενική συμφωνία για την ποσοτικοποίηση του ασφαλιστρού κινδύνου αγοράς, παρά το γεγονός ότι υπάρχει ευρεία διεθνής βιβλιογραφία για το συγκεκριμένο ζήτημα. Οι δύο πλέον εφαρμοζόμενες μεθοδολογίες είναι η προσέγγιση βασισμένη στην έρευνα (survey-based approach) (Fernandez P., 2011) και η προσέγγιση βασισμένη στις εκτιμήσεις βάσει των ιστορικών στοιχείων (Fernandez P., 2007; 2009).

Οι μνημονευμένες επιστημονικές πηγές αναγνωρίζουν ένα ευρύ φάσμα εκτιμήσεων του ασφαλιστρού κινδύνου αγοράς (Damodaran, 2015; Ibbotson Associates, 2007; Dimson et al., 2008), λόγω της διακύμανσης στην εκτίμηση των παραμέτρων εισόδου, κυρίως του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου, του χαρτοφυλακίου αγοράς, της διάρκειας της εξεταζόμενης περιόδου και της συχνότητας των εκτιμήσεων.

#### Συντελεστής Συστηματικού Κινδύνου Βήτα

Ο συντελεστής συστηματικού κινδύνου βήτα αποτελεί ένα μέτρο κινδύνου που απορρέει από την έκθεση μιας επένδυσης στις διακυμάνσεις της αγοράς και εκφράζει την ευαισθησία της απόδοσης μιας επένδυσης σε σύγκριση με τη συνολική αγορά. Έτσι, ο συντελεστής βήτα θεωρείται ως ένα μέτρο της παράλληλης διακύμανσης των αποδόσεων των μετοχών με τις αποδόσεις του χαρτοφυλακίου αγοράς και εκφράζει την ευαισθησία της πορείας των τιμών των μετοχών σε ολόκληρη την αγορά. Τιμές του συντελεστή βήτα άνω της μονάδας υποδηλώνουν ότι η μετοχή είναι πιο ασταθής από την αγορά. Στο πλαίσιο αυτό, οι αποδόσεις μιας εταιρίας μειώνονται σταδιακά με βάση τις αποδόσεις του χαρτοφυλακίου αγοράς. Οι παράμετροι με τη μεγαλύτερη επίδραση στον υπολογισμό των συντελεστών βήτα με χρήση της ανάλυσης παλινδρόμησης, είναι η συχνότητα των δεδομένων, η χρονική περίοδος, και η υπόθεση για το χαρτοφυλάκιο αγοράς.

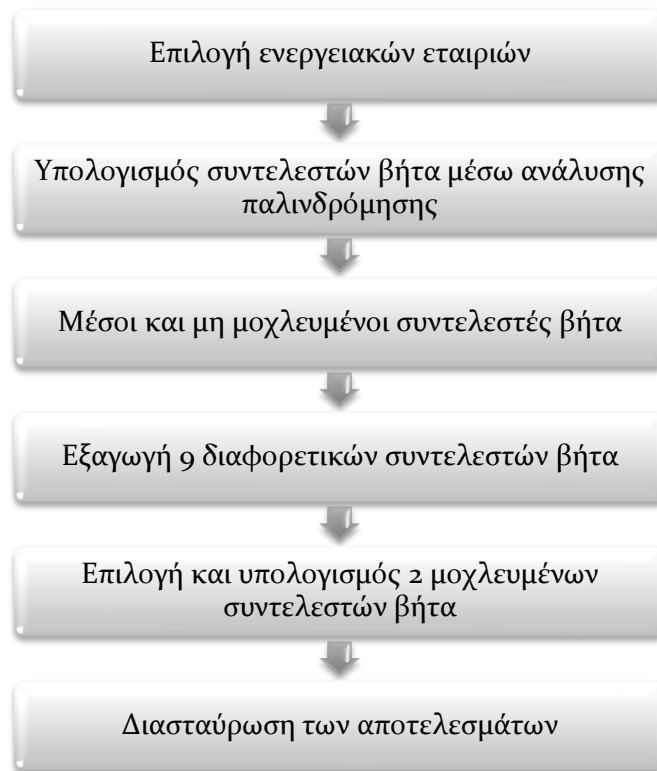
Η στατιστική παλινδρόμηση θεωρείται η ευρύτερα εφαρμοζόμενη μέθοδος για την εκτίμηση του συντελεστή βήτα μιας μετοχής με βάση το CAPM. Σύμφωνα με τις μελέτες των Welch (2008) και Graham & Harvey (2001), το CAPM έχει λάβει μεγάλη προσοχή από την αγορά και την ακαδημαϊκή κοινότητα, καθώς το 75% και το 73% των ερωτηθέντων εμπειρογνομόνων, αντίστοιχα, πρότεινε τη χρήση του συγκεκριμένου υποδείγματος για την αποτίμηση του κεφαλαιακών επενδύσεων των εταιριών. Ωστόσο,

δεν μπορούν να αγνοηθούν ορισμένες αδυναμίες της εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας. Μια τέτοια αδυναμία, ιδιαίτερα συναφής με τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι ότι ορισμένες τέτοιες τεχνολογίες, όπως τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, μπορεί να καταστούν ωριμότερες και να ενέχουν λιγότερους κινδύνους με την πάροδο του χρόνου, ενώ άλλες, όπως η πυρηνική ενέργεια, μπορεί να ενέχουν περισσότερους κινδύνους, εξαιτίας έκτακτων περιστατικών (π.χ. το πυρηνικό ατύχημα στη Φουκουσίμα της Ιαπωνίας το 2011) και, συνεπώς, οι ιστορικές τιμές της αναμενόμενης απόδοσης μπορεί να μην είναι κατάλληλες και αντιπροσωπευτικές για την ποσοτικοποίηση των συντελεστών βήτα. Παρόλα αυτά, τα χερσαία αιολικά πάρκα και τα Φ/Β θεωρούνται ώριμες τεχνολογίες ΑΠΕ που ενέχουν, συγκριτικά με τις ανωτέρω περιπτώσεις επενδύσεων, λιγότερους κινδύνους (Del Río & Tarancón, 2012), γεγονός που οδηγεί στην άμβλυνση αυτής της ανησυχίας.

Για την εξαγωγή αντιπροσωπευτικών τιμών του συντελεστή βήτα αξιοποιήθηκαν οι αποδόσεις συγκρίσιμων εισηγμένων εταιρειών, ακολουθώντας έξι βασικά βήματα. Πρώτον, εκτιμάται ο συντελεστής βήτα για κάθε εταιρία και, στη συνέχεια, υπολογίζεται η μέση τιμή βάσει των επιμέρους εξαγόμενων τιμών. Ο μέσος συντελεστής βήτα που προκύπτει υπόκειται σε προσαρμογή ως προς τη χρηματοοικονομική μόχλευση του έργου.

Το δείγμα που χρησιμοποιήθηκε στη μελέτη αυτή αποτελείται από 52 εταιρίες που δραστηριοποιούνται στον τομέα των ΑΠΕ στην Ευρώπη, οι οποίες είτε είναι αποκλειστικής ενασχόλησης (εταιρίες που έχουν, ή βρίσκονται πολύ κοντά σε αποκλειστικό επιχειρηματικό αντικείμενο) είτε επιτυγχάνουν τουλάχιστον το 50% των εσόδων τους στον συγκεκριμένο τομέα.

Για να εξαχθούν οι τελικές τιμές του συντελεστή βήτα, ακολουθήθηκε η σειρά 6 βημάτων που παρουσιάζεται γραφικά στο Σχήμα 4.6.



**Σχήμα 4.6.** Μεθοδολογικά Βήματα Υπολογισμού του Συντελεστή Βήτα

Στην πρώτη φάση της διαδικασίας αποτίμησης του συντελεστή βήτα, συλλέχθηκε ένα αντιπροσωπευτικό δείγμα 52 εταιριών σε ευρωπαϊκές χρηματιστηριακές αγορές και δείκτες του τομέα των ΑΠΕ. Οι εν λόγω δείκτες είναι: RENIXX World, ALTEX Global, Ardour Global Alternative Energy Index<sup>SM</sup>, DAXglobal Alternative Energy Index, Italian Renewable Energy Index και ISE Global Wind Energy. Ειδικότερα, ο δείκτης Altex Global περιλαμβάνει μόνο εταιρίες αποκλειστικής ενασχόλησης, δηλαδή εταιρίες που έχουν, ή βρίσκονται πολύ κοντά σε αποκλειστικό επιχειρηματικό αντικείμενο. Οι υπόλοιποι δείκτες περιλαμβάνουν εταιρίες που επιτυγχάνουν το μισό, και πλέον, από το εισόδημά τους από τη βιομηχανία ΑΠΕ, η πλειονότητα των οποίων δραστηριοποιείται στον τομέα της αιολικής και ηλιακής ενέργειας.

Στη δεύτερη φάση, εξήχθησαν παλίνδρομοι συντελεστές βήτα για όλες τις εταιρίες μέσω ημερήσιων και μηνιαίων παρατηρήσεων των αποδόσεων και για διαφορετικές περιόδους (5-3-1 έτη και 6-3 μήνες για ημερήσιες παρατηρήσεις, και 5-4-3-2 έτη για μηνιαίες παρατηρήσεις). Επιπλέον, οι τιμές του συντελεστή βήτα ανήχθησαν στατιστικά για να ελεγχθεί η ερμηνευτική αξία ( $R^2$ ) και η στατιστική σημασία τους (t-statistic και p-value) και ως προσεγγιστική μεταβλητή (index proxy) της αγοράς χρησιμοποιήθηκε ο δείκτης MSCI ALL CAP. Συλλέχθηκαν οι ημερήσιες και μηνιαίες τιμές των δεικτών των μετοχών και του δείκτη MSCI ALL CAP, καθώς και ο δείκτης χρέους/ίδια κεφάλαια και η κεφαλαιοποίηση κάθε εταιρίας από τη βάση δεδομένων Thomson Reuters.

Στο επόμενο βήμα, ολόκληρο το σύνολο των στατιστικά σημαντικών συντελεστών βήτα ανάγεται σε μέσο όρο και απομοχλεύεται με βάση την εξίσωση του Hamada (Hamada, 1972):

$$\beta_L = \beta_U * \left[ 1 + (1 - CTR) * \left( \frac{D}{E} \right) \right] \quad (4.37)$$

Όπου:

- $\beta_L$ : Μοχλευμένος συντελεστής βήτα
- $\beta_U$ : Απομοχλευμένος συντελεστής βήτα
- CTR: Εταιρικός φορολογικός συντελεστής
- D: Αγοραία αξία δανειακών κεφαλαίων
- E: Αγοραία αξία ιδίων κεφαλαίων

Ο επιλεγμένος δείκτης χρέους προς ίδια κεφάλαια είναι ο μέσος δείκτης των εταιριών που χρησιμοποιήθηκαν, όπως προτείνει ο Damodaran (1999).

Η τέταρτη φάση υπολογισμού του συντελεστή βήτα αφορά στην επιλογή 9 διαφορετικών τιμών βήτα βάσει της βιβλιογραφίας και σύμφωνα με διαδικασίες στατιστικής αξιολόγησης. Ειδικότερα, οι μηνιαίες αποδόσεις είναι προτιμότερες σε σχέση με τις ημερήσιες αποδόσεις προκειμένου να αποφευχθεί το πρόβλημα ρευστότητας που θα υποεκτιμούσε τον συντελεστή βήτα. Επίσης, ο δείκτης  $R^2$  των ημερήσιων αποδόσεων είναι χαμηλότερος από ότι των μηνιαίων αποδόσεων, υποδηλώνοντας μικρότερη ερμηνευτική ισχύ. Με βάση αυτό, επιλέγονται μηνιαία στοιχεία των τελευταίων 5 και 4 ετών λόγω μικρότερου τυπικού σφάλματος σε σχέση με τα στοιχεία των 3 και 2 ετών. Επιπλέον, τα αποτελέσματα που αντιστοιχούν σε μεγαλύτερες περιόδους είναι στατιστικώς σημαντικότερα και, συνεπώς, περιορίζουν σημαντικά το τυπικό σφάλμα.

Στην πέμπτη φάση, τα δύο μη μοχλευμένα βήτα επαναμοχλεύονται (re-levered) ως προς τον επιλεγμένο δείκτη χρέους/ίδια κεφάλαια, δηλ. 70% δανειακά και 30% ίδια κεφάλαια. Λαμβάνονται διαφορετικές τιμές του συντελεστή βήτα καθώς ο συντελεστής φορολόγησης εταιριών διαφέρει στις επιμέρους χώρες της ΕΕ.

Στην τελική φάση, οι τιμές του συντελεστή βήτα υπολογίζονται ξανά χρησιμοποιώντας μέρος του αρχικού δείγματος για τη διασταύρωση των εξαγόμενων αποτελεσμάτων, το οποίο περιλαμβάνει εταιρίες που λειτουργούν αποκλειστικά στους τομείς της αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Δεν κατεγράφη σημαντική διαφορά σε σχέση με τα αποτελέσματα που εξήχθησαν με τη χρήση του πλήρους δείγματος.

### **Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων (Cost of Debt)**

Το κόστος δανειακών κεφαλαίων ή χρηματοδότησης είναι το συνολικό ποσό τόκων που καταβάλλει μια εταιρία ή μια επιχείρηση στους πιστωτές της για να δανειστεί κεφάλαια.

Οι πιστωτές, γενικά, ζητούν υψηλότερες αποδόσεις για τη χρηματοδότηση επενδύσεων ή εταιριών με υψηλό κίνδυνο, οι οποίες οδηγούν, συνήθως, σε υψηλότερες τιμές του κόστους χρηματοδότησης. Το κόστος δανειακών κεφαλαίων μπορεί να ποσοτικοποιηθεί αθροίζοντας το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου με το ασφάλιστρο κινδύνου ούτως ώστε να ενσωματώνονται οι αντιλαμβανόμενοι κίνδυνοι. Ο υπολογισμός του κόστους δανειακών κεφαλαίων που χρησιμοποιείται για το WACC γίνεται μετά φόρων, καθώς οι δαπάνες για τόκους αποτελούν δαπάνες που, εν γένει, εκπίπτουν από τη φορολογία.

Παρατηρείται ένα εύρος διαφορετικών τιμών για το κόστος δανειακών κεφαλαίων στην υφιστάμενη βιβλιογραφία. Το μέσο κόστος δανειακών κεφαλαίων, προ φόρων, για το έτος 2011/2012 ήταν 5,7% και 4,6% για τη Ευρωζώνη και την Ελβετία αντίστοιχα, σύμφωνα με την KPMG (2013). Στην έκθεση αυτή, αναφέρεται, επίσης, ότι το μέσο κόστος δανειακών κεφαλαίων που ίσχυε για τις γερμανικές εταιρίες που συμμετείχαν στην αντίστοιχη έρευνα ήταν 5,7%. Επιπλέον, το μέσο κόστος δανειακών κεφαλαίων προ εταιρικών φόρων ήταν 4,7% για τον τομέα “Ενέργεια & Φυσικοί Πόροι”, έναντι του συνολικού μέσου όρου 5,6% για όλους τους εξεταζόμενους τομείς δραστηριότητας. Σύμφωνα με την Deloitte (2014), ένα αντιπροσωπευτικό εύρος του δείκτη κυμαίνεται στο διάστημα 4,5-6% και βασίζεται στον κίνδυνο κάθε έργου.

Η ποσοτικοποίηση του κόστους δανειακών κεφαλαίων μπορεί να πραγματοποιηθεί με την εφαρμογή δύο διαφορετικών προσεγγίσεων. Η πρώτη προσέγγιση βασίζεται σε μια έκθεση της Eurelectric (2012) και η δεύτερη βασίζεται σε μελέτη του Bloomberg (BNEF, 2013).

Σχετικά με την πρώτη μέθοδο, η Eurelectric (2012) προτείνει τον ακόλουθο μαθηματικό τύπο για την αποτίμηση του κόστους δανειακών κεφαλαίων:

$$CoD = EU RfR + CDS + PS \quad (4.38)$$

Όπου:

- CoD: Κόστος δανειακών κεφαλαίων
- EU RfR: Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου σε επίπεδο ΕΕ
- Credit Default Swap – CDS: Διαφορά αποδόσεων 10-ετών συμβολαίων πιστωτικής αθέτησης της χώρας
- Project Spread – PS: Διαφορά απόδοσης έργου ΑΠΕ

Το ασφάλιστρο κινδύνου χρηματοδότησης υπολογίζεται βάσει των μέσων ετήσιων τιμών των 10-ετών συμβολαίων πιστωτικής αθέτησης των αντίστοιχων εταιριών συν τη σχετική διαφορά απόδοσης του έργου ΑΠΕ. Σύμφωνα με την προσέγγιση της Eurelectric, χρησιμοποιείται το μέσο 10-ετές γερμανικό κρατικό ομόλογο ως αντιπροσωπευτικό ευρωπαϊκό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου.



Στην 2<sup>η</sup> προσέγγιση, το BNEF (2013) προτείνει ένα εναλλακτικό υπόδειγμα υπολογισμού βάσει του ακόλουθου μαθηματικού τύπου:

$$CoD = TS + CR + PS \quad (4.39)$$

Όπου:

- CoD: Κόστος δανειακών κεφαλαίων
- Term Swap – TS: Επιτόκιο συμφωνιών ανταλλαγής
- Country Risk – CR: Διαφορά απόδοσης κινδύνου χώρας
- Project Spread – PS: Διαφορά απόδοσης έργου ΑΠΕ

Ως επιτόκιο συμφωνιών ανταλλαγής (“term swap interest rate”) χρησιμοποιήθηκε το πάγιο αντάλλαγμα για κυμαινόμενη πληρωμή που συνδέεται με ένα επιτόκιο προεξόφλησης (κυρίως το LIBOR). Η διαφορά απόδοσης του κινδύνου χώρας (“country risk spread”) ισούται με το πλεόνασμα μεταξύ του μέσου επιτοκίου του 10-ετούς εθνικού κρατικού ομολόγου και του αντίστοιχου γερμανικού ομολόγου. Τέλος, η διαφορά απόδοσης έργου (“project spread”) αποτελεί το στοιχείο κινδύνου που συνδέεται άμεσα με τον κίνδυνο έργου ΑΠΕ και το οποίο είναι εγγενές στον υπολογισμό του συνολικού κόστους χρηματοδότησης. Ο δείκτης αυτός είναι το ασφάλιστρο κινδύνου που χρεώνουν οι τραπεζικοί πιστωτές επί των δανείων (UKERC, 2014), το οποίο υπερβαίνει το 3% για τεχνολογία αιολικής ενέργειας, βάσει της μελέτης του Mazars (2012). Για την περίπτωση έργου αιολικής ενέργειας 138 MW στην Ιταλία, ελήφθη υπ’ όψιν συντελεστής δανειακών κεφαλαίων 78% και επιτόκια δανεισμού στο εύρος 2,6-2,9% (WEF, 2011). Η έκθεση του Clean Energy Pipeline (2013) καταγράφει ότι τα χερσαία αιολικά έργα χρηματοδοτούνται κατά μέσο όρο με 3,2% άνω του LIBOR, σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

Σύμφωνα με τη μελέτη IPART (2013), το κόστος δανειακών κεφαλαίων ισούται με το άθροισμα του ονομαστικού επιτοκίου μηδενικού κινδύνου και ενός περιθωρίου χρέους. Ως επιτόκιο μηδενικού κινδύνου, η Eurelectric χρησιμοποιεί το μέσο όρο (διάρκειας 40 ημερών) της απόδοσης του 10-ετούς κοινοπολιτειακού κρατικού ομολόγου (commonwealth government bond yield), ενώ το BNEF χρησιμοποιεί την 10-ετή μέση απόδοση του ίδιου ομολόγου. Για την ποσοτικοποίηση του περιθωρίου χρέους υπάρχουν δύο διαφορετικές προσεγγίσεις: η χρήση υφιστάμενων δεδομένων της αγοράς και η χρήση μακροπρόθεσμων μέσων όρων. Όσον αφορά στο περιθώριο χρέους, οι δύο αυτές προσεγγίσεις χρησιμοποιούν την 7-ετή καμπύλη εύλογης αξίας (fair value curve) του Bloomberg και το 10-ετές μέσο όρο της 7-ετούς καμπύλης εύλογης αξίας του Bloomberg, αντίστοιχα. Τέλος, ένα περιθώριο ανοχής 12,5 μονάδων βάσης για δαπάνες συγκέντρωσης χρηματοδότησης προστίθεται στο κόστος δανειακών κεφαλαίων.

Συμπερασματικά, βάσει των δύο προσεγγίσεων που παρουσιάστηκαν παραπάνω, το κόστος δανειακών κεφαλαίων απαρτίζεται από τρία βασικά στοιχεία: το επιτόκιο

μηδενικού κινδύνου, τον κίνδυνο χώρας και τη διαφορά απόδοσης ενός έργου ΑΠΕ. Το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου αντιπροσωπεύεται από το γερμανικό κρατικό ομόλογο στην πρώτη προσέγγιση και από την καμπύλη ανταλλαγής (swap curve) στη δεύτερη προσέγγιση. Επιπλέον, ελήφθησαν υπ' όψιν δύο διαφορετικές προσεγγιστικές μέθοδοι για το ασφάλιστρο χώρας. Σύμφωνα με την πρώτη, το ασφάλιστρο χώρας θεωρείται ότι ισούται με το αντίστοιχο επιτόκιο συμφωνιών πιστωτικής αθέτησης (Credit Default Swap), ενώ σύμφωνα με τη δεύτερη θεωρείται ότι είναι η διαφορά μεταξύ των αποδόσεων των 10-ετών εθνικών και γερμανικών κρατικών ομολόγων. Η διαφορά απόδοσης έργου ΑΠΕ είναι ίδια και στις δύο μεθοδολογίες. Αυτές οι δύο προσεγγίσεις οδηγούν, εν γένει, σε εύρος τιμών για το κόστος δανειακών κεφαλαίων και όχι σε μία μοναδική τιμή.

### **Δείκτης Χρέους / Ίδια Κεφάλαια**

Η κεφαλαιακή διάρθρωση αφορά στο ποσό δανειακών και ιδίων κεφαλαίων που χρησιμοποιεί μια εταιρία ή ένα έργο για τη χρηματοδότησή του. Τα μερίδια χρέους και ιδίων κεφαλαίων εξαρτώνται από το επίπεδο του μέσου δείκτη χρέους/ ίδια κεφάλαια για τον αντίστοιχο τομέα και από τη στρατηγική της εταιρίας.

Η χρηματοδότηση μέσω χρέους (δανειακών κεφαλαίων) θεωρείται ως μια πιο επιθετική στρατηγική λόγω της πιθανότητας επίτευξης υψηλότερων κερδών, αλλά αυξάνει και τον κίνδυνο χρεοκοπίας, λόγω πιθανής αδυναμίας εξυπηρέτησης του χρέους. Στην περίπτωση επενδύσεων σε βιομηχανίες έντασης κεφαλαίου, η κεφαλαιακή μόχλευση είναι, συνήθως, υψηλή. Επίσης, τα δανειακά κεφάλαια θεωρούνται λιγότερο δαπανηρά από τα ίδια κεφάλαια, καθώς επιβάλλουν μικρότερο κίνδυνο στους επενδυτές.

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, ο δείκτης χρέους προς ίδια κεφάλαια σε ένα έργο ΑΠΕ στην ΕΕ ήταν 80:20 την περίοδο πριν από την οικονομική ύφεση του 2008, όπως για παράδειγμα τα χερσαία αιολικά έργα που εξετάστηκαν στις μελέτες των Boccard (2009) και Mazars (2012). Ωστόσο, το μερίδιο του δανειακού κεφαλαίου υπέστη μείωση και διαμορφώθηκε στο 70% κατά την περίοδο μετά την έναρξη της χρηματοπιστωτικής κρίσης. Σύμφωνα με τον Mazars (2012), τα χερσαία αιολικά έργα στο Ηνωμένο Βασίλειο, που χρηματοδοτούνταν προηγουμένως με μερίδιο χρέους 80% ή και υψηλότερο, είχαν ελαφρώς μειωμένη αναλογία χρηματοδότησης, περίπου 75% χρέος το 2009 και 2012. Οι Klessmann et al. (2013) κατέγραψαν ότι η κεφαλαιακή διάρθρωση μεταβλήθηκε μετά την έναρξη της οικονομικής ύφεσης, από αναλογία 80/20 σε 70/30.

Σύμφωνα με την έκθεση NREL (2011), ο δείκτης χρέους/ίδια κεφάλαια για χερσαίες ενεργειακές επενδύσεις σε διάφορες χώρες της Ευρώπης, για το έτος 2008, παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.3.

**Πίνακας 4.3.** Δείκτης Χρέους/Ίδια Κεφάλαια ανά Χώρα (έτος 2008)

<i>Χώρα</i>	<i>Δείκτης Χρέους/Ίδια Κεφάλαια</i>
<i>Δανία</i>	80/20
<i>Γερμανία</i>	70/30
<i>Ολλανδία</i>	80/20
<i>Ισπανία</i>	80/20
<i>Σουηδία</i>	87/13
<i>Ελβετία</i>	70/30

**Πηγή:** NREL (2011)

Στον Πίνακα 4.4 παρουσιάζεται ο δείκτης χρέους/ίδια κεφάλαια για τις κύριες τεχνολογίες ΑΠΕ και το τρίτο τρίμηνο του 2013 στη Γερμανία.

**Πίνακας 4.4.** Δείκτης Χρέους/Ίδια Κεφάλαια για Τεχνολογίες ΑΠΕ στη Γερμανία (3<sup>ο</sup> τρίμηνο 2013)

<i>Τεχνολογία</i>	<i>Δείκτης Χρέους/Ίδια Κεφάλαια</i>
<i>Χερσαία Αιολικά</i>	70/30
<i>Υπεράκτια Αιολικά</i>	60/40
<i>Φωτοβολταϊκά</i>	80/20

**Πηγή:** Fraunhofer ISE (2013)

Επιπλέον, οι Κπάρεκ & Vašíček (2009) εκτιμούν έναν δείκτη χρέους/ίδια κεφάλαια ίσο με 60/40 για ένα τυπικό έργο αιολικής ενέργειας στην Τσεχία. Στο ίδιο επίπεδο ήταν η αναλογία χρέους για χερσαία αιολικά έργα στην Ελλάδα. Βάσει αναφοράς του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (Ministry of Environment & Energy, 2012), το δανειακό κεφάλαιο αντιπροσώπευε το 60% της συνολικής χρηματοδότησης χερσαίων αιολικών έργων στη χώρα. Σύμφωνα με την EWEA (2013), η χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ μέσω δανειακών κεφαλαίων έχει έντονη συσχέτιση με την τάση των υφιστάμενων μακροοικονομικών παραγόντων και τους περιορισμούς χρηματοδότησης στην τραπεζική αγορά, καθώς οι μειωμένες τραπεζικές δραστηριότητες που παρατηρήθηκαν ήταν αποτέλεσμα της χρηματοπιστωτικής κρίσης που ξέσπασε στην ΕΕ (KPMG, 2013).

Για την περίπτωση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, τα στοιχεία μόχλευσης κεφαλαίου για αιολικά πάρκα παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.5.

**Πίνακας 4.5.** Χρηματοοικονομική Μόχλευση Έργων Υπεράκτιας Αιολικής Ενέργειας

<b>Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο</b>	<b>Χώρα</b>	<b>Χρόνος Χρηματοδότησης</b>	<b>Δανειακά / Ίδια Κεφάλαια</b>
<i>Butendiek – 288MW</i>	Γερμανία	1/2/2013	65/35
<i>Lincs – 270MW</i>	Ηνωμένο Βασίλειο	1/6/2012	43/57
<i>Northwind – 216MW</i>	Βέλγιο	1/6/2012	70/30
<i>Baltic 1 – 48,3 MW</i>	Γερμανία	1/12/2011	69/31
<i>Meerwind – 288MW</i>	Γερμανία	11/8/2011	69/31
<i>Global Tech 1 – 400MW</i>	Γερμανία	11/7/2011	60/40
<i>Thornton Bank (C-Power) Phases 2 &amp; 3 – 295,2MW</i>	Βέλγιο	1/12/2010	67/33
<i>Borkum West II – 200MW</i>	Γερμανία	1/12/2010	64/36
<i>Bligh Bank Phase I (Belwind) – 165MW</i>	Βέλγιο	1/7/2009	89/11
<i>Thornton Bank (C-Power) Phase 1 – 30MW</i>	Βέλγιο	1/5/2007	80/20

**Πηγή:** Clean Energy Pipeline (2013)

Η χρηματοοικονομική κρίση που προηγήθηκε είχε άμεση επίδραση στην χρηματοδότηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων από τις τράπεζες εξαιτίας της αυξημένης αποστροφής τους στον κίνδυνο και της μειωμένης διαθέσιμης ρευστότητας (Freshfields Bruckhaus Deringer, 2013). Τέλος, στην μελέτη του Clean Energy Pipeline εκτιμάται ένας μέσος δείκτης μόχλευσης κεφαλαίου από τις τράπεζες στο επίπεδο του 60% και καταγράφεται ότι μόνο τα 2/3 της νέας εγκατεστημένης ισχύος θα χρηματοδοτηθούν, μερικώς, από δανειακά κεφάλαια.

## 4.5 Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για τις ΑΠΕ

Στην τρέχουσα ενότητα παρουσιάζονται οι προτεινόμενες προτάσεις πολιτικής για την μείωση των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ. Τα συγκεκριμένα μέτρα πολιτικής διαμορφώθηκαν σε συνέχεια των συνεντεύξεων που υλοποιήθηκαν με ενεργειακούς εμπειρογνώμονες στα κράτη μέλη της ΕΕ, τα αποτελέσματα των οποίων παρουσιάζονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 5.

Η επίδραση των πολιτικών στους κινδύνους έχει αποτελέσει αντικείμενο έρευνας στην επιστημονική βιβλιογραφία (DIA-CORE, 2016). Για παράδειγμα, οι Wisser & Pickle (1998) έδειξαν ότι μια προσεκτικά σχεδιασμένη πολιτική μπορεί να μειώσει δραστικά το κόστος των ΑΠΕ παρέχοντας προβλέψιμη ροή εσόδων, που οδηγεί σε μειωμένο χρηματοδοτικό κόστος. Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μελέτης εξετάστηκαν πέντε περιπτώσεις πολιτικών ΑΠΕ και κατέληξαν ότι οι πολιτικές που δεν παρέχουν μακροπρόθεσμη σταθερότητα ή που έχουν αρνητικές δευτερογενείς συνέπειες στις επενδυτικές αποφάσεις αυξάνουν το χρηματοδοτικό κόστος, μερικές φορές μειώνοντας δραματικά την αποτελεσματικότητα του προγράμματος. Το συμπέρασμά τους είναι ότι μια προσεκτικά σχεδιασμένη πολιτική ΑΠΕ μπορεί να μειώσει δραστικά το LCOE μειώνοντας τις αβεβαιότητες σχετικά με τα έσοδα, γεγονός που μειώνει σημαντικά τους κινδύνους και, συνεπώς, το χρηματοδοτικό κόστος.

Οι Couture & Gagnon (2010) ανέλυσαν τον σχεδιασμό των συστημάτων τιμών πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, δηλαδή την πολιτική σταθερών τιμών / ανεξάρτητη από την αγορά όπως οι σταθερές εγγυημένες τιμές (tariffs), και την πολιτική προσαύξησης ή πολιτική τιμών εξαρτώμενης από την αγορά. Σύμφωνα με τη μελέτη τους, οι πολιτικές σταθερών τιμών μπορούν να βοηθήσουν στη μείωση των επενδυτικών κινδύνων λόγω χαμηλότερων κινδύνων που αφορούν στις τιμές πώλησης της ενέργειας, ενώ οι πολιτικές προσαύξησης εκθέτουν τους παραγωγούς ΑΠΕ σε μεγαλύτερους κινδύνους τιμών και, συνεπώς, σε κινδύνους επενδύσεων, αποτελώντας, ωστόσο, κίνητρο για παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτή είναι περισσότερο απαραίτητη.

Σύμφωνα με τον Dinica (2006), η επίδραση αυτών των πολιτικών στους κινδύνους γίνεται αντιληπτή μέσω των μεταβολών στα έσοδα ή τις δαπάνες. Επίσης, η συγκεκριμένη μελέτη αναγνωρίζει ότι αρκετά στοιχεία πολιτικής που επηρεάζουν τους κινδύνους τιμών, ζήτησης και συμβάσεων, μεταφράζονται σε χαμηλότερη κερδοφορία και ταμειακή ροή.

Αυτές οι αλλαγές αντικατοπτρίζονται και στα αναμενόμενα μερίδια απόδοσης και ιδίων κεφαλαίων. Στη μελέτη των Giebel & Breitschopf (2011) ακολουθήθηκε παρόμοια προσέγγιση για την αξιολόγηση της επίδρασης διαφορετικών σχεδιασμών πολιτικής στο κόστος κεφαλαίου. Οι Giebel & Breitschopf μετέφρασαν τις αλλαγές της έκθεσης σε κίνδυνο μέσω ανάλυσης συνδιακύμανσης (conjoint analysis) και ανάλυσης ταμειακών

ρών σε αλλαγές του κόστους κεφαλαίου. Βάσει των διαπιστώσεων αυτών, θεωρείται ότι η επίδραση των πολιτικών στους κινδύνους εκφράζεται από τις αναμενόμενες ταμειακές ροές ενός έργου και, συνεπώς, από τις αναμενόμενες αποδόσεις του.

Στο πλαίσιο της τρέχουσας υποεπένδυσης παρουσιάζονται οι πολιτικές μείωσης του επενδυτικού κινδύνου σε έργα ΑΠΕ, ανά κατηγορία κινδύνου, που προτάθηκαν (Doukas et al., 2016; DIA-CORE, 2016).

### **Κίνδυνος Χώρας**

Ο υψηλός κίνδυνος χώρας, συνήθως, οδηγούν σε υψηλό κόστος κεφαλαίου και αυξημένα απαιτούμενα επίπεδα οικονομικής στήριξης για την προσέλκυση επενδυτών. Εάν, από κοινωνική σκοπιά, τα οφέλη της ανανεώσιμης ενέργειας αντισταθμίζουν αυτό το υψηλότερο κόστος, μια ανταπόκριση πολιτικής είναι η αποδοχή του κινδύνου και των οικονομικών/δημοσιονομικών συνεπειών που το συνοδεύουν. Ωστόσο, εάν ο κίνδυνος χώρας συνδέεται, κυρίως, με την οικονομική κατάσταση αυτής, η κυβέρνηση μπορεί να επιθυμεί να χρησιμοποιήσει την ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ ως μέσο ενίσχυσης της οικονομίας. Έτσι, η ανάπτυξη των ΑΠΕ γίνεται μέρος ενός πλαισίου (μακροπρόθεσμης) οικονομικής και βιομηχανικής στρατηγικής. Ανάλογα με τις ιδιαίτερες εθνικές συνθήκες (π.χ. γεωγραφικές και οικονομικές συνθήκες, διάρθρωση προσφοράς και ζήτησης, δυναμικό και κόστος πόρων ΑΠΕ), η κυβέρνηση μπορεί να προωθήσει συγκεκριμένα στοιχεία των αλυσίδων αξίας των ΑΠΕ, προσφέροντας ευκαιρίες οικονομικής ανάπτυξης και δημιουργίας θέσεων εργασίας. Η συγκεκριμένη ολιστική προσέγγιση δίνει τη δυνατότητα μείωσης του κινδύνου χώρας σε μακροπρόθεσμο επίπεδο.

Το IEA-RETD (2014) παρέχει στοιχεία πολιτικών που αυξάνουν την εγχώρια δημιουργία αξίας μέσω της ανάπτυξης των ΑΠΕ. Αυτές οι πολιτικές στοχεύουν στην αύξηση του εγχώριου μεριδίου από τη δημιουργία αξίας ΑΠΕ έτσι ώστε να διατηρηθεί ή να ενισχυθεί η συνολική κοινωνική ευημερία. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί αποτελεσματικότερα ως εξής:

- Βελτιώνοντας την ανταγωνιστικότητα και το ρυθμιστικό και οικονομικό πλαίσιο για οικονομικούς τομείς και τεχνολογίες που συνδέονται με τις ΑΠΕ, βάσει καταναμητικής αποδοτικότητας,
- Βελτιώνοντας τη διαθεσιμότητα, προσβασιμότητα και ποιότητα των πόρων (κεφάλαιο, φυσικοί πόροι, ανθρώπινο δυναμικό) που χρησιμοποιούνται για την ανάπτυξη των ΑΠΕ,
- Τονώνοντας τη ζήτηση για ΑΠΕ και τεχνολογίες ΑΠΕ, και
- Κατευθύνοντας απ' ευθείας τη στήριξη σε επιλεγμένους παραγωγούς ή παρόχους υπηρεσιών τεχνολογιών ΑΠΕ.

Συγκεκριμένα, αυτές οι παρεμβάσεις και ευκαιρίες πολιτικής που εστιάζουν στην οικονομική ανάπτυξη και στηρίζουν την οικονομική σταθερότητα θα μπορούσαν να περιλαμβάνουν (IEA-RETD, 2014):

- Προώθηση στρατηγικών επενδύσεων: Στρατηγική στόχευση συγκεκριμένων εταιριών και τμημάτων της αλυσίδας αξίας βάσει μακροπρόθεσμου οράματος για τον τομέα των ΑΠΕ.
- Σύνδεση των επενδύσεων με τη δημιουργία θέσεων εργασίας και την ανάπτυξη ικανοτήτων:
  - Προγράμματα ανάπτυξης προμηθευτών, συμπεριλαμβανομένου του συντονισμού των μέτρων προώθησης, της αντιστοίχισης δυνητικών πελατών και προμηθευτών, ή των οικονομικών κινήτρων για την εντατικοποίηση των σχέσεων των προμηθευτών και της μεταφοράς τεχνολογίας,
  - Απαιτήσεις Τοπικού Περιεχομένου, που πρέπει να έχουν χρονικό περιορισμό και να αξιολογούνται τακτικά, να είναι ουδέτερες από τεχνολογική άποψη και σύμφωνες προς άλλες βιομηχανικές πολιτικές.
- Ανάπτυξη βιομηχανικών κλάδων, συμπεριλαμβανομένων των μηχανισμών προώθησης μίγματος ανταγωνισμού και συνεργασίας μεταξύ εταιριών, που να υπογραμμίζουν τη σύνδεση των εταιριών με θεσμούς της εκπαίδευσης και της έρευνας & ανάπτυξης, επικεντρωμένων στη συνεργασία εντός του ίδιου βιομηχανικού κλάδου και με την κυβέρνηση.
- Βελτίωση της συνεργασίας μεταξύ δημόσιων ερευνητικών οργανισμών και του ιδιωτικού τομέα, π.χ. μέσω της δημιουργίας κέντρων αριστείας.
- Βελτίωση της τεχνογνωσίας μέσω εκπαίδευσης & κατάρτισης, π.χ. ενσωματώνοντας προγράμματα κατάρτισης στα συστήματα επαγγελματικής κατάρτισης, προωθώντας και συντονίζοντας τοπικά προγράμματα μαθητείας κλπ.

Τα έργα ΑΠΕ επηρεάζονται εξ ίσου από τη διαφθορά, την πολιτική αστάθεια και/ή το δυσλειτουργικό νομικό σύστημα, όπως και οι άλλες επενδύσεις. Ωστόσο, ο σχεδιασμός των μέσων πολιτικής ΑΠΕ θα πρέπει να αποδίδει ιδιαίτερη προσοχή στην κατάχρηση, τα παίγνια ή την απάτη, που πρέπει να ενσωματώνονται στη διαδικασία και τον σχεδιασμό του συστήματος στήριξης.

Τέλος, οι διακυμάνσεις της συναλλαγματικής ισοτιμίας έχουν μικρότερη σημασία για τις χώρες της ζώνης του ευρώ, αλλά μπορεί να είναι σημαντικές για εισαγόμενα εμπορεύματα που εξοφλούνται σε άλλα νομίσματα (π.χ. μονάδες Φ/Β, βιομάζα).

### **Κίνδυνος Κοινωνικής Αποδοχής**

Από τη σκοπιά της πολιτικής, είναι καλύτερο να ακολουθείται στρατηγική άμβλυνσης και/ή καταμερισμού του κινδύνου. Οι στρατηγικές άμβλυνσης αντιμετωπίζουν τα αίτια που βρίσκονται στη ρίζα της αντίθεσης, για παράδειγμα μέσω επικοινωνιακών προγραμμάτων, διαδικασιών διαχείρισης και συμμετοχής συντελεστών, εξομάλυνσης των νομικών και ρυθμιστικών διαδικασιών κλπ. Στη στρατηγική καταμερισμού, η κυβέρνηση αναλαμβάνει μέρος των δραστηριοτήτων ανάπτυξης έργου, π.χ. την εξασφάλιση των αδειών.

Με βάση αυτές τις στρατηγικές κινδύνου, οι εθνικές ή τοπικές κυβερνήσεις μπορούν να εξετάσουν τις ακόλουθες πολιτικές βέλτιστης πρακτικής:

- **Συμμετοχή συντελεστών και καινοτόμες δημοκρατικές διαδικασίες:** Σκοπός των φορέων ανάπτυξης ενός έργου, των (τοπικών) αρχών και των φορέων χάραξης πολιτικής είναι να αποφύγουν τις μακροχρόνιες διαδικασίες ανάπτυξης έργου και συχνά να προσπαθούν να εξασφαλίσουν την εμπλοκή των συντελεστών στην αρχική φάση του έργου ή τους προσφέρουν οικονομική αποζημίωση ή συμμετοχή στα κέρδη. Η προσέγγιση είναι, γενικώς, μάλλον τεχνοκρατική και βασίζεται στην παραδοχή ότι τα καλά επιχειρήματα θα οδηγήσουν σε επιτυχή υλοποίηση του έργου. Όμως, πολλοί συντελεστές (γείτονες, ιδιοκτήτες οικιών, εταιρίες) νιώθουν ότι πρέπει να επωμισθούν το βάρος, ενώ άλλοι αποκομίζουν τα οφέλη. Επίσης, κινητοποιούνται οι αντιτιθέμενοι και οι υπέρμαχοι, γεγονός που σπάνια οδηγεί σε συζήτηση προσανατολισμένη προς τη λύση. Μια καλύτερη και αποτελεσματικότερη προσέγγιση μπορεί να οδηγήσει σε μεγαλύτερη αποδοχή ενεργειακών λύσεων, με τη στήριξη των τοπικών κοινωνιών. Διάφορα εργαλεία και προσεγγίσεις μπορούν να διευκολύνουν την “αληθινή” συμμετοχή των συντελεστών, όπως είναι οι μέθοδοι και διαδικασίες των «Future Search», «Open Dialogue», «Open Space Technology» ή «World Cafe». Οι κυβερνήσεις μπορούν να ανταλλάσσουν ενεργά βέλτιστες πρακτικές, σχέδια κατευθυντήριων γραμμών για επιτυχείς διαδικασίες συμμετοχής και εμπλοκής των συντελεστών, σε συνεργασία με τη βιομηχανία των ΑΠΕ και αντιπροσωπευτικές ομάδες συντελεστών. Ειδικότερα, οι τοπικές αρχές ή κυβερνήσεις μπορούν να διερευνήσουν νέα δημοκρατικά μοντέλα (π.χ. ενεργειακές κοινότητες) που μπορούν να ενισχύσουν την τοπική συμμετοχή και στήριξη των νέων έργων ΑΠΕ.
- **(Μερική ή Νέα) Συν-ανάπτυξη από την κυβέρνηση:** Οι κυβερνήσεις μπορούν να αναλάβουν μέρος του κινδύνου σχεδιασμού για τους φορείς ανάπτυξης έργων και τους επενδυτές διευθετώντας τις (γενικές) περιβαλλοντικές και χωροταξικές άδειες. Για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, αυτό εφαρμόζεται π.χ. στη Γαλλία και την Ολλανδία, μετά από διαδικασία υποβολής προσφορών. Στη Δανία, ο



διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας τέθηκε υπεύθυνος για την κατάρτιση της αξιολόγησης περιβαλλοντικών επιπτώσεων για έξι προτεινόμενους χώρους κοντά στην ακτή. Το έργο θα πρέπει να περάσει μια συγκεκριμένη αξιολόγηση (περιβαλλοντικών) επιπτώσεων, αλλά ο συνολικός κίνδυνος μειώνεται. Επίσης, οι τοπικές κυβερνήσεις (π.χ. πόλεις με κλιματικούς στόχους ή στόχους ΑΠΕ) μπορούν να αναλάβουν προληπτικό ρόλο διευθετώντας τις απαιτούμενες άδειες.

- **Εξορθολογισμός και ορθή διαχείριση διοικητικών διαδικασιών:** Μια εξορθολογισμένη και ορθά διαχειριζόμενη διοικητική διαδικασία, με σαφείς φάσεις αλληλεπίδρασης με τους συντελεστές και σαφείς διαδικασίες, μπορεί να διευκολύνει την ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ εξασφαλίζοντας τα συμφέροντα των (τοπικών) συντελεστών. Η συγκεκριμένη διαδικασία μπορεί να μειώσει το διοικητικό κίνδυνο (βλέπε παρακάτω “Διοικητικός Κίνδυνος”) καθώς επίσης να βοηθήσει να αυξηθεί η κοινωνική αποδοχή των αντίστοιχων έργων.
- **Δυνατότητα ή πρόβλεψη οικονομικής συμμετοχής:** Ένας τρόπος για να αυξηθεί η κοινωνική αποδοχή των έργων ΑΠΕ είναι να προσφέρεται οικονομική συμμετοχή (χρηματοδότηση ή ίδια κεφάλαια) σε άμεσα εμπλεκόμενους συντελεστές. Στη Δανία, οι φορείς ανάπτυξης έργων υποχρεούνται να προσφέρουν μετοχές για χερσαία και πλησίον της ακτής αιολικά έργα (τουλάχιστον 20%) σε γειτονικούς κατοίκους και/ή επιχειρήσεις πλησίον της ακτής. Με τον τρόπο αυτό, οι δυνητικές (ή αντιλαμβανόμενες) αρνητικές επιπτώσεις μπορεί να τύχουν μερικής οικονομικής αποζημίωσης. Οι κυβερνήσεις μπορούν να διευκολύνουν τη διαδικασία αυτή αίροντας νομικά και οικονομικά εμπόδια, τα οποία μπορεί να εμποδίζουν την οικονομική συμμετοχή. Για παράδειγμα, στην Ευρώπη υπάρχουν διαφορετικοί νόμοι και κανονισμοί για τη συλλογική χρηματοδότηση (crowdfunding). Αυτές οι διαφορές μεταξύ των κρατών μελών αυξάνουν το κόστος συναλλαγής για την εισαγωγή αυτού του νέου χρηματοδοτικού μοντέλου στην Ευρώπη.
- **Διευκόλυνση της κυριότητας έργων από πολίτες:** Τα υψηλότερα επίπεδα άμεσης τοπικής κυριότητας ενός έργου μειώνουν (γενικά) την τοπική αντίσταση. Για να γίνει κάτι τέτοιο, η έγκριση των έργων πρέπει να είναι τυποποιημένη και διαφανής και οι διαδικασίες αποζημίωσης πρέπει να σχεδιαστούν με απλό και ευθύ τρόπο. Αυτές οι ανησυχίες και προκλήσεις είναι ιδιαίτερα σημαντικές κατά την ανακοίνωση των διαγωνισμών που, σε διαφορετική περίπτωση, θα μπορούσαν να αδικήσουν μικρής κλίμακας φορείς ανάπτυξης έργων λόγω περίπλοκων διαγωνιστικών διαδικασιών.
- **Αντιμετώπιση των διανεμητικών επιπτώσεων των πολιτικών ΑΠΕ:** Σε πολλές χώρες, τα μέσα πολιτικής στήριξης για ΑΠΕ χρηματοδοτούνται μέσω

πρόσθετης χρέωσης ή εισφοράς επί της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας για τους τελικούς καταναλωτές. Οι μικροί καταναλωτές, συνήθως, καταβάλλουν τις υψηλότερες τιμές, ενώ η βιομηχανία και, ιδίως, οι βιομηχανίες με υψηλή ένταση ενέργειας, απαλλάσσονται ή καταβάλλουν πολύ χαμηλότερες τιμές. Με μεγαλύτερα μερίδια σε ΑΠΕ, ορισμένες ομάδες τελικών καταναλωτών ενδέχεται να αντιμετωπίσουν σημαντικά υψηλότερους λογαριασμούς ενέργειας, ενώ άλλοι επωφελούνται από τις χαμηλότερες αγοραίες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η διανεμητική επίπτωση πρέπει να παρακολουθείται και να αντιμετωπίζεται κατάλληλα από τους φορείς χάραξης πολιτικής.

- **Επικοινωνία και Ενημέρωση:** Οι λανθασμένες αντιλήψεις σχετικά με τον ρόλο των ΑΠΕ στα τρέχοντα και μελλοντικά ενεργειακά συστήματα αποτελούν τροχοπέδη στην περαιτέρω ανάπτυξη των συγκεκριμένων τεχνολογιών. Είναι σημαντικό τα ενδιαφερόμενα μέρη να έχουν πρόσβαση σε αξιόπιστη, αληθινή και ολοκληρωμένη πληροφόρηση. Σε αυτό το πλαίσιο, οι κυβερνήσεις μπορούν να παρέχουν τέτοιες αμερόληπτες πληροφορίες ή να στηρίζουν (μη κυβερνητικές) οργανώσεις με ανάλογη δράση.

### **Διοικητικός Κίνδυνος**

Οι διοικητικοί κίνδυνοι και οι κίνδυνοι κοινωνικής αποδοχής είναι αλληλένδετοι. Ωστόσο, η διάρθρωση και η ποιότητα του δημόσιου διοικητικού συστήματος είναι, επίσης, σημαντική. Καθώς οι ΑΠΕ ενσωματώνονται όλο και περισσότερο στο δομημένο ενεργειακό περιβάλλον, οι εθνικές κυβερνήσεις και οι περιφερειακές αρχές αντιμετωπίζουν νέες προκλήσεις, όπως για παράδειγμα στις περιπτώσεις που θα πρέπει να αλληλεπιδράσουν οι πολιτικές για την ενέργεια και το κλίμα με τις χωροταξικές πολιτικές.

Οι κυβερνήσεις μπορούν να αντιμετωπίσουν αυτή την κατάσταση με τις εξής ενέργειες:

- Παροχή κατευθυντήριων γραμμών και ανταλλαγή βέλτιστων πρακτικών στους εθνικούς και περιφερειακούς δημοσίους υπαλλήλους,
- Εκπαίδευση, κατάρτιση και ενημέρωση δημοσίων υπαλλήλων (π.χ. υπευθύνων για την ενέργεια, το δομημένο περιβάλλον, τις μεταφορές, τη χωροταξία, την υγεία, την ασφάλεια & το περιβάλλον, την επικοινωνία κλπ.), ή
- Δημιουργία «Υπηρεσιών Μίας Στάσης» (one-stop-shops) για ρυθμιστικές διαδικασίες.

### **Κίνδυνος Χρηματοδότησης**

Για τον φορέα ανάπτυξης/επενδυτή, διάφορες στρατηγικές άμβλυνσης κινδύνου (π.χ. προκαθορισμός αρκετών χρηματοοικονομικών παραμέτρων) είναι δυνατόν να

εφαρμοστούν. Από τη σκοπιά της πολιτικής, ο καταμερισμός του κινδύνου (π.χ. εγγυήσεις δανείων) εφαρμόζεται αρκετά συχνά.

Οι κυβερνήσεις μπορούν να μειώσουν τον χρηματοδοτικό κίνδυνο μέσω της συμμετοχής τους στην χρηματοπιστωτική αγορά, π.χ. μέσω κυβερνητικών ή δημόσιων/ιδιωτικών επενδυτικών κεφαλαίων και τραπεζών (π.χ. Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων-ΕΤΕΠ). Αυτά τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα εφαρμόζουν τα ίδια χρηματοπιστωτικά κριτήρια με τους εμπορικούς ομολόγους τους αλλά, μέσω της σύνδεσής τους με την κυβέρνηση, μπορούν να δρουν τόσο ως καταλύτες όσο και ως “δίκτυ ασφαλείας” για τη χρηματοδότηση των έργων. Τον ίδιο ρόλο μπορούν να έχουν και άλλα μέσα, όπως οι εγγυήσεις δανείων ή οι πιστωτικές διευκολύνσεις εξαγωγών. Στις εκκολλαπτόμενες αγορές ΑΠΕ βοηθά, επίσης, η γενική πληροφόρηση για τη χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ. Η εκπαίδευση, η κατάρτιση και η ενημέρωση των τραπεζιτών είναι ένας ακόμη αποτελεσματικός τρόπος βελτίωσης των συνθηκών χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ.

Μέρος του χρηματοδοτικού κινδύνου μπορεί, επίσης, να μειωθεί μέσα από τον σχεδιασμό εργαλείων και μέσων πολιτικής στήριξης που να είναι ευθυγραμμισμένα με τις χρηματοδοτικές πρακτικές, παρέχοντας με αυτόν τον τρόπο επαρκή ασφάλεια στους πιστωτές και τους παρόχους ιδίων κεφαλαίων (βλέπε “Κίνδυνος Σχεδιασμού Πολιτικής”).

#### ***Τεχνικοί και Διαχειριστικοί Κίνδυνοι***

Οι τεχνικοί & διαχειριστικοί κίνδυνοι εντοπίζονται ξεκάθαρα εντός του πλαισίου ευθύνης του φορέα ανάπτυξης/επενδυτή και του φορέα λειτουργίας του έργου ΑΠΕ. Από τη σκοπιά της πολιτικής, οι κυβερνήσεις μπορούν να διευκολύνουν την ανάπτυξη της απαιτούμενης βάσης γνώσεων, δεξιοτήτων και εμπειρίας, με τον τρόπο που αναφέρεται στην ενότητα “Κίνδυνος Χώρας”.

Οι γενικές πολιτικές που αναφέρονται στην ενότητα “Κίνδυνος Χώρας” είναι συναφείς και για αυτή την κατηγορία κινδύνου και συμβάλλουν στην ενίσχυση του τομέα των ΑΠΕ ο οποίος μπορεί να παραδίδει βιώσιμα έργα ΑΠΕ σύμφωνα με τις προδιαγραφές, ως εξής:

- **Βάσεις δεδομένων απόδοσης και κινδύνου για νέες/καινοτόμες τεχνολογίες:** Για νέες ή καινοτόμες τεχνολογίες, οι τεχνικές και/ή διευθυντικές δεξιότητες και τρέχουσα εμπειρία μπορεί να είναι ακόμα περιορισμένες. Για να επιταχυνθεί η καμπύλη μάθησης (learning curve) αυτών των νέων τεχνολογιών, είναι σημαντική η ανταλλαγή καλών και βέλτιστων πρακτικών μεταξύ των μελών της βιομηχανίας ΑΠΕ. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί με (πιθανώς) υποχρεωτική καταχώρηση απόδοσης, συμβάντων και κινδύνων και να αποτελεί προϋπόθεση για τη λήψη κρατικής στήριξης.

### **Κίνδυνος Πρόσβασης στο Δίκτυο**

Ο φορέας ανάπτυξης του έργου θα προσπαθήσει να αποφύγει τον κίνδυνο πρόσβασης στο δίκτυο, καθώς είναι μία από τις κρισιμότερες παραμέτρους που θα καθορίσουν την επιχειρηματική επιτυχία του έργου.

Οι κυβερνήσεις και οι ρυθμιστικές αρχές διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο όσον αφορά στην παροχή σαφών διαδικασιών που σχετίζονται με την επέκταση του υφιστάμενου δικτύου, την πρόσβαση στο δίκτυο, καθώς και στις ευθύνες και αποζημίωση σε περίπτωση καθυστέρησης ή διακοπής πρόσβασης ή περιστολής. Αυτά τα στοιχεία έχουν μεγάλη σημασία για τους φορείς χρηματοδότησης των έργων. Ειδικότερα, τα συστήματα αποζημίωσης μπορούν να μειώσουν τον κίνδυνο, αλλά θα πρέπει να είναι καλά σχεδιασμένα και προσδιορισμένα. Για παράδειγμα, θα πρέπει να υπάρχει μια αντικειμενική και ρεαλιστική μέθοδος προσδιορισμού της απώλειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της απώλειας κερδών σε περίπτωση καθυστέρησης ή διακοπής της πρόσβασης στο δίκτυο.

### **Κίνδυνος Σχεδιασμού Πολιτικής**

Τα περισσότερα μέσα στήριξης πολιτικής εφαρμόζουν τη στρατηγική μεταβίβασης του κινδύνου. Παρέχοντας (μερική) ασφάλεια αποδόσεων, οι κυβερνήσεις μπορούν να μειώσουν σημαντικά τον κίνδυνο κατά τη φάση λειτουργίας ενός έργου ΑΠΕ.

Η μείωση του κόστους κεφαλαίου μπορεί να επιτευχθεί μέσω πολιτικών οι οποίες, συνήθως, είναι δυνατόν να αντιμετωπίσουν το επίπεδο της αναμενόμενης απόδοσης και/ή την τυπική απόκλιση της αναμενόμενης απόδοσης ενός έργου ΑΠΕ. Και οι δύο πτυχές είναι πολύ σημαντικές κατά την λήψη απόφασης για επενδύσεις ΑΠΕ.

Πολιτικές που γεφυρώνουν το κενό χρηματοδότησης, ή παρέχουν ακόμη μεγαλύτερη στήριξη (π.χ. μέσω σταθερών τιμών ή προσαυξήσεων) αυξάνουν την απόδοση του έργου, γεγονός που οδηγεί σε περισσότερες επενδύσεις ΑΠΕ με χαμηλότερο κόστος κεφαλαίου. Αφ' ετέρου, η καθαρή επίδραση μπορεί να οδηγήσει σε υψηλότερα συνολικά επίπεδα στήριξης πολιτικής. Οι πολιτικές που μειώνουν την αβεβαιότητα της αναμενόμενης απόδοσης (αντιμετώπιση κινδύνων τιμών, κόστους και παραγόμενης ενέργειας) περιορίζουν τη μεταβλητότητα των εσόδων και μπορούν να συμβάλουν στη διαμόρφωση χαμηλότερου κόστους κεφαλαίου.

Τα ακόλουθα στοιχεία πολιτικής αντανakλούν τις συγκεκριμένες αρχές:

- **Μειωμένος κίνδυνος εσόδων με χρήση χρηματοπιστωτικών συμβάσεων επί διαφορών (contracts for differences - CfD) ή συστημάτων διαφορικής προσαύξησης (sliding premium) αντί για συστήματα σταθερής προσαύξησης (fixed premium):** Στην περίπτωση της διαφορικής προσαύξησης ή συμβάσεων επί διαφορών, η προσαύξηση αποτελεί συνάρτηση της τιμής της

ηλεκτρικής ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό, οι φορείς λειτουργίας εγκαταστάσεων ΑΠΕ δεν εκτίθενται στον συνολικό κίνδυνο της τιμής της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, τα οφέλη όσον αφορά στην ένταξη ανανεώσιμης ενέργειας στην αγορά είναι ίδια με αυτά των υποδειγμάτων σταθερής προσαύξησης. Επίσης, τα συστήματα διαφορικής προσαύξησης μειώνουν τον κίνδυνο αγοράς & τον ρυθμιστικό κίνδυνο υπερ-αποζημίωσης των παραγωγών ΑΠΕ. Συνεπώς, τα συστήματα διαφορικής προσαύξησης φαίνεται να αποτελούν την προτιμώμενη επιλογή.

- **Μείωση του κινδύνου συμμόρφωσης με προσεκτικό σχεδιασμό της διαδικασίας υποβολής προσφορών (tendering schemes):** Τα προγράμματα υποβολής προσφορών πρέπει να διασφαλίζουν τη συμμόρφωση με την εφαρμογή χρηματοοικονομικών και μη χρηματοοικονομικών απαιτήσεων και κυρώσεων. Η εξεύρεση αφ' ενός της κατάλληλης ισορροπίας μεταξύ των αναγκών προεπιλογής και κυρώσεων και αφ' ετέρου μεταξύ χρηματοοικονομικών και μη χρηματοοικονομικών υποχρεώσεων μπορεί να συμβάλει στη μείωση των επενδυτικών κινδύνων.
- **Φορολογική ευελιξία:** Ορισμένοι μηχανισμοί στήριξης έχουν ανώτατο όριο επιδότησης ανά έτος. Εάν η παραγωγή ενέργειας παραμένει κάτω από αυτό το ανώτατο όριο (π.χ. εξαιτίας χαμηλότερου αιολικού δυναμικού σε ένα συγκεκριμένο έτος) και ακολουθήσει ένα έτος υψηλότερης απόδοσης, αυτό θα οδηγήσει σε καθαρή απώλεια εσόδων του έργου. Ευέλικτα μέσα, όπως η κυμαινόμενη έκπτωση φόρου επενδύσεων, η μεταφορά της φορολογικής ζημίας εις παλαιών/εις νέον, μπορούν να βελτιώσουν τη χρηματοοικονομική απόδοση ενός έργου και να μειώσουν τους αντίστοιχους κινδύνους.
- **Αυξημένη προβλεψιμότητα των επιδράσεων των μέτρων πολιτικής στην ανάπτυξη της αγοράς:** Ιδίως για συμβάσεις διαφορών CfD με ανώτατο όριο συνολικής στήριξης ανά έργο (σε €/MWh), υπάρχει ο κίνδυνος πτώσης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας σε χαμηλότερα επίπεδα, και το επίπεδο στήριξης να μην επαρκεί για να γεφυρώσει το κενό χρηματοδότησης. Καθώς αυτές οι χαμηλές τιμές θα είναι αποτέλεσμα της ανάπτυξης περισσότερων έργων μεταβλητών ΑΠΕ που στηρίζονται μέσω πολιτικών, οι κυβερνήσεις μπορούν να διευκρινίσουν την ποσότητα των μεταβλητών ΑΠΕ που σκοπεύουν να στηρίξουν για τα επόμενα 10-15 έτη (π.χ. ως μέρος των συστημάτων υποβολής προσφορών). Αυτές οι πληροφορίες (καθώς και παρόμοιες πληροφορίες από χώρες στην ίδια αγορά/σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας) επιτρέπουν στους φορείς ανάπτυξης έργων και τους χρηματοδότες να μειώνουν το επίπεδο μίας συνιστώσας κινδύνου.

### **Κίνδυνος Σχεδιασμού Αγοράς & Ρυθμιστικός Κίνδυνος**

Οι στρατηγικές και πολιτικές, όσον αφορά στη συγκεκριμένη κατηγορία κινδύνου, παρουσιάζονται ακολούθως:

- **Δημιουργία αγοράς για όλους τους συντελεστές**, συμπεριλαμβάνοντας την ελεύθερη πρόσβαση των συντελεστών στην ενεργειακή αγορά, την απουσία εμποδίων για είσοδο προς και έξοδο από την αγορά, έναν ελεγκτικό φορέα, ιδιωτικές μη κρατικές εταιρίες κλπ.
- **Μείωση του κινδύνου εσόδων με συνεχιζόμενη στήριξη στις ΑΠΕ σε περιόδους μέτρια αρνητικών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας**: Οι Κατευθυντήριες Γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις Κρατικές Ενισχύσεις στους τομείς Περιβάλλοντος και Ενέργειας 2014-2020 περιορίζουν τη δυνατότητα των κυβερνήσεων να στηρίζουν τις ΑΠΕ σε περιόδους αρνητικών τιμών. Λόγω του ότι οι επενδυτές σε έργα ΑΠΕ έχουν περιορισμένα μόνο μέσα μετριασμού της επικράτησης αρνητικών τιμών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, η απαίτηση διακοπής των επιδοτήσεων ΑΠΕ τις περιόδους αυτές θέτει έναν αντιπαραγωγικό κίνδυνο.
- **Παροχή αποζημίωσης σε παραγωγούς ΑΠΕ σε περίπτωση περιορισμού της παραγωγής ΑΠΕ εξαιτίας του δικτύου (grid-related curtailment)**: Το κύριο μέτρο άμβλυνσης του περιορισμού της παραγωγής εξαιτίας του δικτύου είναι η επένδυση σε υποδομές δικτύου. Καθώς αυτό το μέτρο άμβλυνσης δεν αποτελεί, συνήθως, υποχρέωση των παραγωγών ΑΠΕ, ο άνευ αποζημίωσης περιορισμός της παραγωγής ΑΠΕ λόγω του δικτύου θέτει αντιπαραγωγικό κίνδυνο και πρέπει, συνεπώς, να αποφεύγεται.
- **Χρήση ανεξάρτητου φορέα για την αποφυγή και επίλυση διαφορών κατά τη λειτουργία της αγοράς**: Η εισαγωγή περισσότερων και νέων μορφών τεχνολογιών ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα μπορεί να οδηγήσει σε συγκρούσεις μεταξύ π.χ. των φορέων λειτουργίας του έργου και των φορέων λειτουργίας του δικτύου. Αντί να υποβάλλονται μηνύσεις, μπορούν να εφαρμοστούν άλλοι τρόποι αποφυγής ή επίλυσης διαφορών, με τη συμμετοχή ενός ουδέτερου φορέα. Στη Γερμανία, το «Clearingstelle EEG» προσφέρει διαμεσολάβηση, αμοιβαία επίλυση διαφορών και/ή διαιτησία. Ένας τέτοιος φορέας θα μπορούσε να παρέχει, επίσης, προληπτικά γενικές συμβουλές για την ερμηνεία των νόμων και των κανονισμών.

### **Κίνδυνοι Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής**

Οι φορείς χάραξης πολιτικής θα πρέπει να αποφεύγουν τις αιφνίδιες αλλαγές πολιτικής και το σύνολο της βιβλιογραφίας περί σχεδιασμού μέσων πολιτικής προκρίνει την υιοθέτηση ενός σταθερού, προβλέψιμου και υποστηρικτικού περιβάλλοντος πολιτικής για τις ΑΠΕ.

Ο καλύτερος τρόπος για να αποφεύγονται οι αιφνίδιες αλλαγές πολιτικής είναι η αποφυγή καταστάσεων όπου η στήριξη από μέσα πολιτικής θεωρείται πολύ υψηλή, οδηγώντας είτε σε απροσδόκητα κέρδη ή υψηλές κρατικές ή κοινωνικές δαπάνες, ως ακολούθως:

- **Εφαρμογή κατάλληλα σχεδιασμένων αλλά και προβλέψιμων μέσων πολιτικής:** Με υιοθέτηση επιπέδων στήριξης τα οποία – με προβλέψιμο τρόπο – ακολουθούν τις εξελίξεις στην ανάπτυξη και το κόστος/τις τιμές των έργων ΑΠΕ, μια τέτοια κατάσταση μπορεί να προληφθεί.
- **Ενσωμάτωση πολιτικών ΑΠΕ στο πλαίσιο της οικονομικής και βιομηχανικής πολιτικής:** Μια σημαντική προσέγγιση πολιτικής είναι η ενσωμάτωση της ανάπτυξης των ΑΠΕ σε ένα πιο ολιστικό πλαίσιο οικονομικής και βιομηχανικής πολιτικής, όπως προτείνεται στην ενότητα “κίνδυνος χώρας”. Αυτό το πλαίσιο θα αυξήσει τα συν-οφέλη της ανάπτυξης ΑΠΕ και μπορεί να δικαιολογήσει τις δαπάνες για την στήριξη αυτών.

Το σύνολο των ανωτέρω μέτρων πολιτικής χρησιμοποιήθηκε και για την δημιουργία της διαδικτυακής εργαλειοθήκης μέτρων πολιτικής που παρέχει υποστήριξη στους φορείς χάραξης πολιτικής στην κατεύθυνση της μείωσης των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ και, επομένως, στον περιορισμό του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων (Doukas et al., 2016).

## 4.6 Συμπεράσματα

Το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο ενσωματώνει τρεις κύριες συνιστώσες που αφορούν στην ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, στην αξιολόγηση των κινδύνων και στην αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ καθώς και στην πρόταση μέτρων πολιτικής για την μείωση των κινδύνων και την περαιτέρω προώθηση των επενδύσεων στα συγκεκριμένα έργα. Στο πλαίσιο αυτό, η προτεινόμενη μεθοδολογία αποσκοπεί στην ολοκληρωμένη υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής, όπως παραδείγματος χάριν, Ευρωπαϊκή Ένωση, Εθνικές Κυβερνήσεις, Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας, Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ενεργειακές Ενώσεις, στο πλαίσιο της προώθησης της βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης που βρίσκεται σε εξέλιξη και στην περαιτέρω αξιοποίηση των καθαρών μορφών ενέργειας και ενσωμάτωσή τους στο ενεργειακό μίγμα.

Όσον αφορά στην πρώτη συνιστώσα, αυτή εισάγει πρωτότυπα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (ordinal regression) για την ανάλυση χρονοσειρών και προτείνει ένα καινοτόμο μεθοδολογικό πλαίσιο για την ανάλυση και εκτίμηση της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, εφαρμόζει ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης για την εξαγωγή ευσταθών αποτελεσμάτων.

Βασικό χαρακτηριστικό της δεύτερης συνιστώσας αποτελεί η πρόταση ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου για την ανάλυση και αξιολόγηση των πολυδιάστατων κινδύνων που σχετίζονται με τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων. Επιπροσθέτως, δίνεται έμφαση στον προσδιορισμό του βαθμού που οι αναγνωρισθέντες επενδυτικοί κίνδυνοι επηρεάζουν το κόστος κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Η τρίτη συνιστώσα εστιάζει στην πρόταση μέτρων πολιτικής που στόχο έχουν την παροχή ενός ολοκληρωμένου πλαισίου υποστήριξης των φορέων χάραξης πολιτικής στην κατεύθυνση της μείωσης των επενδυτικών κινδύνων και, επομένως, του κόστους κεφαλαίου έργων ΑΠΕ.

Στο επόμενο Κεφάλαιο παρουσιάζεται αναλυτικά η εφαρμογή και τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης.



---

## Κεφάλαιο 5 – Εφαρμογή

---



## 5.1 Εισαγωγή

Στόχος του 5<sup>ου</sup> Κεφαλαίου της Διδακτορικής Διατριβής είναι να παρουσιάσει με αναλυτικό τρόπο την εφαρμογή του προτεινόμενου μεθοδολογικού πλαισίου σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης τόσο σε επίπεδο Ελλάδος όσο και σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Το 5<sup>ο</sup> Κεφάλαιο, εκτός από την Εισαγωγή, περιλαμβάνει τις ακόλουθες τέσσερις (4) ενότητες:

- *2<sup>η</sup> Ενότητα:* Στην συγκεκριμένη ενότητα παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της εφαρμογής της προτεινόμενης μεθοδολογίας στην ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την περίπτωση του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ).
- *3<sup>η</sup> Ενότητα:* Η ενότητα αυτή περιλαμβάνει την περιγραφή της υλοποίησης του μεθοδολογικού πλαισίου ανάλυσης των κινδύνων και αποτίμησης του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ σε δύο μελέτες περίπτωσης. Πιο συγκεκριμένα, καταγράφονται τα εξαγόμενα αποτελέσματα της μεθοδολογίας για την περίπτωση των χερσαίων αιολικών πάρκων στα κράτη μέλη της ΕΕ και για τα έργα αιολικών και Φ/Β στην Ελλάδα.
- *4<sup>η</sup> Ενότητα:* Η διαδικτυακή εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής για έργα ΑΠΕ που δημιουργήθηκε, όπου ενσωματώνεται το σύνολο των προτεινόμενων μέτρων για την αντιμετώπιση των επενδυτικών κινδύνων στην ΕΕ, παρουσιάζεται στην συγκεκριμένη ενότητα του Κεφαλαίου.
- *5<sup>η</sup> Ενότητα:* Στην τελευταία ενότητα καταγράφονται τα βασικότερα συμπεράσματα του Κεφαλαίου.

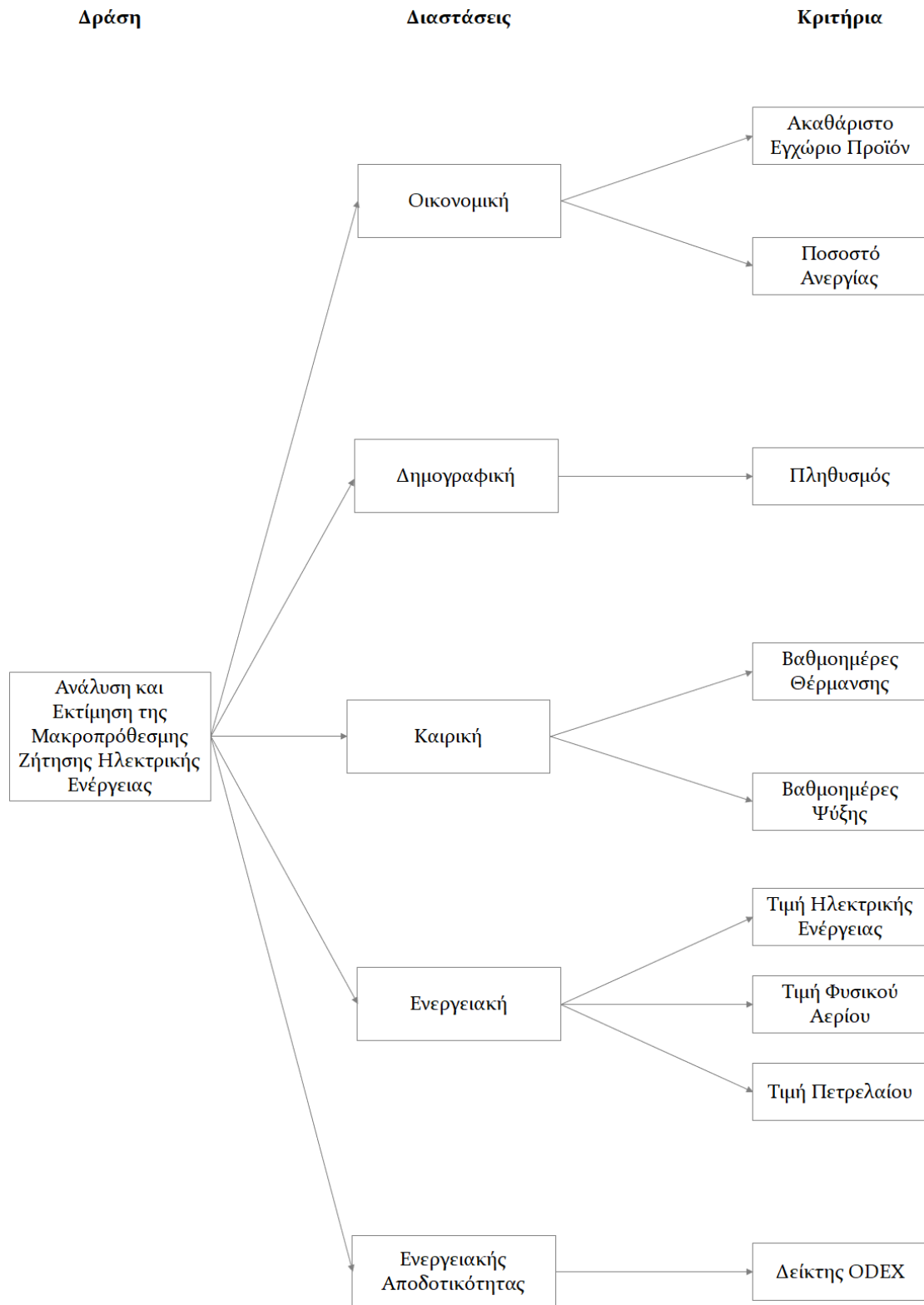
## 5.2 Ανάλυση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Ένα αναλυτικό μοντέλο προσθετικής αξίας συνάγεται από τα δεδομένα που προέρχονται από την περίοδο εκπαίδευσης (training period) του μοντέλου (έτη 1999-2015) για την περίπτωση της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ. Η ακρίβεια και η ευρωστία αυτής της πολυκριτηριακής μεθοδολογίας αξιολογείται μέσω του υπολογισμού των σχετικών δεικτών στατιστικών σφαλμάτων και ευστάθειας, αντίστοιχα. Για την πληρότητα της τρέχουσας έρευνας, τα αποτελέσματα του μοντέλου συγκρίνονται, επίσης, με αυτά που εξάγονται από τη χρήση του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής (ελάχιστων τετραγώνων) παλινδρόμησης. Το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης έχει επιλεγεί για τις ανάγκες της τρέχουσας μεθοδολογικής προσέγγισης, καθώς αποτελεί μια ευρέως χρησιμοποιούμενη και αυξημένης ακρίβειας μέθοδο για την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ενέργειας (γενικότερα), υποστηριζόμενη από καθιερωμένες θεωρίες και μεθοδολογίες (Bianco, 2009, 2013; Ekonomou, 2010; Mohamed & Bodger, 2005; Kankal et al., 2011; Yumurtaci & Asmaz, 2004).

Το προτεινόμενο ευσταθές μοντέλο πολυκριτηριακής ανάλυσης εφαρμόστηκε για την ανάλυση της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, αξιοποιώντας τα πλέον πρόσφατα ετήσια δεδομένα για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και τα κριτήρια του μοντέλου, και την εκτίμηση αυτής κατά τη χρονική περίοδο ελέγχου (έτη 2016-2018). Σύμφωνα με το μοντέλο μέγιστης ακρίβειας, επιπρόσθετες εκτιμήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παράχθηκαν για την επόμενη χρονική περίοδο (έτη 2019-2030). Επιπροσθέτως, εναλλακτικά σενάρια της εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας εξήχθησαν μέσω της εφαρμογής ανάλυσης ευαισθησίας των κυριότερων προσδιοριστικών παραμέτρων (ΑΕΠ) στη χώρα.

### Προσδιοριστικοί Παράγοντες της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Με βάση το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ (ΙΡΤΟ, 2019), οι κύριοι προσδιοριστικοί παράγοντες που επηρεάζουν την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, σε μακροπρόθεσμο επίπεδο, περιλαμβάνουν οικονομικά, δημογραφικά, καιρικά, ενεργειακά και ενεργειακής αποδοτικότητας κριτήρια. Για τους σκοπούς του τρέχοντος προβλήματος πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης και τις ανάγκες της ανάλυσης και εκτίμησης της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, μια συνεπής οικογένεια κριτηρίων έχει διαμορφωθεί και έχουν συλλεγεί τα σχετικά δεδομένα, ως εξής: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ), ποσοστό ανεργίας, πληθυσμός, βαθμοήμερες θέρμανσης (Heating Degree Days – HDD), βαθμοήμερες ψύξης (Cooling Degree Days – CDD), τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, τιμή του φυσικού αερίου, τιμή του πετρελαίου και δείκτης ODEX (βλέπε Σχήμα 5.1).



**Σχήμα 5.1.** Συνεπής Οικογένεια Κριτηρίων της Προτεινόμενης Πολυκριτηριακής Μοντελοποίησης (Angelopoulos et al., 2019)

### **Διαδικασία Συνεντεύξεων με Εμπειρογνώμονες**

Η εγκυρότητα της προτεινόμενης μεθοδολογικής προσέγγισης ενισχύθηκε μέσω της διεξαγωγής συνεντεύξεων με σημαντικούς εμπειρογνώμονες που δραστηριοποιούνται στην ελληνική ενεργειακή αγορά, η συμβολή των οποίων κρίνεται σημαντική κατά τα αρχικά στάδια της τρέχουσας Διδακτορικής έρευνας.

Με βάση την ανάδραση των συνεντευξιζόμενων, η οικονομική ανάπτυξη, μετρούμενη σε όρους ΑΕΠ, καθώς και οι καιρικές συνθήκες που επικρατούν στη χώρα αποτελούν τους βασικούς προσδιοριστικούς παράγοντες της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Οι εμπειρογνώμονες εξέφρασαν την άποψή τους ότι τα στοιχεία της τελευταίας δεκαετίας αποτελούν τα πλέον αντιπροσωπευτικά στοιχεία για την εξαγωγή προβλέψεων της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας υψηλής ακρίβειας εξαιτίας της πρόσφατης χρηματοπιστωτικής κρίσης που ξέσπασε στην Ελλάδα και της αποδεδειγμένης ισχυρής επιρροής της στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα εγκεκριμένα μέτρα πολιτικής που σχετίζονται με τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στην χώρα αναγνωρίστηκαν, επίσης, ως ένας ακόμα κρίσιμος παράγοντας που επιδρά στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, ο αντίκτυπος της ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών της Κρήτης και του συμπλέγματος των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων με το ΕΣΜΗΕ θεωρείται ότι θα έχει χαμηλή αλλά μετρήσιμη επίδραση στην αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ που θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν στις σχετικές μελέτες που εκπονούνται, όπως τα Προγράμματα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας από τον ΑΔΜΗΕ και τον ENTSO-e.

Τέλος, μια τεχνολογική τάση που αναμένεται, κυρίως σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα στο μέλλον, να οδηγήσει σε αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίστηκε και επισημάνθηκε κατά τις συγκεκριμένες συνεντεύξεις είναι η μετάβαση στη χρήση ηλεκτρικών οχημάτων, καθώς τα βενζινοκίνητα και πετρελαιοκίνητα οχήματα θα αντικατασταθούν, σταδιακά, από αντίστοιχα ηλεκτροκίνητα. Παρ' όλα αυτά, οι συμμετέχοντες στην συνέντευξη σημείωσαν ότι, παρά τα φιλόδοξα σχέδια που έχουν εκπονηθεί σχετικά με το θέμα αυτό, η συγκεκριμένη αγορά είναι σήμερα ανώριμη και οι επιπτώσεις της στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παραμένουν, ακόμα, αμελητέες στην Ελλάδα.

### **Συνεπής Οικογένεια Κριτηρίων**

Για τους σκοπούς του τρέχοντος προβλήματος πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης, έχει διαμορφωθεί μια συνεπής οικογένεια κριτηρίων, η οποία παρατίθεται ακολούθως:

**Οικονομικά Κριτήρια****X<sub>1</sub>: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ)**

Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (σε Εκατομμύρια €)

Περιγραφή:

Η οικονομική ανάπτυξη μιας χώρας μπορεί να εξεταστεί, αποτελεσματικά, μέσω της χρήσης του δείκτη του ΑΕΠ σε σταθερές τιμές.

Με βάση την προσέγγιση της παραγωγής, το ΑΕΠ υπολογίζεται κάνοντας χρήση της ακόλουθης εξίσωσης (EL.STAT., 2017):

$$\begin{aligned} \text{ΑΕΠ(σταθερές τιμές)} \\ &= \text{Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία} \\ &+ \text{Φόροι επί των προϊόντων} + \text{Επιδότησεις επί των προϊόντων} \end{aligned} \quad (5.1)$$

Επιπλέον, ο δείκτης ακαθάριστης προστιθέμενης αξίας δίνεται από την αθροιστική αξία της ακαθάριστης προστιθέμενης αξίας των 10 επιμέρους τομέων οικονομικής δραστηριότητας που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1.

**Πίνακας 5.1. Τομείς Δραστηριότητας της Εθνικής Οικονομίας****Τομείς Δραστηριότητας**

Γεωργία, δασοκομία και αλιεία

Τέχνες, διασκέδαση και ψυχαγωγία, επισκευές ειδών νοικοκυριού και άλλες υπηρεσίες

Κατασκευές

Χρηματοπιστωτικές και ασφαλιστικές δραστηριότητες

Ενημέρωση και επικοινωνία

Ορυχεία και λατομεία, μεταποίηση, ενέργεια, παροχή νερού, επεξεργασία λυμάτων, διαχείριση αποβλήτων, εξυγίανση

Επαγγελματικές, επιστημονικές και τεχνικές δραστηριότητες, διοικητικές και υποστηρικτικές δραστηριότητες

Δημόσια διοίκηση και άμυνα, υποχρεωτική κοινωνική ασφάλιση, εκπαίδευση, δραστηριότητες σχετικές με την ανθρώπινη υγεία και την κοινωνική μέριμνα

Διαχείριση ακίνητης περιουσίας

Χονδρικό και λιανικό εμπόριο, επισκευές οχημάτων και μοτοσικλετών, μεταφορά και αποθήκευση, υπηρεσίες παροχής καταλύματος και υπηρεσίες εστίασης

Τα ιστορικά δεδομένα του ΑΕΠ συλλέχθηκαν από τα σχετικά στατιστικά στοιχεία, δηλαδή το ΑΕΠ σε σταθερές τιμές του προηγούμενου έτους, που ανακοινώθηκε από την Ελληνική Στατιστική Αρχή (EL.STAT., 2019). Επιπλέον, οι εκτιμήσεις μελλοντικής εξέλιξης του ΑΕΠ βασίστηκαν στις αντίστοιχες παραδοχές που ενσωματώνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας που εκπονεί ο ΑΔΜΗΕ (ΙΡΤΟ, 2019) και παρουσιάζονται στον Πίνακα Β.1 του Παραρτήματος Β.

### **X<sub>2</sub>: Ποσοστό Ανεργίας**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (%)*

*Περιγραφή:*

Ο δείκτης του ποσοστού ανεργίας είναι ένας ακόμα βασικός δείκτης που αντικατοπτρίζει αποδοτικά το οικονομικό περιβάλλον σε μια χώρα (Günay, 2016, Zahedi et al., 2013). Συγκεκριμένα, το ποσοστό του συνολικού εθνικού εργατικού δυναμικού που είναι άνεργο, αλλά που ψάχνει για αμειβόμενη εργασία, έχει παρουσιάσει σημαντική αύξηση κατά την περίοδο της χρηματοπιστωτικής κρίσης (έτη 2008-2013) που ξέσπασε στην Ελλάδα. Μετά το έτος 2013, το ποσοστό ανεργίας μειώνεται συνεχώς αλλά παραμένει υψηλό και αρκετά μεγαλύτερο από τον μέσο όρο της ΕΕ-28 (8,5% στην ΕΕ, 23,6% για την Ελλάδα κατά το έτος 2015) (EUROSTAT, 2019b).

Τα ιστορικά δεδομένα για το ποσοστό ανεργίας στην Ελλάδα ανακτήθηκαν από τη βάση δεδομένων της EUROSTAT (2019b) και οι προβλέψεις προέρχονται από τις προβλέψεις που παρέχει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (EC, 2015c).

### **Δημογραφικό Κριτήριο**

#### **X<sub>3</sub>: Πληθυσμός**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (Άτομα)*

*Περιγραφή:*

Ο συνολικός πληθυσμός αποτελεί έναν σημαντικό προσδιοριστικό παράγοντα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μια χώρα (Toksari, 2016; Torrini et al., 2016). Σύμφωνα με τα στοιχεία που ανακτήθηκαν από τη βάση δεδομένων του Οργανισμού Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (ΟΟΣΑ) και του Οργανισμού Ηνωμένων Εθνών (ΟΗΕ), σημειώθηκε ελαφρά μείωση του ελληνικού πληθυσμού κατά την περίοδο 2008-2012. Αυτή η μείωση του πληθυσμού σχετίζεται, πιθανότατα, με τη λεγόμενη «διαρροή εγκεφάλων» (φαινόμενο «brain drain»), καθώς 427.000 οικονομικοί μετανάστες, οι περισσότεροι από τους οποίους είναι επαγγελματίες και επιστήμονες υψηλής εξειδίκευσης, εγκατέλειψαν την Ελλάδα, από το 2008 και αργότερα, εξαιτίας της κρίσης του εθνικού χρέους και της χρηματοπιστωτικής κρίσης στην Ελλάδα και αναζήτησαν



ευκαιρίες απασχόλησης στο εξωτερικό και, κυρίως, σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Τράπεζα της Ελλάδος, 2016).

Στο πλαίσιο της τρέχουσας μελέτης περίπτωσης, τόσο τα ιστορικά δεδομένα όσο και οι προβλέψεις του συνολικού εθνικού πληθυσμού συλλέχθηκαν από τη βάση δεδομένων της EUROSTAT (2019d).

### **Καιρικά Κριτήρια**

#### **X<sub>4</sub>: Βαθμομέρες θέρμανσης, X<sub>5</sub>: Βαθμομέρες ψύξης**

*Τύπος Κριτηρίων: Μετρικό (Βαθμομέρες)*

*Περιγραφή:*

Ο καιρός επέχει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, οι δείκτες βαθμομερών θέρμανσης (Heating Degree Days - HDD) και βαθμομερών ψύξης (Cooling Degree Days - CDD) θεωρούνται ως κριτήρια λόγω του γεγονότος ότι κάθε αύξηση κάθε μιας από αυτές τις μεταβλητές οδηγεί σε αύξηση της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και έχουν χρησιμοποιηθεί ευρύτατα σε πλήθος εφαρμογών της σχετικής βιβλιογραφίας (Mirasgedis et al., 2006; Psiloglou et al., 2009; Tsekouras et al., 2007).

Οι δείκτες HDD και CDD υπολογίζονται με χρήση των ακόλουθων εξισώσεων (Mirasgedis et al., 2007, Psiloglou et al., 2009):

$$\begin{aligned} HDD_t &= \sum \max(T^* - \bar{T}_t, 0) \\ CDD_t &= \sum \max(\bar{T}_t - T^{**}, 0) \end{aligned} \quad (5.2)$$

Όπου  $\bar{T}_t$  είναι η μέση ημερήσια θερμοκρασία της ημέρας  $t$ , υπολογιζόμενη με βάση τα διαθέσιμα ωριαία δεδομένα, οι  $T^*$  και  $T^{**}$  αντιπροσωπεύουν τις θερμοκρασίες βάσης για τους δείκτες HDD και CDD, αντίστοιχα, ενώ το άθροισμα εκτείνεται σε χρονική περίοδο έτους.

Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης μελέτης περίπτωσης, στοιχεία παρελθοντικών τιμών των δεικτών αντλήθηκαν από την EUROSTAT (2019e) και οι εκτιμήσεις αυτών μέσω της εφαρμογής της γραμμικής προέκτασης της χρονοσειράς για μελλοντικές χρονικές περιόδους.

### **Ενεργειακά Κριτήρια**

#### **X<sub>6</sub>: Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (€/MWh)*

*Περιγραφή:*

Σχετικά με το κριτήριο της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, τα αντίστοιχα ιστορικά δεδομένα συλλέχθηκαν από τις εκθέσεις της Διεθνούς Υπηρεσίας Ενέργειας (International Energy Agency - IEA) και της EUROSTAT. Συγκεκριμένα, οι τιμές της συνολικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων των φόρων) για τα νοικοκυριά στην Ελλάδα έχουν συλλεχθεί από τις εκθέσεις των OECD/IEA (OECD / IEA, 2007; 2018) και από την EUROSTAT (EUROSTAT, 2019f). Όσον αφορά στις εκτιμήσεις των μελλοντικών τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιήθηκαν οι προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση το Σενάριο Αναφοράς (Reference Scenario) της ΕΕ (EC, 2016a).

**X<sub>7</sub>: Τιμή Φυσικού Αερίου**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (€/10<sup>7</sup> kilocalories GCV)*

*Περιγραφή:*

Το φυσικό αέριο, ως υποκατάστατο του πετρελαίου θέρμανσης, διαδραματίζει ολοένα και αυξανόμενο ρόλο στην κατανάλωση ενέργειας των κτιρίων για τις ανάγκες της θέρμανσης. Η συγκεκριμένη τάση ενισχύεται και από τις τελευταίες σημαντικές εξελίξεις στην ανάπτυξη των υποδομών φυσικού αερίου που έχουν λάβει χώρα στην Ελλάδα.

Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης μελέτης περίπτωσης, οι παρελθοντικές τιμές του φυσικού αερίου συγκεντρώθηκαν από τις εκθέσεις του ΟΟΣΑ / IEA (2007, 2018) ενώ η μελλοντική εξέλιξη της τιμής του φυσικού αερίου στηρίχθηκε στις προβλέψεις των ετήσιων μεταβολών της τιμής του φυσικού αερίου στην Ευρώπη (World Bank Group, 2018).

**X<sub>8</sub>: Τιμή Πετρελαίου**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (€/10<sup>3</sup> liters)*

*Περιγραφή:*

Το πετρέλαιο αποτελεί ένα υποκατάστατο ενεργειακό προϊόν. Η σημαντική αύξηση της τιμής του πετρελαίου κατά την περίοδο 2012-2014 είχε ως αποτέλεσμα τη μετάβαση των πολιτών σε εναλλακτικές πηγές θέρμανσης και, κυρίως, ηλεκτρικών συσκευών θέρμανσης και συστημάτων θέρμανσης από βιομάζα. (Parada & Kaliampakos, 2016)

Για την περίπτωση της τρέχουσας μελέτης περίπτωσης, τα παρελθοντικά στοιχεία της τιμής του πετρελαίου συλλέχθηκαν από τις εκθέσεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (OECD/IEA, 2009; 2018) και οι μελλοντικές εκτιμήσεις της τιμής του πετρελαίου βασίστηκαν στις προβλέψεις της μέσης τιμής του αργού πετρελαίου που δημοσιεύτηκαν από την Παγκόσμια Τράπεζα (World Bank Group, 2018).

## **Κριτήριο Ενεργειακής Αποδοτικότητας**

### **X<sub>9</sub>: Δείκτης ODEX**

*Τύπος Κριτηρίου: Μετρικό (%)*

*Περιγραφή:*

Ο δείκτης ODEX δημιουργήθηκε στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού έργου ODYSSEE-MURE (ODYSSEE-MURE, 2015) με στόχο την απεικόνιση της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης σε διάφορους τομείς της οικονομικής δραστηριότητας (Enerdata, 2010). Ο δείκτης ODEX αναγνωρίστηκε ως ένας αποτελεσματικός δείκτης αποτύπωσης της ενεργειακής απόδοσης από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2006) και από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας στην Ελλάδα (Ministry of Environment & Energy, 2014) και έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως στη σχετική βιβλιογραφία (Pusnik et al., 2016; Ringel et al., 2016; Horowitz & Bertoldi, 2015).

Πιο συγκεκριμένα, ο δείκτης ODEX αποτελεί έναν αποδοτικό δείκτη αποτίμησης των τάσεων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας σε έναν κλάδο της οικονομίας (βιομηχανικός, οικιακός, μεταφορές, υπηρεσίες) ή και στο σύνολο αυτής σε σχέση με άλλους παραδοσιακούς δείκτες μέτρησης (όπως π.χ. ο δείκτης της ενεργειακής έντασης), οι οποίοι δεν επηρεάζονται από τις διαρθρωτικές αλλαγές καθώς και από άλλους παράγοντες που δεν σχετίζονται με την ενεργειακή αποδοτικότητα. Για παράδειγμα, ένας δείκτης ODEX ίσος με 90 σημαίνει ένα 10% κέρδος σε ενεργειακή απόδοση.

Στο πλαίσιο της τρέχουσας μελέτης περίπτωσης, η πρόοδος των πολιτικών βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην Ελλάδα ενσωματώθηκε στην τρέχουσα ανάλυση μέσω της αξιοποίησης του συνολικού δείκτη “ενεργειακής απόδοσης (ODEX): τομείς βιομηχανίας, μεταφορών (εκτός των ναυτιλίας), οικιακός και τριτογενής”, με τις παρελθοντικές τιμές να αντλούνται από τη βάση δεδομένων Enerdata του προγράμματος ODYSSEE-MURE (ODYSSEE-MURE, 2017). Οι προβλεπόμενες τιμές του δείκτη ODEX στηρίζονται στα αποτελέσματα της γραμμικής προέκτασης της αντίστοιχης χρονοσειράς παρελθοντικών τιμών του δείκτη ODEX, καθώς επίσημες προβλέψεις του δείκτη δεν παρέχονται από τις αντίστοιχες αρχές.

Για την περίοδο 1999-2018, τα επιλεγμένα κριτήρια των μοντέλων παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2, μαζί με τις αντίστοιχες μονάδες μέτρησης, την κλίμακα τιμών και τις σχετικές πηγές άντλησης των δεδομένων (παρελθοντικών τιμών / μελλοντικών εκτιμήσεων).

**Πίνακας 5.2.** Κριτήρια του Μοντέλου Ανάλυσης και Εκτίμησης της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας για την Ελλάδα

<i>Παράμετρος</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Κλίμακα</i>	<i>Πηγές (Ιστορικά Δεδομένα / Προβλέψεις)</i>
<b>Οικονομικά Κριτήρια</b>			
<i>Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ) (X<sub>1</sub>)</i>	Εκατομμύρια € (σταθερές τιμές του προηγούμενου έτους)	129.000 – 232.000	(EL.STAT., 2019) / (IPTO, 2019)
<i>Ποσοστό Ανεργίας (X<sub>2</sub>)</i>	%	7,8% – 27,5%	(EUROSTAT, 2019b) / EC (2015c)
<b>Δημογραφικό Κριτήριο</b>			
<i>Πληθυσμός (X<sub>3</sub>)</i>	Άτομα	10.741.000 – 11.123.000	(EUROSTAT, 2019d)
<b>Κριτήρια Καιρού</b>			
<i>HDD (X<sub>4</sub>)</i>	Ημέρες	1.380 – 1.800	(EUROSTAT, 2019e) / Γραμμική Προέκταση
<i>CDD (X<sub>5</sub>)</i>	Ημέρες	235 – 444	
<b>Ενεργειακά Κριτήρια</b>			
<i>Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας (X<sub>6</sub>)</i>	€/MWh	76 – 178	(OECD/IEA, 2007; 2018, EUROSTAT (2019f) / EC (2016a)
<i>Τιμή Φυσικού Αερίου (X<sub>7</sub>)</i>	€/10 <sup>7</sup> kilocalories GCV	277 – 1.356	(OECD/IEA, 2007; 2018) / World Bank Group (2018)
<i>Τιμή Πετρελαίου (X<sub>8</sub>)</i>	€/10 <sup>3</sup> liters	325 – 1.269	(OECD/IEA, 2009; 2018) / World Bank Group (2018)
<b>Κριτήριο Ενεργειακής Αποδοτικότητας</b>			
<i>Δείκτης ODEX (X<sub>9</sub>)</i>	%	82 – 101	(ODYSSEE-MURE, 2017) / Γραμμική Προέκταση

Το ΑΕΠ σε σταθερές τιμές έχει επιλεγεί μεταξύ των διαφορετικών τύπων αποτίμησης του δείκτη αυτού προκειμένου να εξαλειφθεί η επίδραση του πληθωρισμού στη διαμόρφωσή του (Gurgul & Lach, 2012; Perez-García & Moral-Carcedo, 2016; Fotis et al., 2017). Παρά το γεγονός ότι η αύξηση της ανεργίας συνδέεται με χαμηλότερα επίπεδα εισοδήματος και μειωμένη εθνική παραγωγή, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η ενσωμάτωση του κριτηρίου του ποσοστού ανεργίας παράλληλα με τον δείκτη του ΑΕΠ κρίνεται αναγκαία και σύμφωνη με αντίστοιχες μελέτες που έχουν εκπονηθεί στη διεθνή βιβλιογραφία (Kaboudan, 1989; Kankal et al., 2011; Zahedi et al., 2013; Polemis & Dagoumas, 2013; Gunay, 2016).

Στην μελέτη του Kaboudan (1989) παρουσιάζεται ένα οικονομετρικό μοντέλο για την πρόβλεψη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στη Ζιμπάμπουε μέχρι το έτος 2010 με βάση τα δεδομένα της περιόδου 1965-1984. Το συγκεκριμένο μοντέλο είναι ένα μη γραμμικό δυναμικό σύστημα εξισώσεων που σχετίζουν τις μακροοικονομικές και δημογραφικές μεταβλητές με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της μεταβλητής της απασχόλησης.

Η μελέτη των Kankal et al. (2011) εστιάζει στη μοντελοποίηση της κατανάλωσης ενέργειας στην Τουρκία για την εξαγωγή προβλέψεων με βάση τις κοινωνικοοικονομικές και δημογραφικές μεταβλητές (ΑΕΠ, πληθυσμός, εισαγωγές και εξαγωγές και απασχόληση) και την εφαρμογή τεχνητών νευρωνικών δικτύων και παλινδρόμησης.

Επιπλέον, η εργασία των Zahedi et al. (2013) ανέλυσε τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην επαρχία του Οντάριο του Καναδά μέσω προσαρμοστικών νευρωνικών-ασαφών συστημάτων (Adaptive Neuro Fuzzy Inference System – ANFIS). Η απασχόληση, το ΑΕΠ, ο πληθυσμός, ο αριθμός κατοικιών και οι καιρικές μεταβλητές αποτελούν δεδομένα εισόδου του εφαρμοζόμενου μοντέλου. Τα δεδομένα συλλέχθηκαν και ελέγχθηκαν χρησιμοποιώντας στατιστικές μεθόδους και δημιουργήθηκε ένα νευρο-ασαφές μοντέλο για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, όπου διαπιστώθηκε ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται σημαντικά με την απασχόληση.

Στο πλαίσιο της μελέτης των Polemis & Dagoumas (2013), χρησιμοποιήθηκαν τεχνικές συνολοκλήρωσης και το πολυμεταβλητό υπόδειγμα διόρθωσης σφάλματος VECM (Vector Error Correction Model) προκειμένου να αποτυπωθούν οι βραχυχρόνιες και μακροχρόνιες δυναμικές κατά την περίοδο δειγματοληψίας. Στην συγκεκριμένη ανάλυση, το ΑΕΠ, η απασχόληση, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στις κατοικίες, η τιμή πετρελαίου και οι καιρικές μεταβλητές των βαθμομερών θέρμανσης και ψύξης χρησιμοποιήθηκαν ως μεταβλητές εισόδου στη διαδικασία μοντελοποίησης. Επιπλέον, η εργασία του Gunay (2016) είχε ως αντικείμενο την ανάλυση της ετήσιας ακαθάριστης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Τουρκία με χρήση πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης και τεχνητών νευρωνικών δικτύων με χρήση των μεταβλητών, μεταξύ

άλλων, του πληθυσμού, του κατά κεφαλήν ΑΕΠ, του πληθωρισμού, του ποσοστού ανεργίας, της μέσης θερμοκρασίας το καλοκαίρι και τον χειμώνα.

Για τους σκοπούς της τρέχουσας ανάλυσης, η πρόοδος των πολιτικών βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην Ελλάδα ενσωματώθηκε στην τρέχουσα ανάλυση μέσω της χρήσης του «συνολικού δείκτη ενεργειακής απόδοσης (ODEX): βιομηχανία, μεταφορές εκτός από τον αέρα, τα νοικοκυριά και την τριτοβάθμια εκπαίδευση». Ο δείκτης ODEX είναι ένας δείκτης ποσοτικοποίησης της ενεργειακής αποδοτικότητας, αναγνωρισμένος από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (EC, 2006) και από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας στην Ελλάδα (Ministry of Environment & Energy, 2014), που χρησιμοποιείται σε πληθώρα σχετικών μελετών (Pusnik et al., 2016; Ringel et al., 2016; Horowitz & Bertoldi, 2015).

Τόσο οι ιστορικές όσο και οι προβλεπόμενες τιμές των κριτηρίων του μοντέλου παρουσιάζονται στους Πίνακες Β.2-Β.3 του Παραρτήματος Β. Για την περίπτωση των προβλεπόμενων τιμών, έχουν ενσωματωθεί οι πλέον πρόσφατες διαθέσιμες προβλέψεις που παρέχονται από επίσημες Αρχές, Υπηρεσίες και Οργανισμούς.

#### **Αποτελέσματα Εφαρμοζόμενων Μοντέλων**

Τα αποτελέσματα που εξήχθησαν από την εφαρμογή των δύο προτεινόμενων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης και το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης, δηλαδή η διερεύνηση των βασικών προσδιοριστικών παραγόντων και η παροχή εκτιμήσεων της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, παρουσιάζονται στη συγκεκριμένη υποενότητα.

Για τις ανάγκες της τρέχουσας εφαρμογής του προτεινόμενου μεθοδολογικού πλαισίου της Διδακτορικής Διατριβής, τα διαθέσιμα δεδομένα των κριτηρίων του μοντέλου έχουν χωριστεί σε δύο βασικές κατηγορίες, στα δεδομένα της περιόδου εκπαίδευσης (training period) που αφορά στη χρονική περίοδο 1999-2015 καθώς και στα δεδομένα της περιόδου ελέγχου (testing period) που αναφέρεται στη χρονική περίοδο 2016-2018. Επιπλέον, η περίοδος παροχής των μελλοντικών εκτιμήσεων της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ αντιστοιχεί στο χρονικό διάστημα 2019-2030. Η επιλογή των συγκεκριμένων χρονικών περιόδων (εκπαίδευσης, ελέγχου και προβλέψεων) πραγματοποιήθηκε αναλογικά και σύμφωνα με τις σχετικές επιστημονικές μελέτες της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που εκπονήθηκαν από τους Tsekouras et al. (2007) και Akay & Atak (2007), αντίστοιχα.

#### **Μοντέλα Ποιοτικής Ανάλυσης Παλινδρόμησης υπό περιορισμούς (Ordinal regression) και Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης**

Για την περίπτωση του αξιακού μοντέλου, οι ετήσιες ποσοστιαίες μεταβολές της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και των κριτηρίων του μοντέλου συμπεριελήφθησαν στη συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης. Κρίθηκε ως περισσότερο ακριβής η εξέταση και

αποτίμηση της επίδρασης των ετήσιων ποσοστιαίων μεταβολών των κριτηρίων του μοντέλου στην ποσοστιαία μεταβολή της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (Fan & Hyndman, 2011; Erdogdu, 2007). Αντιθέτως, οι απόλυτες τιμές των αντίστοιχων μεταβλητών ελήφθησαν υπόψιν στην περίπτωση του κλασικού μοντέλου και του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης.

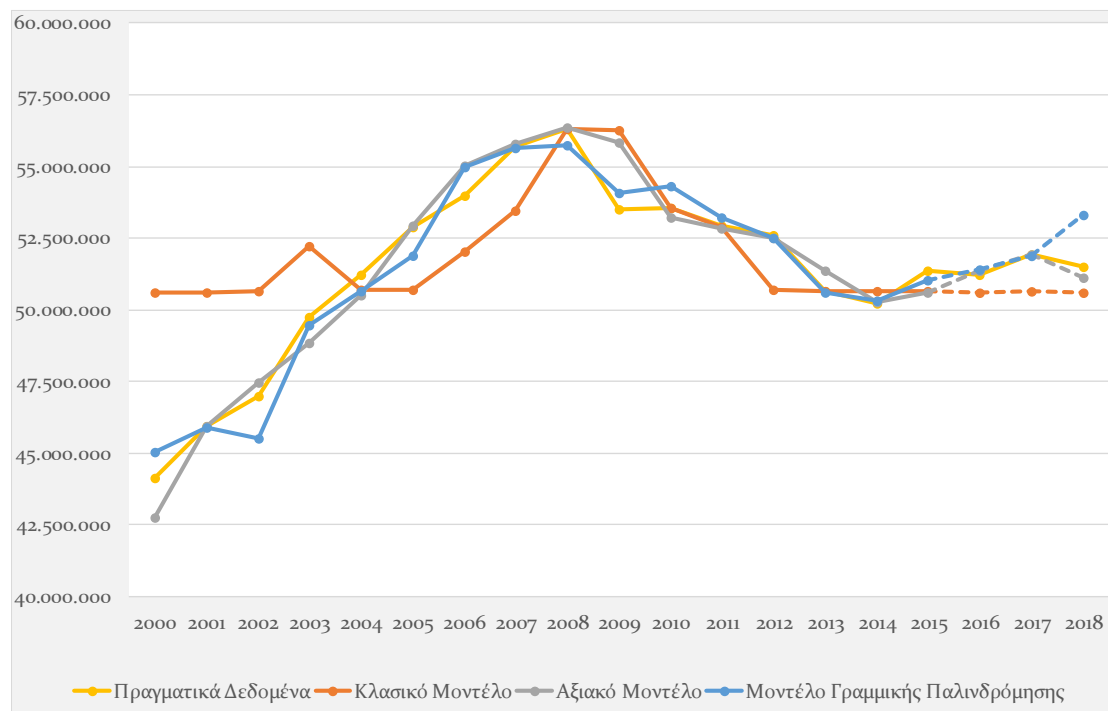
Μετά την επίλυση των Γ.Π. (4.8) και (4.18) και την εφαρμογή του μοντέλου γραμμικής παλινδρόμησης, καθώς και για τιμή των  $\gamma$  και  $\gamma_i$  ίση με 0.5%, εξήχθησαν οι ακόλουθες συναρτήσεις της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα:

$$Y = 50.563.026 + 6.960.868 \cdot X_1 + 452 \cdot X_2 + 987.858 \cdot X_3 + 1.897.720 \cdot X_4 + 16.009 \cdot X_6 \quad (5.3)$$

$$Y^* = 0.43 \cdot X_1^* + 0.03 \cdot X_2^* + 0.03 \cdot X_3^* + 0.22 \cdot X_4^* + 0.15 \cdot X_5^* + 0.03 \cdot X_6^* + 0.03 \cdot X_7^* + 0.03 \cdot X_8^* + 0.05 \cdot X_9^* \quad (5.4)$$

$$Y = 231.177.942 + 150,4 \cdot X_1 + 162.584 \cdot X_2 - 15,3 \cdot X_3 + 3.204 \cdot X_4 + 13.340 \cdot X_5 - 41.703 \cdot X_6 - 8.361 \cdot X_7 + 7.323 \cdot X_8 - 512.479 \cdot X_9 \quad (5.5)$$

Επιπροσθέτως, οι προβλέψεις που παράχθηκαν από την εφαρμογή των συγκεκριμένων μοντέλων, μαζί με τις παρελθοντικές τιμές της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου 2000-2018 (περίοδοι εκπαίδευσης και ελέγχου), παρουσιάζονται στον Πίνακα Β.4 του Παραρτήματος Β και αποτυπώνονται γραφικά Σχήμα 5.2.

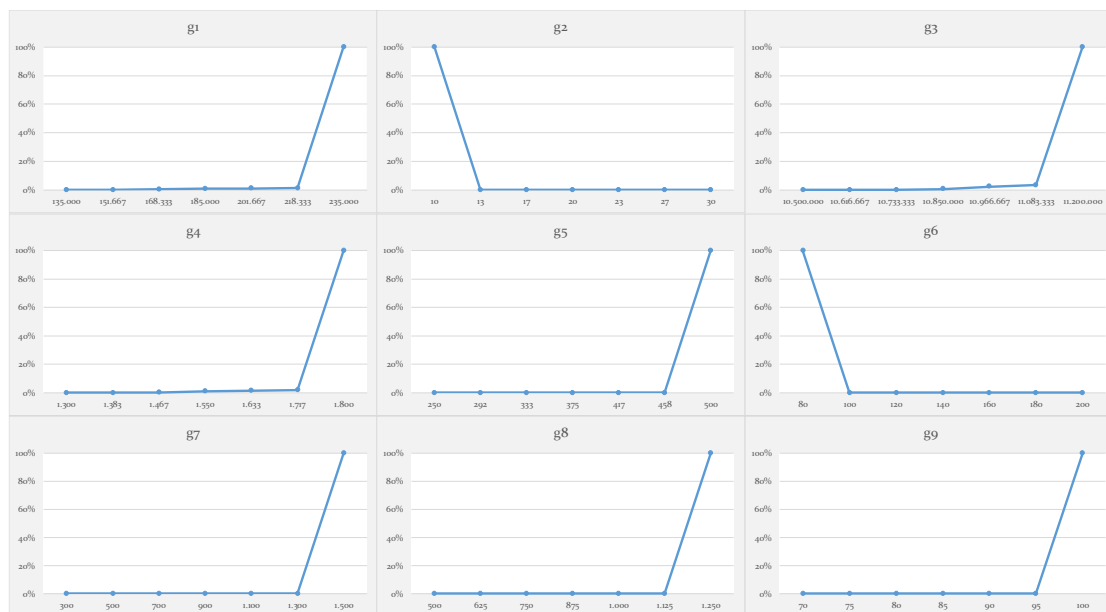


**Σχήμα 5.2.** Παρελθοντικές και Προβλεπόμενες Τιμές της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (σε MWh) στην Ελλάδα (Περίοδος 2000-2018)

Από το διάγραμμα του Σχήματος 5.2 φαίνεται ότι το αξιακό μοντέλο παρέχει τις εκτιμήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με την μεγαλύτερη ακρίβεια μεταξύ των εφαρμοζόμενων μοντέλων. Οι πιο διευρυμένες διαφορές ανάμεσα στις εκτιμήσεις του συγκεκριμένου αναλυτικού μοντέλου και των ιστορικών δεδομένων παρατηρείται σε διακριτές χρονιές, κατά τη διάρκεια της οικονομικής κρίσης που ξέσπασε στην Ελλάδα, και συγκεκριμένα στα έτη 2009, 2013 και 2015. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει ότι η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια πρόκληση, ειδικά, κατά την περίοδο της χρηματοπιστωτικής κρίσης.

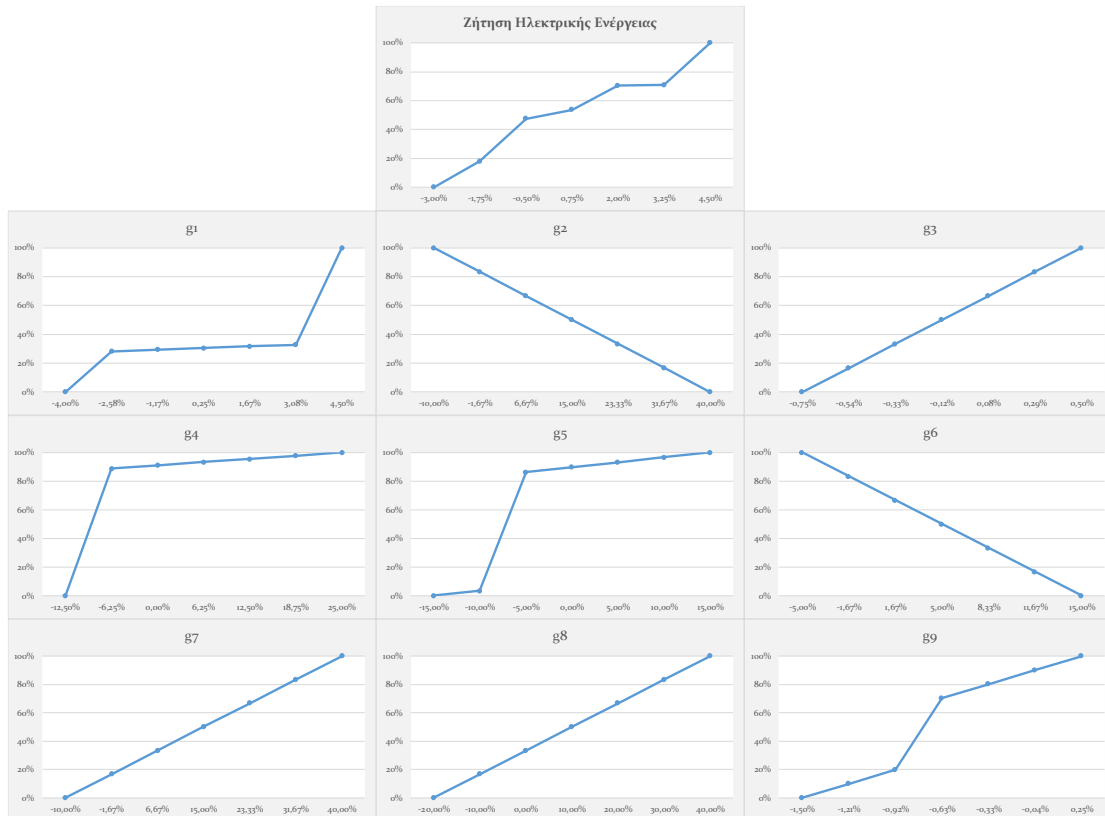
Επιπροσθέτως, διαφοροποίηση στην ακρίβεια του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης παρατηρείται κατά τις περιόδους εκπαίδευσης και ελέγχου. Παρά το γεγονός ότι το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης παρέχει ακριβή αποτελέσματα κατά τη διάρκεια της περιόδου εκπαίδευσης, οι εξαγόμενες προβλέψεις κατά την περίοδο ελέγχου του συγκεκριμένου μοντέλου αποτυγχάνουν να ακολουθήσουν αποτελεσματικά την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

Όλα τα αποτελέσματα της στατιστικής ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της εφαρμογής του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης περιλαμβάνονται στο Παράρτημα Γ. Επιπλέον, οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας που εξήχθησαν από την εφαρμογή του κλασικού και αξιακού μοντέλου παρουσιάζονται στα Σχήματα 5.3 και 5.4.



Σχήμα 5.3. Περιθώριες Συναρτήσεις Αξίας του Κλασικού Μοντέλου





**Σχήμα 5.4.** Περιθώριες Συναρτήσεις Αξίας του Αξιακού Μοντέλου

Με βάση τα εξαγόμενα αποτελέσματα του αξιακού μοντέλου, οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε τρία διαφορετικά σύνολα:

- **Απαιτητικά κριτήρια (Demanding criteria):** Η 1<sup>η</sup> κατηγορία περιλαμβάνει εκείνες τις περιθώριες συναρτήσεις που έχουν κυρτό σχήμα, γεγονός που υποδηλώνει ότι η αξία της ποσοστιαίας μεταβολής μιας παραμέτρου δεν είναι σημαντική παρά μόνο σε περιπτώσεις μεγαλύτερων μεταβολών της παραμέτρου. Το κριτήριο  $X_1$  περιλαμβάνεται στην 1<sup>η</sup> κατηγορία.
- **Μη απαιτητικά κριτήρια (Non-demanding criteria):** Το 2<sup>ο</sup> σύνολο περιλαμβάνει εκείνες τις περιθώριες συναρτήσεις αξίας που έχουν κοίλο σχήμα. Οι συγκεκριμένες συναρτήσεις αξίας παρουσιάζουν την αντίθετη συμπεριφορά από εκείνη της 1<sup>ης</sup> κατηγορίας, καθώς η αξία της ποσοστιαίας μεταβολής ενός κριτηρίου είναι αρκετά μεγάλη ακόμα και για περιπτώσεις χαμηλότερων τιμών του κριτηρίου. Τα κριτήρια  $X_4$ ,  $X_5$  και  $X_9$  ενσωματώνονται στην 2<sup>η</sup> κατηγορία.
- **Ουδέτερα κριτήρια (Neutral criteria):** Η 3<sup>η</sup> κατηγορία ενσωματώνει εκείνες τις περιθώριες συναρτήσεις που έχουν γραμμική μορφή, γεγονός που υποδηλώνει ότι η αξία του συγκεκριμένου κριτηρίου αυξάνει αναλογικά με τον βαθμό αύξησης της ετήσιας ποσοστιαίας αύξησης. Τα υπόλοιπα κριτήρια ( $X_2$ ,  $X_3$ ,  $X_6$ ,  $X_7$ ,  $X_8$ ) περιλαμβάνονται στην τελευταία κατηγορία.

Για την περίπτωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (εξαρτημένη μεταβλητή), η «φυσική σημασία» της περιθώριας συνάρτησης αξίας εδράζεται στην ιδέα ότι η πραγματική «αξία» της ποσοστιαίας μεταβολής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ποικίλει για διαφορετικά επίπεδα της συγκεκριμένης μεταβολής από την πλευρά των εταιρειών παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας. Στο Σχήμα 5.4 είναι εμφανές ότι η κλίση της περιθώριας συνάρτησης αξίας της εξαρτημένης μεταβλητής (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας), είναι μεγαλύτερη για υψηλότερες ποσοστιαίες μεταβολές της μεταβλητής. Ειδικότερα, η αξία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αυξηθεί σημαντικά αν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από -1,75%, ενώ παραμένει χαμηλή όταν παρατηρούνται μικρότερες μεταβολές. Το συγκεκριμένο εξαγόμενο συμπέρασμα μπορεί να αιτιολογηθεί αποδοτικά από το γεγονός ότι μεγαλύτερες μεταβολές της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να οδηγήσουν σε αυξημένες ανάγκες για επενδύσεις, σε περίπτωση αύξησης αυτής, στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ή σε επιπρόσθετα μέτρα πολιτικής και αποδοτικότερη ενεργειακή διαχείριση των υπαρχόντων υποδομών του ηλεκτρικού δικτύου, σε περίπτωση αξιοσημείωτης μείωσης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

#### Ακρίβεια των Μοντέλων

Ο Πίνακας 5.3 ενσωματώνει τις τιμές των στατιστικών δεικτών σφάλματος των προβλέψεων, τόσο για τα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης όσο και για το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης, που εξήχθησαν κατά την χρονική περίοδο ελέγχου (έτη 2016-2018).

**Πίνακας 5.3.** Στατιστικοί Δείκτες Σφάλματος των Μοντέλων (Περίοδος Ελέγχου 2016-2018)

<i>Δείκτης Σφάλματος</i>	<i>Κλασικό Μοντέλο</i>	<i>Αξιακό Μοντέλο</i>	<i>Μοντέλο Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης</i>
<i>MFE</i>	9,21E+05	7,33E+04	-6,48E+05
<i>MAE</i>	9,21E+05	1,76E+05	6,81E+05
<i>MPE</i>	1,78%	0,14%	-1,26%
<i>MAPE</i>	1,78%	0,34%	1,32%
<i>RMSE</i>	9,64E+05	2,25E+05	1,05E+06
<i>NRMSE</i>	133,82%	31,27%	146,39%
<i>r<sup>2</sup></i>	0,916	0,600	0,013

Το μοντέλο με την βέλτιστη προσαρμογή, σε όρους στατιστικής ακρίβειας, είναι το αξιακό μοντέλο με δείκτη MAPE ίσο με 0,34%, το οποίο εμφανίζει σημαντικά υψηλότερη ακρίβεια σε σχέση με το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης.

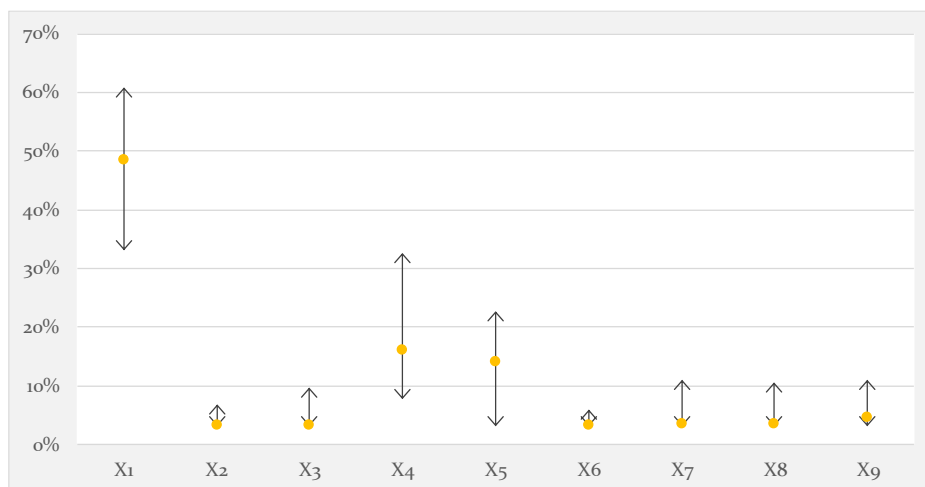
### Ανάλυση Ευστάθειας και Μεταβελτιστοποίησης

Για την περίπτωση του αξιακού μοντέλου, δηλαδή του μοντέλου ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς με την μεγαλύτερη ακρίβεια, μια ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης έλαβε χώρα. Στο πλαίσιο αυτής της ανάλυσης, 108 Γ.Π. (4.32) μεταβελτιστοποίησης επιλύθηκαν, λαμβάνοντας τιμή της τάξεως του 5% για τη μεταβλητή  $\epsilon$ .

Όπως συζητήθηκε και στην εισαγωγική ενότητα, ένα αξιοσημείωτο πλεονέκτημα του αξιακού μοντέλου είναι η δυνατότητα προσδιορισμού, με ποσοτικούς όρους, της επιρροής κάθε κριτηρίου του μοντέλου στην ανεξάρτητη μεταβλητή. Σε αυτό το πλαίσιο, το συγκεκριμένο μοντέλο εξάγει τον συντελεστή βαρύτητας για κάθε κριτήριο, κανονικοποιημένο στην κλίμακα  $[0, 1]$ , με τα αντίστοιχα αποτελέσματα να παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.5.

Ειδικότερα, 3 διαφορετικές τιμές βαρών παρουσιάζονται για κάθε κριτήριο, ως ακολούθως:

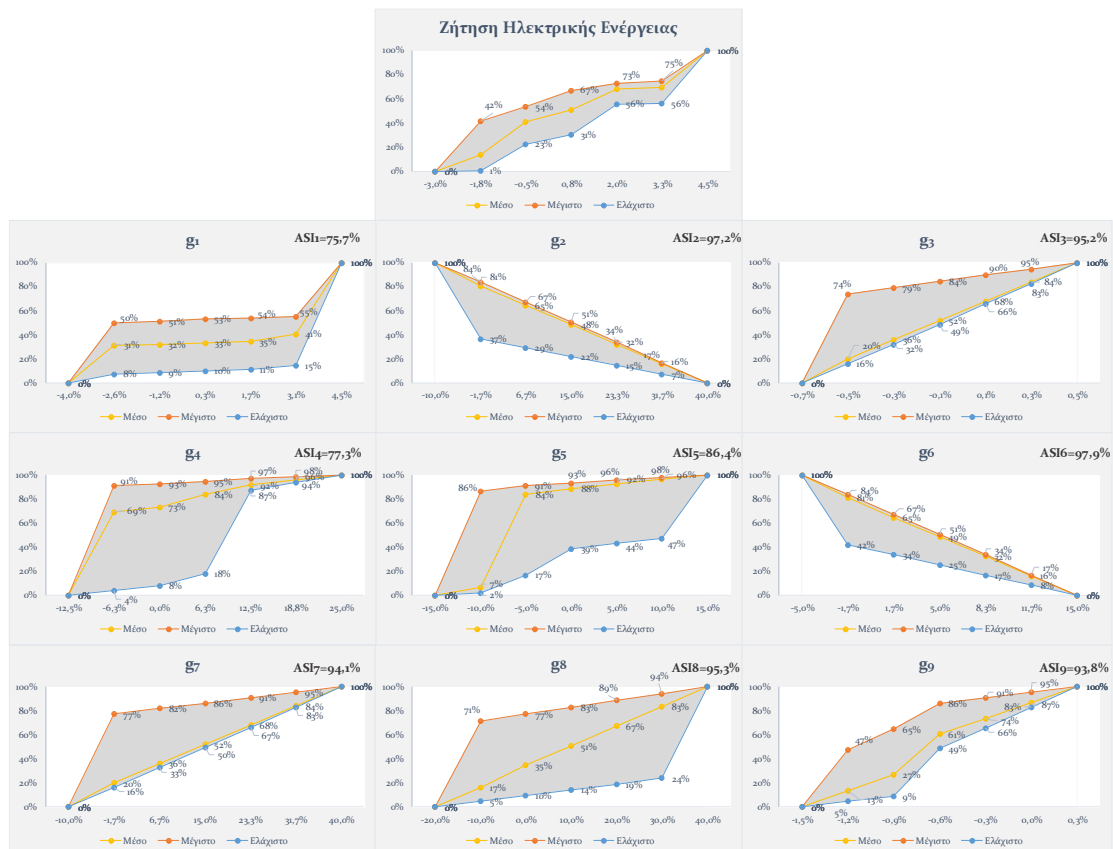
- Μέγιστη τιμή – η μέγιστη τιμή βάρους κάθε κριτηρίου με βάση τα 108 Γ.Π. μεταβελτιστοποίησης που επιλύθηκαν;
- Ελάχιστη τιμή – η ελάχιστη τιμή βάρους κάθε κριτηρίου με βάση τα 108 Γ.Π. μεταβελτιστοποίησης που επιλύθηκαν;
- Μέση τιμή – η μέση τιμή βάρους κάθε κριτηρίου με βάση τα 108 Γ.Π. μεταβελτιστοποίησης που επιλύθηκαν.



Σχήμα 5.5. Βάρη των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=5\%$ )

Σύμφωνα με το Σχήμα 5.5, το ΑΕΠ επέχει την μεγαλύτερη επιρροή στην ετήσια συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ακολουθούμενη από τις μεταβλητές των βαθμομερών θέρμανσης και ψύξης καθώς και τον δείκτη ODEX. Αντιθέτως, τα κριτήρια με την μικρότερη επίδραση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι το ποσοστό ανεργίας και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ακριβείς τιμές των μέσων, μέγιστων και ελάχιστων βαρών των κριτηρίου του μοντέλου παρατίθενται στον Πίνακα Β.5 του Παραρτήματος Β.

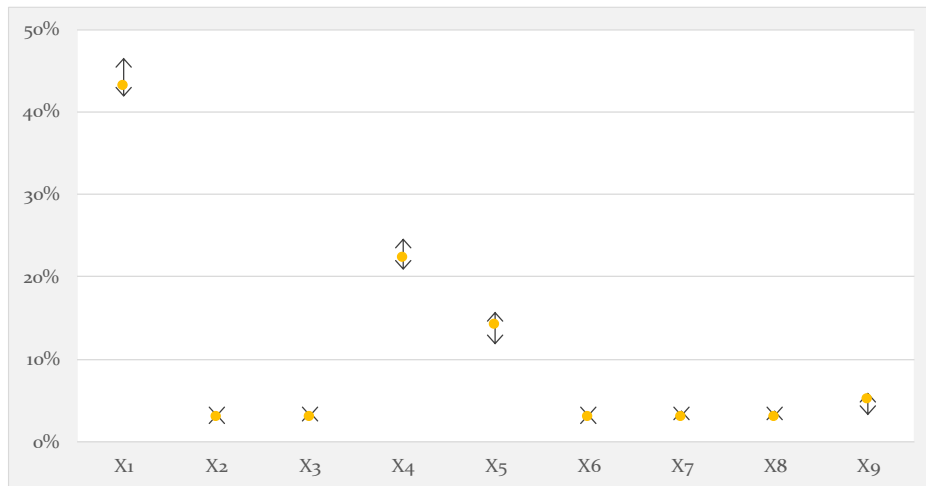
Οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας των κριτηρίων του μοντέλου καθώς και οι τιμές του ASI των βαρών τους, για  $\epsilon=5\%$ , παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.6. Αυτές οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας κατασκευάστηκαν από τις μέσες τιμές των σημείων που υπολογίστηκαν μέσω της ανάλυσης ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης που πραγματοποιήθηκε. Επιπλέον, κατασκευάστηκαν και παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.6 και οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας που αποτελούνται από τις μέγιστες και ελάχιστες τιμές των σημείων, όπως αυτές υπολογίστηκαν κατά την επίλυση των Γ.Π. (4.32).



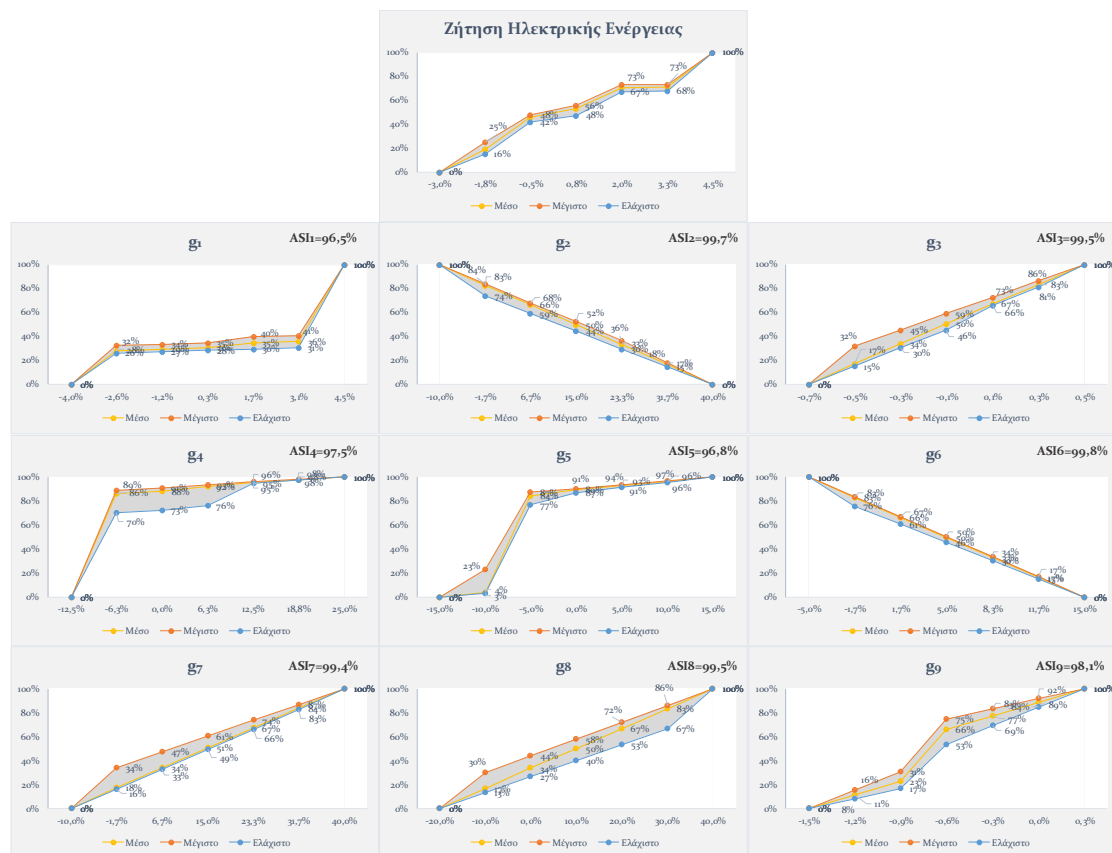
Σχήμα 5.6. Περιθώριες Συναρτήσεις Αξίας των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=5\%$ )

Η μέγιστη διαφοροποίηση στις τιμές των βαρών των κριτηρίων του μοντέλου, και άρα, οι ελάχιστες τιμές του ASI παρατηρείται για τα κριτήρια του ΑΕΠ και των βαθμομερών θέρμανσης και ψύξης. Σε αντίθεση, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας και το ποσοστό ανεργίας, λαμβάνουν τις μέγιστες τιμές του ASI. Σχετικά με τη συνολική μοντελοποίηση, ο

συνολικός ASI του μοντέλου είναι ίσος με 90,3%, υποδηλώνοντας ότι οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας του μοντέλου είναι αρκετά ευσταθείς και ο δείκτης MAPE για την περίοδο ελέγχου του μοντέλου είναι ίσος με 0,19%. Για λόγους πληρότητας της τρέχουσας ανάλυσης, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευστάθειας των αποτελεσμάτων για την περίπτωση όπου  $\epsilon=0,5\%$ . Τα βάρη των κριτηρίων του μοντέλου που προέκυψαν καθώς και οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας των κριτηρίων του μοντέλου παρουσιάζονται στα Σχήματα 5.7 και 5.8, αντίστοιχα, καθώς και στον Πίνακα Β.6 του Παραρτήματος Β.



Σχήμα 5.7. Βάρη των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=0,5\%$ )

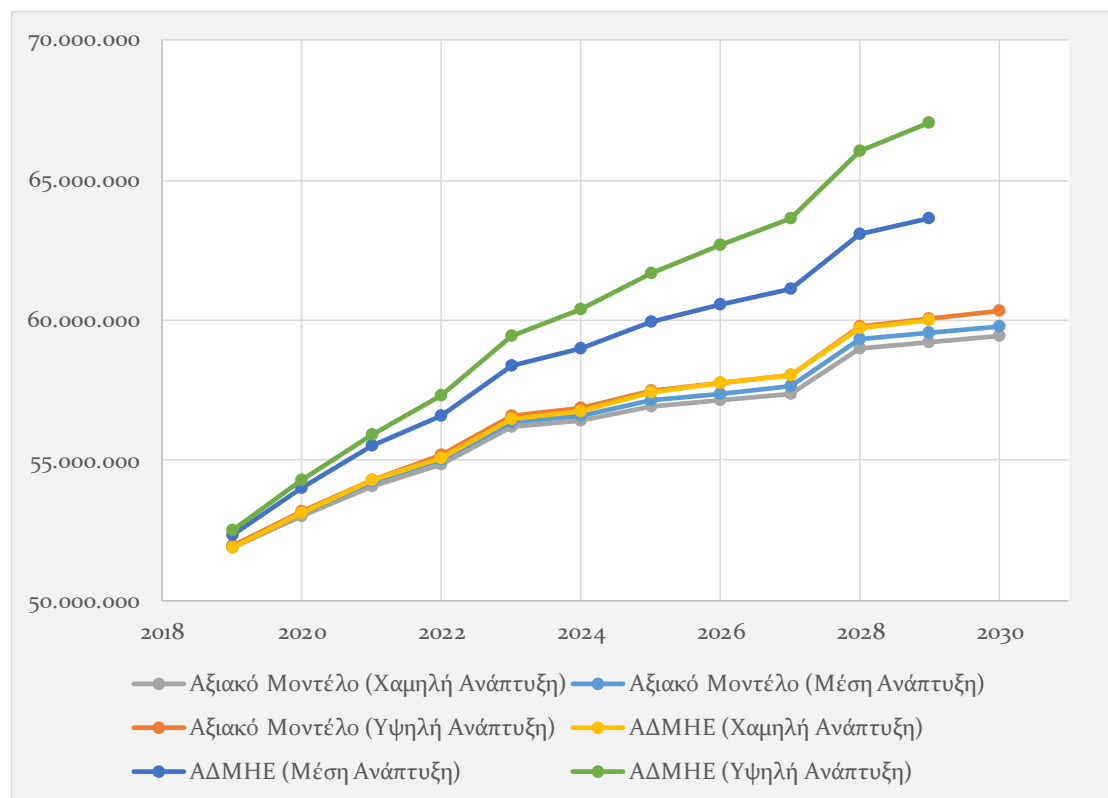


Σχήμα 5.8. Περιθώριες Συναρτήσεις Αξίας των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=0,5\%$ )

Σχετικά με τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση, ο συνολικός ASI του μοντέλου είναι ίσος με 98,5%, υποδηλώνοντας ότι οι περιθώριες συναρτήσεις αξίας του μοντέλου είναι αρκετά ευσταθείς και ο δείκτης MAPE για την περίοδο ελέγχου του μοντέλου είναι ίσος με 0,33%.

### Ανάλυση Ευαισθησίας

Οι εκτιμήσεις της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε ετήσια βάση, που υπολογίστηκαν με την εφαρμογή του αξιακού μοντέλου ( $\varepsilon=5\%$ ) με το μικρότερο MAPE (0,19%) και της ανάλυσης ευαισθησίας στην μελλοντική εξέλιξη του ΑΕΠ, μαζί και με τις επίσημες προβλέψεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (3 Σενάρια: Υψηλής, Μέσης και Χαμηλής Ανάπτυξης) που δημοσιεύονται από τον ΑΔΜΗΕ (ΙΠΤΟ, 2019), αποτυπώνονται στο Σχήμα 5.9 και οι τιμές τους παρουσιάζονται, επίσης, στον Πίνακα Β.7 του Παραρτήματος Β.



**Σχήμα 5.9.** Προβλέψεις του Αξιακού Μοντέλου και του ΑΔΜΗΕ της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (σε MWh) στην Ελλάδα (ΙΠΤΟ, 2019)

Είναι αναγκαίο να σημειωθεί ότι στις εκτιμήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ενσωματωθεί και τα στοιχεία ζήτησης των προς διασύνδεση με το Ηπειρωτικό σύστημα νήσων. Πιο συγκεκριμένα, συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης που θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου εναλλασσόμενου ρεύματος από τον Ιούνιο του 2020, ενώ από τον Σεπτέμβριο του 2022 και στη συνέχεια ενσωματώνεται το σύνολο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, με την ολοκλήρωση και του συνδέσμου συνεχούς ρεύματος. Από το 2025 και μετά, οι προβλέψεις περιλαμβάνουν την εκτιμώμενη

ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ' φάση διασύνδεσης των Κυκλάδων) και από το 2028 ενσωματώνεται στις εκτιμήσεις και αυτή των Δωδεκανήσων (ΙΡΤΟ, 2019).

Τα τρία σενάρια του μοντέλου (Υψηλό, Μέσο και Χαμηλό) εξάγονται μέσω της εκτίμησης τριών διαφορετικών σεναρίων της αναμενόμενης οικονομικής ανάπτυξης στην Ελλάδα. Τα συγκεκριμένα σενάρια διαφέρουν αποκλειστικά και μόνο όσον αφορά στην εκτιμώμενη εξέλιξη του ΑΕΠ στην Ελλάδα και στηρίζονται στις ακριβείς τιμές εξέλιξης του ΑΕΠ που έχουν υιοθετηθεί στο 10-ετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ του ΑΔΜΗΕ (ΙΡΤΟ, 2019).

### 5.3 Κίνδυνοι και Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ

Η προτεινόμενη μεθοδολογία για την αξιολόγηση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ εφαρμόστηκε σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης στην ΕΕ και στην Ελλάδα.

Πιο συγκεκριμένα, η 1<sup>η</sup> εφαρμογή της μεθοδολογίας πραγματοποιήθηκε για την περίπτωση των επενδύσεων σε έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας στην ΕΕ και η 2<sup>η</sup> εφαρμογή υλοποιήθηκε για επενδύσεις έργων ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β) στην Ελλάδα.

#### 5.3.1 Μελέτη Περίπτωσης Ι: Έργα Αιολικής Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Στόχος της συγκεκριμένης μελέτης περίπτωσης είναι να εκτιμηθούν οι τιμές του WACC για χερσαίες επενδύσεις αιολικής ενέργειας και να διερευνηθεί η επίδραση των διαφορετικών στοιχείων κινδύνου στο αντίστοιχο κόστος κεφαλαίου σε κάθε χώρα της ΕΕ καθώς και να γίνει σύγκριση των τιμών του δείκτη μεταξύ των διαφορετικών χωρών της ΕΕ. Η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόστηκε για ένα τυπικό, μεγάλης κλίμακας, χερσαίο αιολικό έργο στα κράτη μέλη της ΕΕ.

#### Εφαρμογή Θεωρητικού Υποδείγματος

Βάσει του θεωρητικού υποδείγματος που εφαρμόστηκε, καταρτίστηκαν τα προφίλ κινδύνου κάθε χώρας που αντανακλούν τους επενδυτικούς κινδύνους στον τομέα των ΑΠΕ σε όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ. Τα προφίλ των χωρών παρουσιάζουν τα αποτελέσματα των χρηματοοικονομικών δεικτών για την περίπτωση των έργων χερσαίας αιολικής ενέργειας σε κάθε κράτος μέλος της ΕΕ.

Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης εφαρμογής, υιοθετήθηκε η άνευ όρων προσέγγιση (unconditional approach) για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων και χρησιμοποιήθηκαν οι μέσες τιμές των αποδόσεων των 10-ετών εθνικών ομολόγων των κρατών μελών της ΕΕ για το έτος 2013 (ECB, 2014). Επίσης, οι τιμές των ασφαλίστρων κινδύνου αγοράς αντλήθηκαν από την μελέτη των Fernandez et al. (2012) για κάθε κράτος-μέλος της ΕΕ ενώ ο συντελεστής συστηματικού κινδύνου βήτα υπολογίστηκε με βάση τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο Κεφάλαιο (Σχήμα 4.6).

Όσον αφορά στο κόστος δανειακών κεφαλαίων, εφαρμόστηκαν οι προτεινόμενες από τους Eurelectric (2012) και BNEF (2013) εξισώσεις υπολογισμού του. Με βάση την 1<sup>η</sup> μέθοδο, η μέση τιμή των αποδόσεων του 10-ετούς ομολόγου της γερμανικής κυβέρνησης χρησιμοποιήθηκε ως ένα αντιπροσωπευτικό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου σε επίπεδο ΕΕ, όπου για το έτος 2013 ήταν ίσο με 1,57%. Επίσης, το 10-ετές CDS για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ χρησιμοποιήθηκε στους υπολογισμούς καθώς και ένα ασφάλιστρο κινδύνου έργου



ΑΠΕ ίσο με 3% για την περίπτωση επενδύσεων σε χερσαία αιολικά έργα. Με βάση την 2<sup>η</sup> μέθοδο αποτίμησης του κόστους δανειακών κεφαλαίων, επιτόκιο ανταλλαγής ίσο με 2,68% χρησιμοποιήθηκε ως το αντίστοιχο επιτόκιο μηδενικού κινδύνου. Επιπλέον, η διαφορά μεταξύ των αποδόσεων του 10-ετούς ομολόγου κάθε κράτους μέλους της ΕΕ με εκείνο της Γερμανίας εφαρμόστηκε ως το επιτόκιο που αντανακλά τον κίνδυνο της εκάστοτε χώρας. Επίσης, ένα ασφάλιστρο κινδύνου ίσο με 3% θεωρήθηκε, και σε αυτή την περίπτωση, για τα έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας. Τέλος, για τις ανάγκες της συγκεκριμένης εφαρμογής θεωρήθηκε ένα επίπεδο χρηματοδότησης 70% από ξένα κεφάλαια και 30% από ίδια κεφάλαια για όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ.

Στον Πίνακα 5.4. καταγράφονται οι τιμές των χρηματοοικονομικών δεικτών που υπολογίστηκαν με την χρήση του θεωρητικού υποδείγματος που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 4.4.2.

**Πίνακας 5.4.** Εκτιμήσεις Χρηματοοικονομικών Δεικτών για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας (βάσει του Θεωρητικού Υποδείγματος)

<i>Χώρα</i>	<i>WACC</i>	<i>CoE</i>	<i>CoD</i>
<i>Αυστρία</i>	6,46%	10,81%	5,33% - 6,12%
<i>Βέλγιο</i>	6,22%	10,67%	5,79% -6,52%
<i>Βουλγαρία</i>	9,79%	16,70%	6,33% -7,58%
<i>Κροατία</i>	9,90%	16,61%	8,31% -8,79%
<i>Κύπρος</i>	12,29%	19,32%	4,57% -10,61%
<i>Τσεχία</i>	7,17%	12,13%	5,51% -6,22%
<i>Δανία</i>	6,45%	11,18%	5,23% -5,86%
<i>Εσθονία</i>	8,97%	15,72%	5,51% -7,70%
<i>Φινλανδία</i>	6,65%	11,03%	5,09% -5,97%
<i>Γαλλία</i>	6,10%	10,51%	5,94% -6,31%
<i>Γερμανία</i>	5,60%	9,32%	5,26% -5,68%
<i>Ελλάδα</i>	13,54%	20,67%	9,48% -14,16%
<i>Ουγγαρία</i>	11,26%	18,56%	8,05% -10,03%
<i>Ιρλανδία</i>	8,99%	13,85%	6,77% -7,90%
<i>Ιταλία</i>	7,71%	12,23%	7,86% -8,43%
<i>Λετονία</i>	9,25%	16,07%	6,52% -7,45%

<i>Χώρα</i>	<i>WACC</i>	<i>CoE</i>	<i>CoD</i>
<i>Λιθουανία</i>	9,69%	16,56%	6,56% -7,94%
<i>Λουξεμβούργο</i>	5,97%	10,23%	5,26% -5,85%
<i>Μάλτα</i>	7,07%	12,22%	7,47% - 8,31%
<i>Ολλανδία</i>	6,42%	10,76%	5,52% -6,07%
<i>Πολωνία</i>	8,74%	13,74%	6,06% -8,14%
<i>Πορτογαλία</i>	10,22%	15,39%	9,89% -10,40%
<i>Ρουμανία</i>	11,06%	18,20%	7,18% -9,52%
<i>Σλοβακία</i>	8,05%	13,57%	6,02% -7,30%
<i>Σλοβενία</i>	10,98%	17,40%	8,24% -9,92%
<i>Ισπανία</i>	8,15%	12,99%	7,87% -8,67%
<i>Σουηδία</i>	6,75%	11,14%	5,05% -6,23%
<i>Ηνωμένο Βασίλειο</i>	6,50%	10,37%	5,39% -6,14%

Το εύρος τιμών που παρουσιάζεται για την περίπτωση του κόστους δανειακών κεφαλαίων οφείλεται στην εφαρμογή δύο εναλλακτικών μεθόδων ποσοτικοποίησης του εν λόγω δείκτη (Eurelectric, 2012; BNEF, 2013). Για τον υπολογισμό του WACC χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές του κόστους δανειακών κεφαλαίων που εξήχθησαν με χρήση της εξίσωσης υπολογισμού του BNEF (2013).

#### **Διαδικασία Συνεντεύξεων**

Για να επικυρωθεί η ακρίβεια του θεωρητικού υποδείγματος που εφαρμόστηκε και των αριθμητικών αποτελεσμάτων που εξήχθησαν για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ, διενεργήθηκε μια σειρά συνεντεύξεων με περισσότερους από 80 φορείς ανάπτυξης έργων, παρόχους ιδιωτικών μετοχικών κεφαλαίων, εκπροσώπους επιχειρήσεων κοινής ωφελείας και του χρηματοπιστωτικού τομέα (π.χ. τράπεζες, ασφαλιστικές εταιρίες) σε 26 κράτη μέλη της ΕΕ. Οι συνεντεύξεις έλαβαν χώρα κατά την περίοδο Οκτώβριος-Δεκέμβριος 2014. Κύριος στόχος της διαδικασίας συνεντεύξεων ήταν να ελεγχθεί κατά πόσον οι προσδιορισμένες κατηγορίες κινδύνου καλύπτουν όλους τους κινδύνους που αφορούν επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ, να επικυρωθούν οι σημαντικές υποθέσεις του υποδείγματος, να αξιολογηθεί το προφίλ κινδύνου βάσει του υποδείγματος και να επιβεβαιωθεί η ακρίβειά του, να αξιολογηθεί η αποτελεσματικότητα της τρέχουσας πολιτικής για τη μείωση των επενδυτικών κινδύνων και να διερευνηθούν μελλοντικές ενέργειες για τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας αυτής.

Στην αρχή, προσδιορίστηκαν οι δυνητικοί συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις στα κράτη μέλη της ΕΕ από ένα ευρύ δίκτυο εμπειρογνομόνων και στη συνέχεια έγινε η επικοινωνία μαζί τους με ηλεκτρονικά μηνύματα και τηλεφωνήματα, παρέχοντας μια σύντομη εισαγωγή στη μελέτη. Εφ' όσον ενδιαφέρονταν να συμμετάσχουν στη μελέτη, οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις έλαβαν ένα ερωτηματολόγιο με τα επιμέρους αποτελέσματα του θεωρητικού υποδείγματος για τη χώρα τους μέσω ηλεκτρονικού μηνύματος και έδωσαν τηλεφωνική συνέντευξη σε συμφωνημένο χρόνο (βλέπε Παράρτημα Δ).

Κάθε συνέντευξη επικεντρώθηκε στα εξαχθέντα αποτελέσματα για το αντίστοιχο κράτος μέλος. Το πρώτο μέρος του ερωτηματολογίου παρουσίαζε μια κατάταξη των προσδιορισμένων κατηγοριών κινδύνου σύμφωνα με τη βάση δεδομένων των κινδύνων της εταιρείας Eclareon (re-frame.eu). Πιο συγκεκριμένα, το κόστος ιδίων κεφαλαίων θεωρήθηκε ως το άθροισμα ενός βασικού επιτοκίου (μηδενικού κινδύνου) και των ασφαλιστρών κινδύνου ενός έργου ΑΠΕ. Οι εθνικοί εμπειρογνώμονες έδωσαν την υποκειμενική τους γνώμη για το ποια κατηγορία κινδύνου ήταν η σημαντικότερη στο κράτος μέλος τους βάσει της εμπειρίας τους από προηγούμενα χερσαία αιολικά έργα.

Επίσης, ζητήθηκε από τους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις να αξιολογήσουν κατά πόσον οι τιμές των δεικτών που χρησιμοποιήθηκαν στο υπόδειγμα για χερσαία αιολικά έργα (WACC, κόστος ιδίων κεφαλαίων, κόστος δανειακών κεφαλαίων και λόγος χρέους/ίδια κεφάλαια) αντιστοιχούσαν στην πρακτική εμπειρία τους από τις αγορές ανανεώσιμης ενέργειας. Σε περίπτωση που τα αποτελέσματα του υποδείγματος παρέκκλιναν από την πραγματικότητα, ζητείτο από τους εμπειρογνώμονες να δώσουν τις δικές τους εκτιμήσεις σε σχέση με τις ανωτέρω χρηματοοικονομικές παραμέτρους. Αρκετοί συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις μπόρεσαν να δώσουν ακριβή αριθμητικά στοιχεία από χερσαία αιολικά έργα που είχαν υλοποιήσει τα τελευταία χρόνια. Στη συνέχεια ζητήθηκε από τους εμπειρογνώμονες να κάνουν γενικότερη αξιολόγηση, δηλ. εάν τα αριθμητικά στοιχεία ήταν “πάνω από 2% υψηλότερα” ή “έως 1% χαμηλότερα”. Βάσει των απαντήσεων αυτών, εξήχθη ένας μέσος όρος ή προσεγγιστικό εύρος για τους δείκτες WACC, κόστος ιδίων κεφαλαίων, κόστος δανειακών κεφαλαίων και δείκτης χρέους / ίδια κεφάλαια για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Σε ορισμένες συνεντεύξεις, οι εμπειρογνώμονες έδωσαν και πρόσθετη αξιολόγηση για αυτές τις χρηματοοικονομικές παραμέτρους όσον αφορά στα υπεράκτια αιολικά ή Φ/Β έργα. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης περίπτωσης, περιλαμβάνονται και αναλύονται αποκλειστικά τα αποτελέσματα για χερσαία αιολικά έργα στα κράτη μέλη της ΕΕ.

Κατά τη διάρκεια των συνεντεύξεων διαπιστώθηκε ότι δεν υπάρχει κανένα μεμονωμένο χερσαίο αιολικό έργο που να μπορεί να αντιπροσωπεύσει όλα τα έργα. Παράγοντες όπως το μέγεθος του έργου, το μέγεθος και η οικονομική κατάσταση της εταιρείας που υλοποιεί

το έργο και η τοποθεσία του έργου ασκούν έντονη επίδραση στις εν λόγω χρηματοοικονομικές παραμέτρους κάθε έργου.

Η πρόσβαση στην πληροφόρηση μέσω των συνεντεύξεων που υλοποιήθηκαν διέφερε σημαντικά ανάλογα με την αγορά. Σε ορισμένες αγορές, και ιδιαίτερα σε αγορές που βίωσαν μια φάση έντονης ανόδου και έντονης πτώσης κατά το παρελθόν, όπως η Βουλγαρία και η Τσεχία, ή γενικά αγορές χερσαίων αιολικών έργων που δεν υπάρχει ιδιαίτερη ανάπτυξη, όπως η Σλοβακία, υπήρχε έλλειψη αναλυτικής πληροφόρησης σε χερσαία αιολικά έργα. Για τον λόγο αυτό, οι φορείς ανάπτυξης έργων έκαναν παραδοχές βάσει της εμπειρίας τους από το παρελθόν και βάσει υποθετικών έργων.

Ένα άλλο εμπόδιο αποτελεί το γεγονός ότι πολλές παράμετροι μεταβάλλονται διαρκώς λόγω των μεταβαλλόμενων επιτοκίων και των συνεχιζόμενων αλλαγών του υφιστάμενου σχεδιασμού πολιτικής. Στο πλαίσιο αυτό, η μελλοντική έρευνα σε αυτό το συγκεκριμένο στοιχείο θα διευρύνει την αποτελεσματικότητα της υφιστάμενης ανάλυσης.

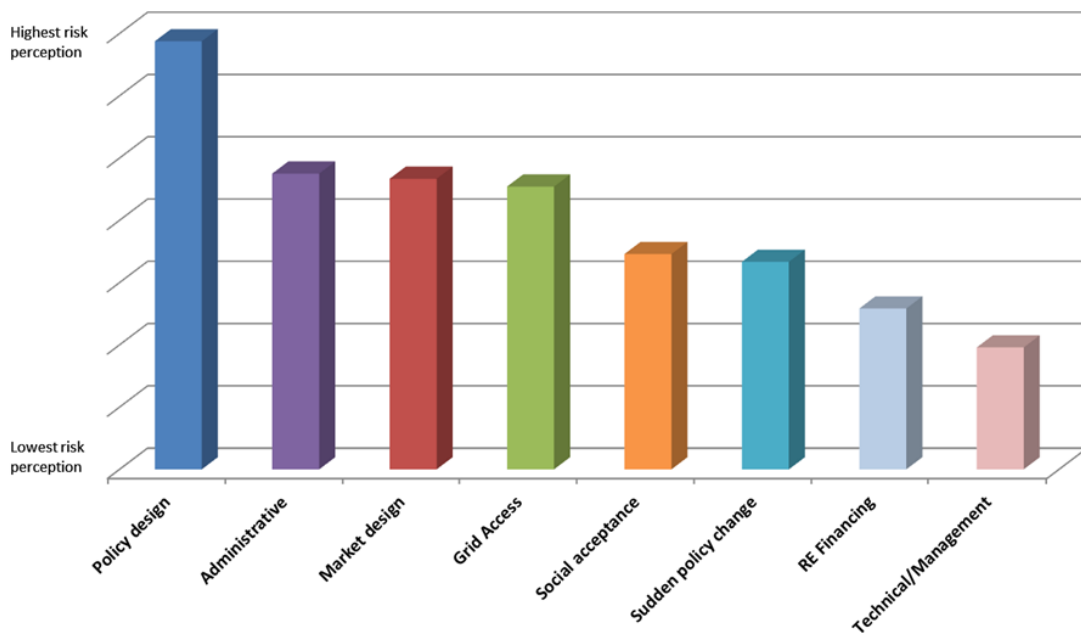
Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης, αυτές οι προκλήσεις αμβλύθηκαν με τη διενέργεια περισσότερων συνεντεύξεων και την κοινοποίηση των συνολικών αποτελεσμάτων στους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις για να ληφθούν πρόσθετα σχόλια. Για τον συγκεκριμένο λόγο, τα εξαγόμενα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν αρκετές φορές σε διμερείς συναντήσεις με εθνικούς χρηματοδότες και μικρές ομάδες εμπειρογνομόνων και σε μεγάλες εθνικές και ευρωπαϊκές συναντήσεις εργασίας και ημερίδες.

Μετά την ολοκλήρωση των συνεντεύξεων, τα προφίλ κινδύνου χώρας και τα αντίστοιχα επίπεδα κόστους κεφαλαίου επικαιροποιήθηκαν με τα σχόλια και τις πληροφορίες που λήφθηκαν από τους συμμετέχοντες εμπειρογνώμονες όσον αφορά στα έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας.

### **Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα Αιολικής Ενέργειας στην ΕΕ**

Οι συνεντεύξεις που πραγματοποιήθηκαν παρέχουν μια αξιολόγηση των εκτιμήσεων του θεωρητικού υποδείγματος προκειμένου να επισημανθούν υπερεκτιμήσεις ή υποεκτιμήσεις αυτού. Ειδικότερα, στη διάρκεια των συνεντεύξεων, ζητήθηκε από τους συμμετέχοντες να σχολιάσουν τα αποτελέσματα του υποδείγματος σχετικά με τις επενδύσεις σε χερσαίες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας. Επίσης, έγινε περαιτέρω προσεγγιστική εκτίμηση των τελικών αποτελεσμάτων σύμφωνα με τα σχόλια που λήφθηκαν στο πλαίσιο των συνεντεύξεων.

Όσον αφορά στην κατηγοριοποίηση των κινδύνων και στα αντίστοιχα στοιχεία κινδύνου που προσδιορίστηκαν, το ακόλουθο γράφημα παρουσιάζει μια εποπτική εικόνα της κατάταξης των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ, πλην του κινδύνου χώρας, από τους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις για χερσαία αιολικά έργα σε 24 από τα 28 κράτη μέλη της ΕΕ (πλην των Κροατία, Ιρλανδία, Λουξεμβούργο και Μάλτα).

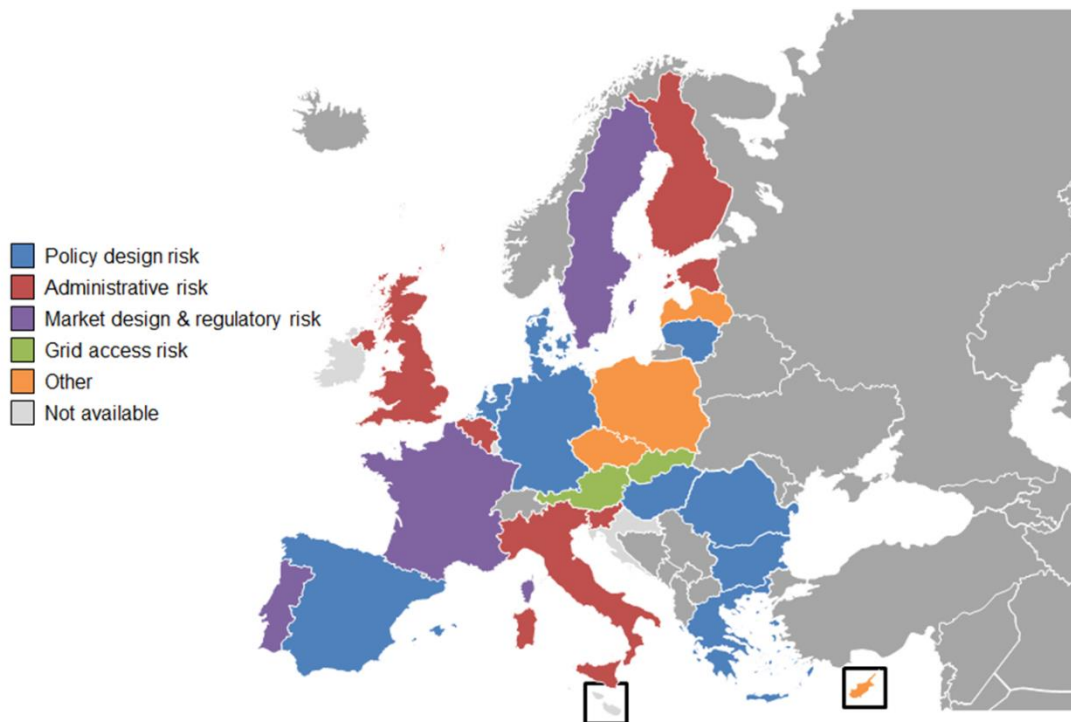


**Σχήμα 5.10.** Σημαντικότητα των Κατηγοριών Κινδύνου στα Κράτη Μέλη της ΕΕ (πλην HR, IE, LU, MT) (Angelopoulos et al., 2016)

Το Σχήμα 5.10 δείχνει ότι, κατά μέσο όρο, ο σχεδιασμός της πολιτικής αποτελεί τον κρισιμότερο παράγοντα σε σχέση με την έκθεση των επενδυτών σε κίνδυνο σε χειρσαία αιολικά έργα σε όλη την ΕΕ. Ο σχεδιασμός μιας πολιτικής επηρεάζει τον βαθμό των κινδύνων των τιμών και του όγκου της ενέργειας που πωλείται (εξισορρόπηση). Ως αποτέλεσμα, ο σχεδιασμός του συστήματος υποστήριξης αποτελεί σημαντικό παράγοντα για σταθερές επενδυτικές συνθήκες. Έτσι, αρκετοί εμπειρογνώμονες χαρακτήρισαν τον σχεδιασμό της πολιτικής ως το «στοιχείο-κλειδί» στην αγορά των ΑΠΕ, αποτελώντας τον σημαντικότερο παράγοντα που επηρεάζει το επενδυτικό περιβάλλον στην συγκεκριμένη αγορά.

Μετά τον κίνδυνο σχεδιασμού πολιτικής, μια ομάδα κατηγοριών κινδύνου, δηλ. ο διοικητικός κίνδυνος, ο κίνδυνος σχεδιασμού της αγοράς και ρυθμιστικός κίνδυνος και ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο, καταγράφονται σε σχεδόν ίσο επίπεδο σημαντικότητας. Οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις ανέφεραν συγκεκριμένα ότι υπάρχουν δυσκολίες για την εξασφάλιση πρόσβασης στο ηλεκτρικό δίκτυο για έργα ΑΠΕ, με προοπτική να ενισχυθούν οι δυσχέρειες στις περισσότερες χώρες κατά τις επόμενες δεκαετίες.

Στο Σχήμα 5.11 παρουσιάζεται η κατανομή των υψηλότερα κατατασσόμενων κινδύνων στα 24 κράτη μέλη της ΕΕ.



**Σχήμα 5.11.** Σημαντικότερες Κατηγορίες Κινδύνου στις χώρες της ΕΕ (Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων για Έργα Χερσαίας Αιολικής Ενέργειας) (Angelopoulos et al., 2016)

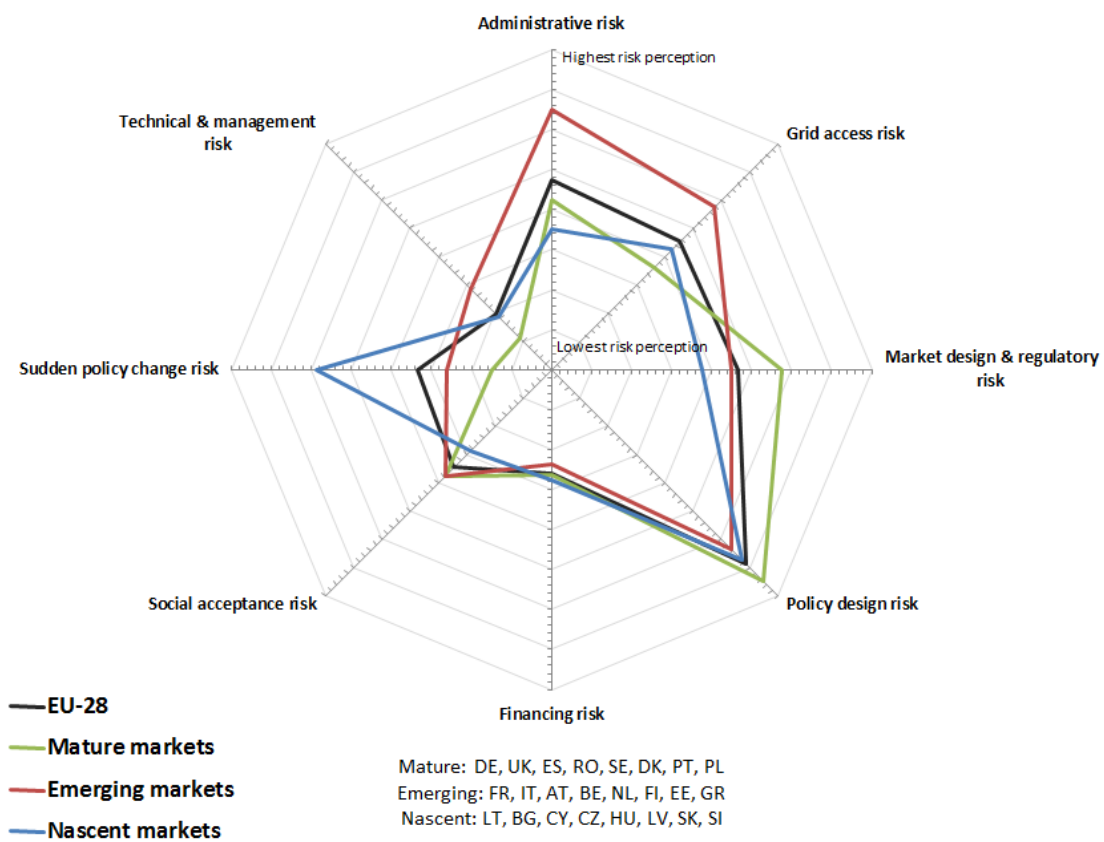
Ειδικότερα, το Σχήμα 5.11 παρουσιάζει την υψηλότερα κατατασόμενη κατηγορία κινδύνου, ως προς τον βαθμό σπουδαιότητας και επίδρασης στις επενδύσεις χερσαίων αιολικών έργων, σε κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Βάσει του εν λόγω σχήματος, ο σχεδιασμός της πολιτικής κατατάχθηκε πρώτος σε 9 κράτη μέλη, ακολουθούμενος από τους διοικητικούς κινδύνους (6 κράτη μέλη) και τους κινδύνους αγοράς & ρυθμιστικούς κινδύνους (3 κράτη μέλη). Ο συγκεκριμένος χάρτης, επίσης, παρουσιάζει την σχετικά γενναία γεωγραφική κατανομή αυτών των τριών πρώτων στοιχείων κινδύνου στην ΕΕ.

Επιπλέον, διαχωρισμός των κρατών μελών της ΕΕ γίνεται και βάσει της υφιστάμενης ανάπτυξης της αγοράς ΑΠΕ. Ειδικότερα, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, τόσο για χερσαίες όσο και για υπεράκτιες αιολικές τεχνολογίες ελήφθη υπόψιν, χρησιμοποιώντας ως κριτήριο την εγκατεστημένη ισχύ (EWEA, 2014), η οποία και συσχετίστηκε με το μερίδιο της αιολικής ενέργειας στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και την ανάπτυξή της κατά την τριετία 2011-2014. Με αυτό τον τρόπο, προέκυψε η κατάταξη των κρατών μελών σύμφωνα με την «ωρίμανση» (maturity) του τομέα αιολικής ενέργειας σε αυτές.

Πιο συγκεκριμένα, ζητήθηκε από τους συνεντευξιζόμενους να βαθμολογήσουν, στην κλίμακα 0-10, για τα εξής κριτήρια: αναλογία της αιολικής ενέργειας στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, μέση ετήσια αύξηση της ισχύος της αιολικής ενέργειας την περίοδο 2011-2014 και συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων. Σύμφωνα με την κατάταξη αυτή, τα κράτη μέλη εντάχθηκαν σε τρεις ομάδες αγορών, τις

εκκολαπτόμενες αγορές (0-3 μονάδες), τις αναδυόμενες αγορές (4-5 μονάδες) και τις ώριμες αγορές (6-10 μονάδες).

Με βάση την ανωτέρω κατανομή, στις ώριμες αγορές περιλαμβάνονται οι εξής χώρες: Γερμανία, Ηνωμένο Βασίλειο, Ισπανία, Ρουμανία, Σουηδία, Δανία, Πορτογαλία, Πολωνία. Στις αναδυόμενες αγορές βρίσκονται οι χώρες: Γαλλία, Ιταλία, Αυστρία, Βέλγιο, Ολλανδία, Φινλανδία, Εσθονία, Ελλάδα. Στις εκκολαπτόμενες αγορές οι ακόλουθες χώρες: Λιθουανία, Βουλγαρία, Κύπρος, Τσεχία, Ουγγαρία, Λετονία, Σλοβακία, Σλοβενία. Το Σχήμα 5.12 παρουσιάζει την αντίληψη των διαφόρων κατηγοριών κινδύνου που κατανέμονται σε αυτές τις τρεις ομάδες αγορών.



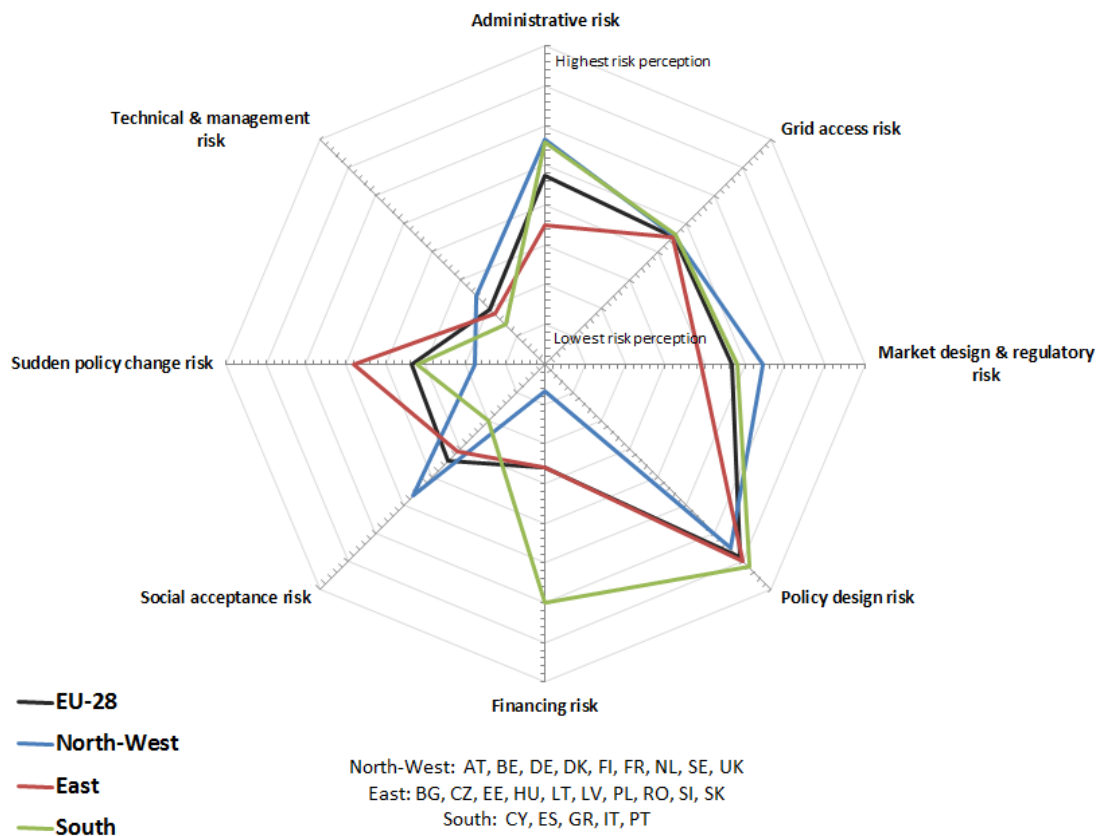
**Σχήμα 5.12.** Σύγκριση των Κρατών Μελών της ΕΕ με βάση την Ανάπτυξη της Αγοράς Αιολικής Ενέργειας (Angelopoulos et al., 2016)

Το παραπάνω σχήμα δείχνει ότι υπάρχει διαφορά στην εμφάνιση του κινδύνου και στον βαθμό σημαντικότητάς του με βάση την ανάπτυξη της αγοράς κάθε χώρας. Ειδικότερα, οι κίνδυνοι αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής κατατάσσονται πολύ υψηλότερα σε εκκολαπτόμενες αγορές από ό,τι σε αναδυόμενες και ώριμες αγορές. Επιπλέον, ο υψηλός αντιλαμβανόμενος κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής ενδέχεται να αποτελεί κρίσιμο λόγο για τον οποίο ορισμένες εκκολαπτόμενες αγορές δεν αναβαθμίζονται σε αναδυόμενες αγορές. Ο υψηλός κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής του σχεδιασμού της

πολιτικής μπορεί να αποθαρρύνει τους φορείς ανάπτυξης έργων και τους παρόχους ιδιωτικών κεφαλαίων να επενδύσουν σε έργα αιολικής ενέργειας στις αντίστοιχες αγορές.

Επιπλέον, τα κράτη μέλη της ΕΕ κατηγοριοποιήθηκαν με κριτήριο τη γεωγραφική κατανομή τους. Ειδικότερα, 3 βασικές ομάδες χωρών δημιουργήθηκαν και πραγματοποιήθηκε σύγκριση μεταξύ τους με βάση τις κατηγορίες κινδύνου με την μεγαλύτερη επιρροή σε έργα χερσαίων αιολικών (βλέπε Σχήμα 5.13). Η συγκεκριμένη κατηγοριοποίηση των χωρών είναι η ακόλουθη:

- Βόρεια και Δυτική Ευρώπη (Αυστρία, Βέλγιο, Γερμανία, Δανία, Φινλανδία, Γαλλία, Ολλανδία, Σουηδία και Ηνωμένο Βασίλειο),
- Ανατολική Ευρώπη (Βουλγαρία, Τσεχία, Εσθονία, Ουγγαρία, Λιθουανία, Λετονία, Πολωνία, Ρουμανία, Σλοβενία και Σλοβακία),
- Νότια Ευρώπη (Κύπρος, Ισπανία, Ελλάδα, Ιταλία και Πορτογαλία).



**Σχήμα 5.13.** Σύγκριση των Κρατών Μελών της ΕΕ με βάση την Γεωγραφική Κατανομή (DIA-CORE, 2016)

Το γράφημα παρουσιάζει τα ακόλουθα:

- Δεν υπάρχει κάποια διαφοροποίηση μεταξύ των κατηγοριών των χωρών σε σχέση με τον κίνδυνο πρόσβασης στο δίκτυο και μια σχετικά μικρή διαφοροποίηση για τον κίνδυνο σχεδιασμού πολιτικής.



- Για κάθε κατηγορία χωρών, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αξιολογήθηκε ως ο πιο σημαντικός, με τις χώρες στην Ανατολική και Νότια Ευρώπη να τον κατατάσσουν ελαφρώς υψηλότερα σε επίπεδο σημαντικότητας σε σχέση με τις χώρες της Βόρειας και Δυτικής Ευρώπης.

Το συγκεκριμένο γράφημα παρουσιάζει, επίσης, διαφοροποιήσεις μεταξύ των κατηγοριών των χωρών, με τη μεγαλύτερη διαφοροποίηση να εντοπίζεται στην περίπτωση του κινδύνου χρηματοδότησης επενδύσεων ΑΠΕ. Ειδικότερα, η χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ στην Βόρεια και Δυτική Ευρώπη δεν αποτελεί παράγοντα κινδύνου για την υλοποίηση επενδύσεων στα έργα αυτά ενώ, αντιθέτως, αυτό αποτελεί ένα στοιχείο κινδύνου υψηλής έντασης και σημαντικότητας, μετά από τον κίνδυνο σχεδιασμού πολιτικής, για τις χώρες της Νότιας Ευρώπης.

Η χρηματοοικονομική κρίση των τελευταίων ετών είχε μια σημαντική επίδραση, κυρίως, στις χώρες της Νότιας Ευρώπης. Πιο συγκεκριμένα, η κρίση οδήγησε σε μείωση της παροχής δανείων από την πλευρά των χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων και, έτσι, οι επενδύσεις σε έργα αιολικής ενέργειας μετατράπηκαν σε επενδύσεις υψηλότερου κινδύνου. Αυτός ο κίνδυνος αύξησε τα κόστη χρηματοδότησης και, με αυτόν τον τρόπο, το LCOE των έργων αιολικής ενέργειας που αποτελούν επενδύσεις με υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης, οι κίνδυνοι που αφορούν στον σχεδιασμό της ενεργειακής πολιτικής και των συστημάτων υποστήριξης των ΑΠΕ θεωρούνται ως τα πλέον κρίσιμα στοιχεία για την εκτεταμένη ανάπτυξη επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής κατατάσσεται ως η κρισιμότερη συνιστώσα κινδύνου, πέραν του κινδύνου χώρας, που επηρεάζει άμεσα την ανταγωνιστικότητα των τεχνολογιών ΑΠΕ σε σύγκριση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το αποτέλεσμα αυτό συμβαδίζει με την αναφορά της Oxera Consulting (2011), όπου περιγράφεται ότι ο κίνδυνος πολιτικής, ή η άμβλυνση των κινδύνων μέσω της πολιτικής, έχει τεράστια σημασία για τις υψηλής εντάσεως κεφαλαίου και διαλείπουσες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως η αιολική ενέργεια. Επίσης, ο διοικητικός κίνδυνος, ο κίνδυνος σχεδιασμού αγοράς και ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο χαρακτηρίζονται ως οι σημαντικότεροι από τις υπόλοιπες κατηγορίες κινδύνου που αναγνωρίστηκαν. Ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής κατατάσσεται υψηλά, καθώς έλαβαν χώρα αρκετές αναδρομικές αλλαγές πολιτικής σε ορισμένες χώρες της ΕΕ (π.χ. Τσεχία, Βουλγαρία, Σλοβενία, Ισπανία και Ελλάδα).

Επιπλέον, η έρευνα καταλήγει στο συμπέρασμα ότι υπάρχουν σημαντικές διαφορές μεταξύ των κατηγοριών επενδυτικού κινδύνου βάσει των επιπέδων περιφερειακής ανάπτυξης και ανάπτυξης της αγοράς ΑΠΕ. Οι χώρες στο νότο της ΕΕ αντιμετωπίζουν υψηλότερους κινδύνους χρηματοδότησης, ενώ αντιθέτως, στις βορειοδυτικές χώρες της

ΕΕ ο κίνδυνος χρηματοδότησης είναι λιγότερο σημαντικός. Επίσης, οι αγορές ΑΠΕ με παρόμοια ανάπτυξη επιδεικνύουν παρόμοια επίπεδα διοικητικού κινδύνου.

### Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα Αιολικής Ενέργειας στην ΕΕ

Οι τελικές εκτιμήσεις των χρηματοοικονομικών δεικτών, βάσει των αποτελεσμάτων των συνεντεύξεων, περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.5 (Angelopoulos et al., 2016).

**Πίνακας 5.5.** Εκτιμήσεις Χρηματοοικονομικών Δεικτών για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας (βάσει Συνεντεύξεων)

<i>Χώρα</i>	<i>WACC</i>	<i>CoE</i>	<i>CoD</i>	<i>D/E ratio</i>
<i>Αυστρία</i>	6,5%	8-10%	4,5-5,5%	75/25
<i>Βέλγιο</i>	5-6%	10,8%	5-5,5%	80/20
<i>Βουλγαρία</i>	10%	12-13%	7,5-8%	50/50
<i>Κροατία</i>	12%	-	-	70/30
<i>Κύπρος</i>	8-12%	15%	4,5-9%	70/30
<i>Τσεχία</i>	8%	12%	6,5-7,5%	70/30
<i>Δανία</i>	5-6,5%	10-11,2%	4,5-5,5%	80/20
<i>Εσθονία</i>	6,4-13%	15-20%	4,5-4,7%	65/35
<i>Φινλανδία</i>	6-7%	12-15%	3-5%	75/25
<i>Γαλλία</i>	5,7%	10,5-11,5%	5,7%	80/20
<i>Γερμανία</i>	3,5-4,5%	6-9%	1,8-3,2%	80/20
<i>Ελλάδα</i>	12%	14-16%	8,5-12,5%	55/45
<i>Ουγγαρία</i>	11,3%	14-15%	8-10%	65/35
<i>Ιρλανδία</i>	9%	11-12%	6,5-7,5%	70/30
<i>Ιταλία</i>	7-9%	10-13%	8-10%	65/35
<i>Λετονία</i>	9,3%	16,1%	6%	70/30
<i>Λιθουανία</i>	8-9%	16,6%	6%	70/30
<i>Λουξεμβούργο</i>	-	-	-	-
<i>Μάλτα</i>	-	-	-	-
<i>Ολλανδία</i>	6-6,7%	13,7-14,2%	4,7-6,3%	70/30
<i>Πολωνία</i>	8,7-10%	14-14,5%	6,1-8,1%	70/30

<i>Χώρα</i>	<i>WACC</i>	<i>CoE</i>	<i>CoD</i>	<i>D/E ratio</i>
<i>Πορτογαλία</i>	7,5-8,5%	12-13%	6%	60/40
<i>Ρουμανία</i>	11,1%	16-18%	7-10%	50/50
<i>Σλοβακία</i>	8,1%	13,6%	6-7,3%	70/30
<i>Σλοβενία</i>	11%	17,4%	8,2-9,9%	75/25
<i>Ισπανία</i>	10%	13-15%	9-10%	70/30
<i>Σουηδία</i>	7,4-9%	10-12%	4,5-6%	60/40
<i>Ηνωμένο Βασίλειο</i>	6,5%	7-15%	5-5,5%	75/25

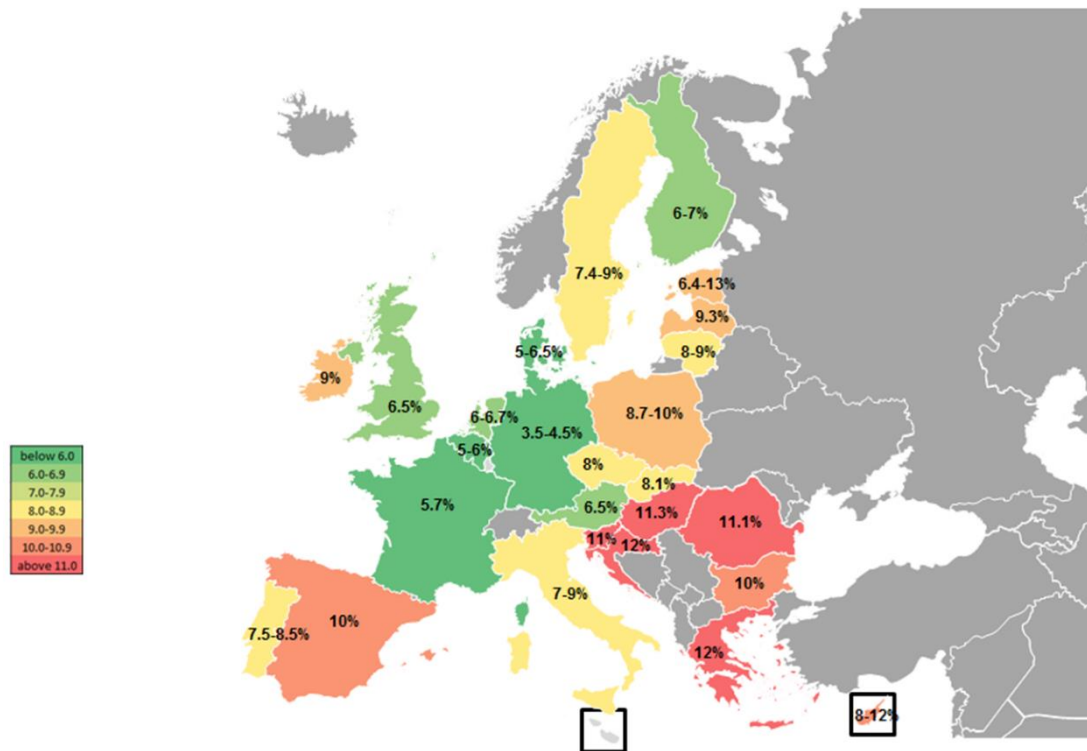
**Πηγή:** Angelopoulos et al. (2016)

Στην συνέχεια της τρέχουσας ενότητας παρουσιάζονται, με γραφικό τρόπο σε χάρτες, η διαφοροποίηση των τιμών των χρηματοοικονομικών δεικτών μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ (Angelopoulos et al., 2016; DIA-CORE, 2016).

#### **Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου**

Το Σχήμα 5.14 παρουσιάζει τις προσεγγιστικές εκτιμήσεις του WACC βάσει των απαντήσεων των συμμετεχόντων στις συνεντεύξεις. Ένα πρώτο στοιχείο που πρέπει να τονιστεί είναι το μεγάλο χάσμα μεταξύ των διαφορετικών τιμών του WACC μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ. Η Γερμανία έχει το χαμηλότερο WACC στην ΕΕ-28, με τιμές 3,5-4,5% για χερσαία αιολικά έργα, ενώ αρκετές χώρες όπου οι συνθήκες είναι λιγότερο ευνοϊκές, έχουν τιμές του δείκτη τριπλάσιες ή ακόμα υψηλότερες σε σχέση με τις αντίστοιχες της Γερμανίας.

Αυτή η σημαντική διαφορά εξηγείται από το ότι, σε όλες τις συνιστώσες του υπολογισμού του WACC, οι αντίστοιχες τιμές είναι πολύ χαμηλότερες για τη Γερμανία. Σημαντικός παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπ' όψιν είναι ο ισχυρός ανταγωνισμός μεταξύ των τραπεζών στη Γερμανία, γεγονός που μειώνει σημαντικά το κόστος χρηματοδότησης.

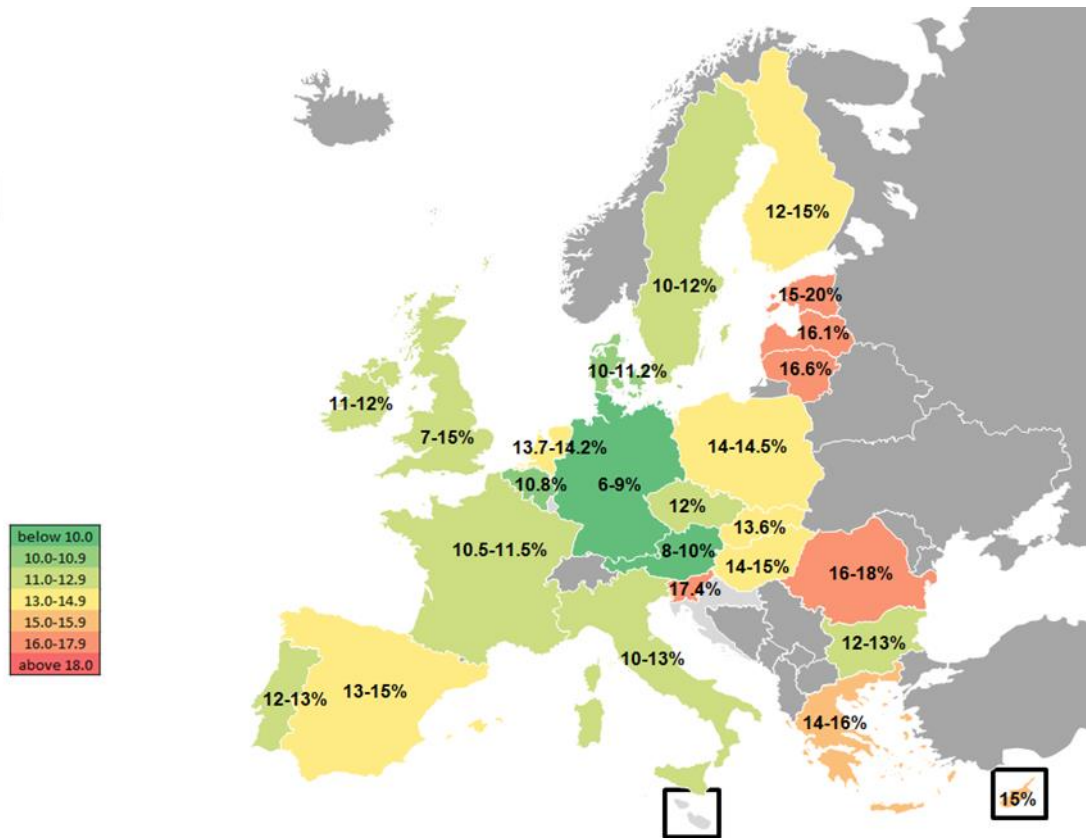


**Σχήμα 5.14.** Εκτιμήσεις του Δείκτη WACC για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας – Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων (Angelopoulos et al., 2016)

Επίσης, το επίπεδο WACC εξαρτάται κατά πολύ από τους εναλλακτικούς τρόπους διάρθρωσης της οικονομικής συμφωνίας. Ειδικότερα, η συμμετοχή στη χρηματοδότηση του έργου χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων όπως η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων ή η Αναπτυξιακή Τράπεζα KfW, που μπορεί να παρέχουν μακροπρόθεσμη χρηματοδότηση υπό ευνοϊκότερους όρους μπορεί να μειώσει σημαντικά το WACC.

### Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων

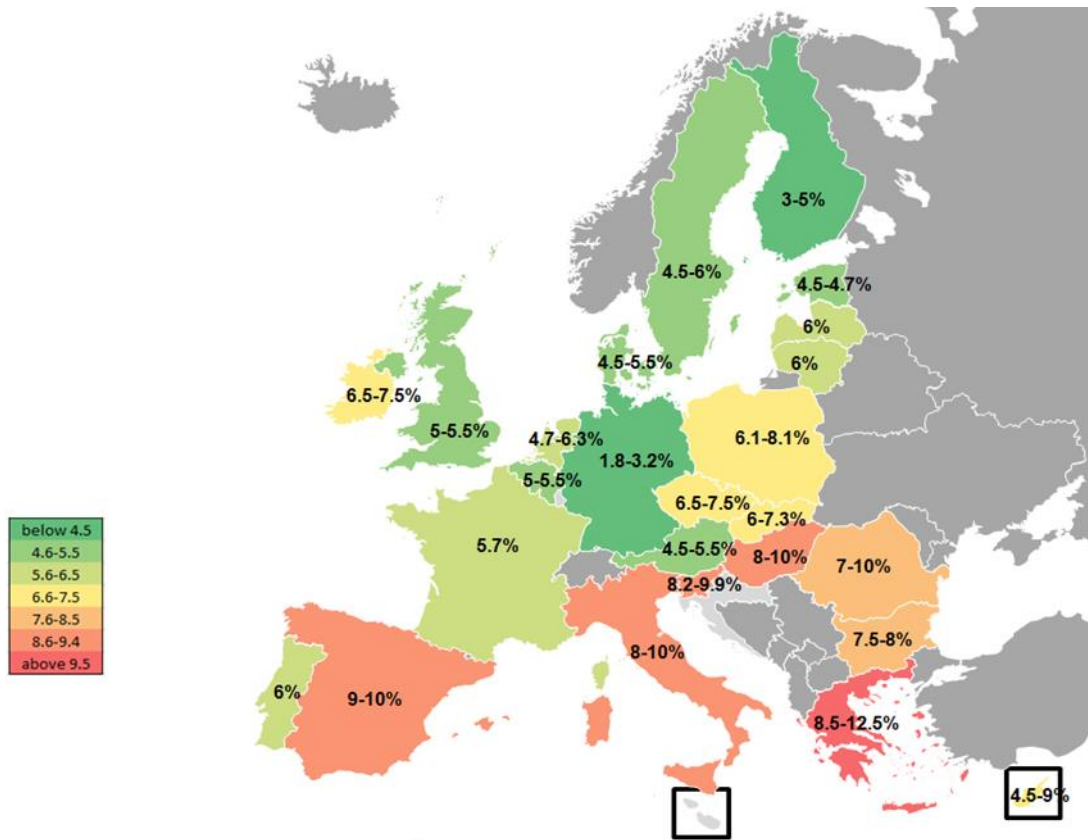
Βάσει των εξαχθέντων αποτελεσμάτων, το κόστος ιδίων κεφαλαίων λαμβάνει, εν γένει, χαμηλότερες τιμές σύμφωνα με τις εκτιμήσεις των συμμετεχόντων στις συνεντεύξεις από ό,τι σύμφωνα με το προτεινόμενο υπόδειγμα (Σχήμα 5.15). Το κόστος ιδίων κεφαλαίων για χερσαία αιολικά έργα κυμαίνεται από 6% στη Γερμανία έως άνω του 15% σε χώρες όπως η Εσθονία, η Ελλάδα, η Λετονία, η Λιθουανία, η Ρουμανία και η Σλοβενία. Τα κράτη μέλη στη δυτική Ευρώπη εμφανίζουν γενικά χαμηλότερες τιμές, συνήθως μεταξύ 8% και 15%, σε σύγκριση με αρκετές ανατολικές χώρες, με κόστος ιδίων κεφαλαίων τουλάχιστον 16%. Ορισμένοι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις εξήγησαν ότι το κόστος ιδίων κεφαλαίων μειώθηκε όταν η έντονη ανάπτυξη των ΑΠΕ κατέρρευσε στην αγορά τους. Κατά τη διάρκεια της έντονης ανάπτυξης, το κόστος ιδίων κεφαλαίων ήταν πολύ υψηλότερο λόγω του ενδιαφέροντος για μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους.



**Σχήμα 5.15.** Εκτιμήσεις του Κόστους Ιδίων Κεφαλαίων για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας – Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων

### Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων

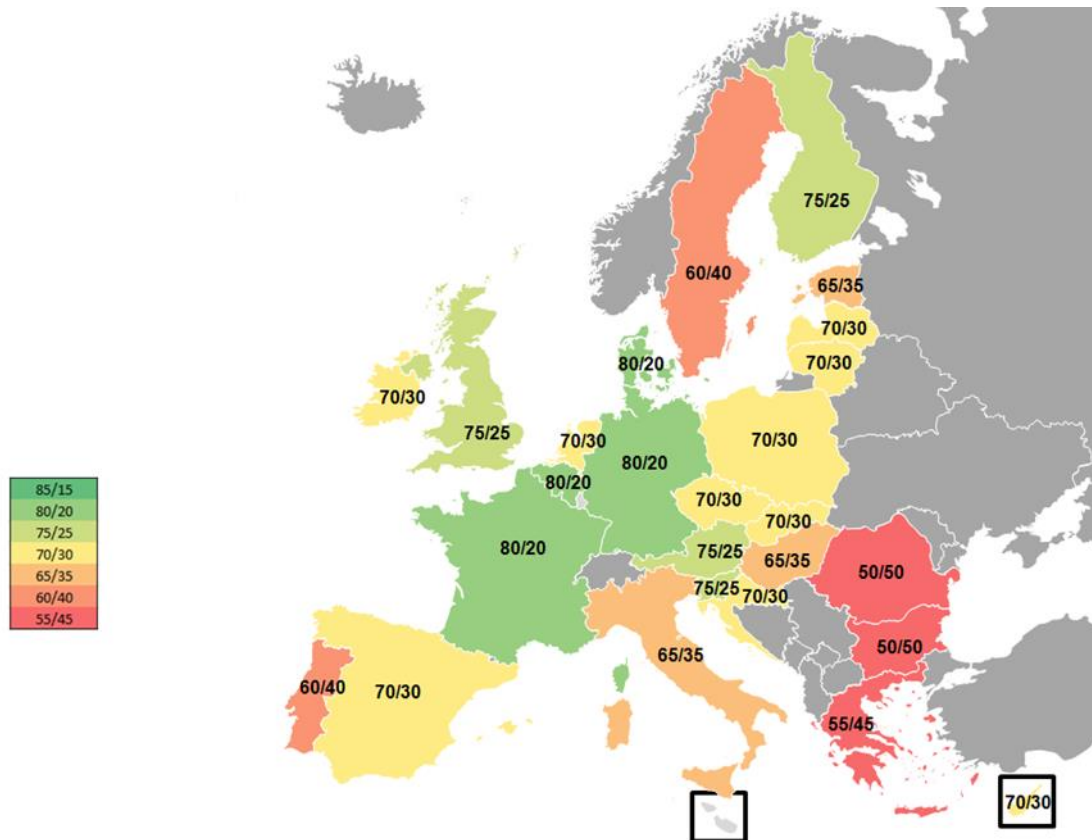
Επίσης, οι τιμές του κόστους δανειακών κεφαλαίων είναι πολύ χαμηλότερες από ό,τι εκτίμησε το υπόδειγμα στις περισσότερες αγορές, στο πλαίσιο πολύ χαμηλών επιτοκίων και διαθεσιμότητας κεφαλαίων, που δεν είχαν προβλεφθεί στους υπολογισμούς του υποδείγματος (Σχήμα 5.16). Τα αποτελέσματα των συνεντεύξεων δείχνουν ότι το κόστος δανειακών κεφαλαίων κυμαίνεται από 1,8% στη Γερμανία έως 12,5% στην Ελλάδα. Οι Γερμανοί εμπειρογνώμονες εξήγησαν ότι ο κύριος λόγος για το χαμηλό κόστος χρηματοδότησης είναι το υφιστάμενο υψηλό πλεονάζον παραγωγικό δυναμικό στην κεφαλαιαγορά και, συνεπώς, ο έντονος ανταγωνισμός στην παροχή πιστώσεων στη Γερμανία. Πολλές τράπεζες θεωρούν ότι τα αιολικά έργα είναι ασφαλείς μορφές επενδύσεων. Εκτός από τη Γερμανία, χαμηλό κόστος χρηματοδότησης εμφανίζεται σε βόρεια κράτη μέλη της ΕΕ, με μέγιστη τιμή 7,5%, ενώ οι νότιες χώρες της ΕΕ αναφέρουν τιμές ίσες ή υψηλότερες από 7%. Σύμφωνα με τους επενδυτές, οι κύριες παράμετροι που επηρεάζουν το κόστος δανειακών κεφαλαίων είναι ο γενικός κίνδυνος χώρας, οι συγκεκριμένοι επενδυτικοί κίνδυνοι ΑΠΕ και ο υφιστάμενος ανταγωνισμός μεταξύ των τομέων δραστηριότητας.



**Σχήμα 5.16.** Εκτιμήσεις του Κόστους Δανειακών Κεφαλαίων για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας – Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων

### Δείκτης Χρέους / Ίδια Κεφάλαια

Επιπλέον, οι όροι χρηματοδότησης χερσαίων αιολικών έργων διαφέρουν αρκετά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ (Σχήμα 5.17). Ειδικότερα, οι ώριμες αγορές ενέργειας, όπως η Γερμανία και η Δανία, εμφανίζουν ποσοστό χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ μέσω δανειακών κεφαλαίων τουλάχιστον 80%, όπως προέκυψε από τις συνεντεύξεις. Αυτό το μεγάλο μερίδιο δανειακών κεφαλαίων αποτελεί υψηλό κίνητρο για επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ, καθώς οι χαμηλότερες τιμές του κόστους χρηματοδότησης, σε σύγκριση με το κόστος ιδίων κεφαλαίων, συμβάλλουν σε μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους για τους φορείς ανάπτυξης έργων. Αντίθετα, τα χερσαία αιολικά έργα σε χώρες της νοτιοανατολικής Ευρώπης χρηματοδοτούνται με ίδια κεφάλαια σε ποσοστό έως 50%. Αυτό αυξάνει το κόστος χρηματοδότησης χερσαίων αιολικών έργων και, συχνά, καθιστά αδύνατη τη χρηματοδότηση τέτοιων έργων. Μερίδιο χρέους κάτω του 70% (μεταξύ 50% και 65%) διαπιστώνεται σχεδόν στο ένα τρίτο των χωρών της ΕΕ, γεγονός που καταδεικνύει τους αντιλαμβανόμενους κινδύνους για χερσαία αιολικά έργα σε πολλά κράτη μέλη της ΕΕ.



**Σχήμα 5.17.** Εκτιμήσεις του Δείκτη Χρέους / Ίδια Κεφάλαια για Χερσαίες Εγκαταστάσεις Αιολικής Ενέργειας – Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων

### Κόστος Κεφαλαίου και Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας

Το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ποικίλει ανά τεχνολογία, χώρα και έργο ΑΠΕ, με βάση το δυναμικό των ΑΠΕ (αιολικό δυναμικό, ηλιακή ακτινοβολία), το κόστος εγκατάστασης, τα λειτουργικά κόστη καθώς και την απόδοση της εκάστοτε τεχνολογίας ΑΠΕ (IRENA, 2015).

Το LCOE αποτελεί την αναγκαία τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου τα έσοδα ενός έργου να ισούνται με το άθροισμα των εξόδων και της απόδοσης του επενδεδυμένου κεφαλαίου, που ισοδυναμεί με το επιλεγμένο προεξοφλητικό επιτόκιο. Τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μεγαλύτερη από το LCOE ισοδυναμεί με μεγαλύτερη απόδοση για το κεφάλαιο, ενώ μια τιμή ίση ή κάτω από το LCOE οδηγεί σε χαμηλότερη απόδοση κεφαλαίου ή ακόμη και σε ζημία. Το LCOE αποτελεί έναν διαδεδομένο δείκτη αποτίμησης της οικονομικής βιωσιμότητας μιας επένδυσης σε έργα ΑΠΕ και έχει εφαρμοστεί ευρέως σε αντίστοιχες τεχνοοικονομικές αναλύσεις της βιβλιογραφίας.

Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης περίπτωσης, προσδιορίστηκε το LCOE από χερσαία αιολικά στα κράτη μέλη της ΕΕ. Η μέθοδος που εφαρμόστηκε για την αποτίμηση του LCOE είναι αυτή της προεξόφλησης ταμειακών ροών (Discounted Cash Flow – DCF). Η

συγκεκριμένη μέθοδος υπολογισμού του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ βασίζεται στην προεξόφληση των χρηματοοικονομικών ροών σε μια κοινή χρονική βάση, λαμβάνοντας υπόψιν την χρονική αξία του χρήματος. Δεδομένης της υψηλής έντασης κεφαλαίου των περισσότερων επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και το γεγονός ότι το κόστος των καυσίμων είναι μηδενικό, ο δείκτης WACC που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση του έργου, ως το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο, έχει σημαντική επίδραση στη διαμόρφωση του LCOE (IRENA, 2019c).

Η εξίσωση αποτίμησης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε δίνεται ακολούθως (IRENA, 2019c):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.6)$$

Όπου:

$LCOE$  : Σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια ζωής του έργου

$I_t$  : Επενδυτικές δαπάνες στο έτος  $t$

$M_t$  : Δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης στο έτος  $t$

$F_t$  : Κόστη καυσίμων στο έτος  $t$

$E_t$  : Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο έτος  $t$

$r$  : Επιτόκιο προεξόφλησης

$n$  : Οικονομική διάρκεια ζωής του έργου.

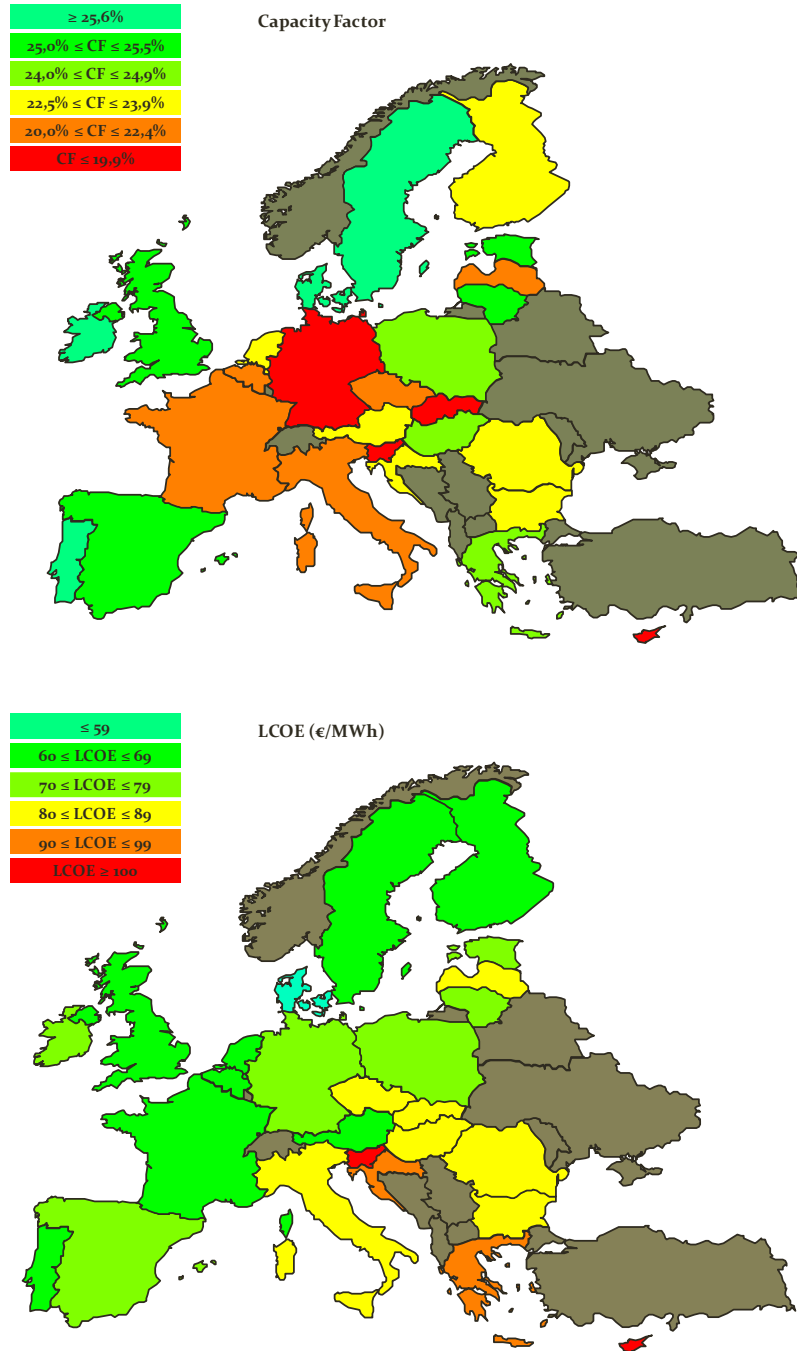
Η συγκεκριμένη εξίσωση υπολογισμού του LCOE στηρίζεται σε στοιχεία του κόστους εγκατάστασης και του συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) καθώς και στα έξοδα λειτουργίας και διαχείρισης (Operation & Maintenance costs) της μελετούμενης τεχνολογίας ΑΠΕ. Επιπλέον, η εξίσωση περιλαμβάνει τον δείκτη WACC, ως το εφαρμοζόμενο προεξοφλητικό επιτόκιο, και την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης. Η συγκεκριμένη προσέγγιση υπολογισμού του LCOE παρά το γεγονός ότι είναι σχετικά απλουστευμένη, παρέχει ένα αποδοτικό μέτρο αποτίμησης του κόστους παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (IRENA, 2019c).

Τα ετήσια δεδομένα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένου ισχύος αιολικών πάρκων αντλήθηκαν από τη βάση δεδομένων της IRENA για τα έτη 2013-2017 και χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό του μέσου συντελεστή χρησιμοποίησης κατά την συγκεκριμένη 5ετία (IRENA Resource, 2019). Επιπλέον, για τα αρχικά κόστη εγκατάστασης και τα κόστη λειτουργίας αιολικών πάρκων θεωρήθηκαν ενδεικτικές τιμές



1.300€/kW και 30€/kW/έτος, αντίστοιχα, για όλες τις χώρες της ΕΕ και η διάρκεια ζωής καθορίστηκε στα 25 χρόνια (IRENA, 2019c).

Στο Σχήμα 5.18 παρουσιάζεται η γεωγραφική κατανομή του συντελεστή χρησιμοποίησης και του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας από χερσαία αιολικά πάρκα στις χώρες της ΕΕ. Όσον αφορά το επιτόκιο προεξόφλησης που χρησιμοποιήθηκε κατά τον υπολογισμό του LCOE, αυτό θεωρήθηκε ίσο με το WACC που εξήχθη από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας στην συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης.



**Σχήμα 5.18.** Γεωγραφική Κατανομή Συντελεστή Χρησιμοποίησης και Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας Έργων Αιολικής Ενέργειας στην ΕΕ

Οι χώρες με την μεγαλύτερη απόκλιση μεταξύ αιολικού δυναμικού και σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας είναι το Βέλγιο, η Γαλλία και η Γερμανία, παρουσιάζοντας ευνοϊκότερα επίπεδα κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά σε σχέση με το αιολικό δυναμικό τους. Αντιθέτως, η Ελλάδα και η Ιρλανδία είναι οι χώρες εκείνες που εμφανίζουν υψηλότερα επίπεδα κόστους παρά το γεγονός ότι διαθέτουν πλούσιο αιολικό δυναμικό.

Τα εξαγόμενα αποτελέσματα, όσον αφορά το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, συμβαδίζουν απόλυτα με τα συμπεράσματα της τρέχουσας ανάλυσης και συγκεκριμένα με το γεγονός ότι το σταθερό πλαίσιο πολιτικής και ο χαμηλός κίνδυνος χώρας μπορεί να αντισταθμίσει την απουσία πλούσιου αιολικού δυναμικού, ή αντίστοιχων φυσικών πόρων, και να συμβάλει στη διαμόρφωση ενός ευνοϊκότερου επενδυτικού περιβάλλοντος για την ανάπτυξη έργων ανανεώσιμης ενέργειας.

### 5.3.2 Μελέτη Περίπτωσης II: Έργα Αιολικής και Φ/Β Ενέργειας στην Ελλάδα

#### Μεθοδολογία και Δεδομένα

Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης περίπτωσης, αξιολογήθηκαν τα διάφορα στοιχεία κινδύνου για χερσαίες αιολικές και Φ/Β επενδύσεις και ποσοτικοποιήθηκε το κόστος κεφαλαίου των αντίστοιχων έργων ΑΠΕ, για την περίπτωση της Ελλάδος, μέσω της εφαρμογής του προτεινόμενου θεωρητικού υποδείγματος που εδράζεται στην επιστημονική βιβλιογραφία. Η παρούσα ερευνητική ανάλυση επικυρώθηκε μέσα από την διενέργεια στοχευμένων συνεντεύξεων και ημερίδων, με τη συμμετοχή πολλών βασικών εθνικών εμπειρογνομόνων της αγοράς ενέργειας.

Η μεθοδολογία για την αξιολόγηση των στοιχείων κινδύνου και την ποσοτικοποίηση του WACC για έργα ΑΠΕ βασίζεται στη μελέτη των Angelopoulos et al. (2016). Μετά από εκτεταμένη επισκόπηση της βιβλιογραφίας, επισημάνθηκαν τα σημαντικότερα στοιχεία κινδύνου που συνδέονται με αυτές τις επενδύσεις (Byrnes et al., 2016; Dóci & Gotchev, 2016; Gatzert & Kosub, 2016; Jin et al., 2014; Wing & Jin, 2015; Stigka et al., 2014). Ειδικότερα, οι σχετικοί κίνδυνοι, που συνδέονται με τα τρία αναπτυξιακά στάδια των έργων ΑΠΕ, και συγκεκριμένα τον σχεδιασμό, την κατασκευή και τη λειτουργία, αξιολογήθηκαν και αναλύθηκαν περαιτέρω σε συνεργασία με εμπειρογνώμονες της αγοράς ΑΠΕ.

Στην τρέχουσα ανάλυση θεωρήθηκε ότι τα στοιχεία κινδύνου που παρουσιάζονται, πλην του κινδύνου χώρας που είναι ένας οριζόντιος κίνδυνος που επηρεάζει όλες τις επενδύσεις σε μια χώρα, καλύπτουν το συνολικό φάσμα των συνιστωσών κινδύνου που επηρεάζουν τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ. Κατά τη διάρκεια της φάσης ανάπτυξης ενός έργου ΑΠΕ, υπάρχει ο δυνητικός κίνδυνος να μην συναφθεί σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ή να μην πληρούνται οι προϋποθέσεις που θέτουν οι πιστωτές, σε περίπτωση π.χ. πολύ μικρής διάρκειας της σύμβασης. Οι συμβάσεις με σύντομη διάρκεια μπορεί να οδηγήσουν σε υψηλότερες συνολικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και, συνεπώς, σε υψηλότερο χρηματοδοτικό κίνδυνο και μεγαλύτερες προσαυξήσεις τιμών (Wiser & Pickle, 1997). Γενικά, οι κυβερνήσεις δύνανται να υποχρεώσουν τους πιστωτές να προσφέρουν μακροχρόνιες συμβάσεις που να οδηγούν σε μειωμένα ασφάλιστρα κινδύνου (risk premiums) και, συνεπώς, σε μειωμένο κόστος χρηματοδότησης (De Jager & Rathmann, 2008).

Εκτός του επιτοκίου δανεισμού (κόστος δανειακών κεφαλαίων), η διάρκεια της χρηματοδότησης, δηλαδή η χρονική διάρκεια του δανείου, αποτελεί έναν ακόμη παράγοντα που ασκεί κρίσιμη επίδραση στο LCOE από έργα ΑΠΕ. Γενικά, οι αυξημένοι επενδυτικοί κίνδυνοι οδηγούν σε μικρότερη διάρκεια χρηματοδότησης που, αυτή με τη σειρά της, οδηγεί σε μια συνολική αύξηση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από έργα ΑΠΕ (Wiser & Pickle, 1997).

Ειδικότερα, οι μαθηματικοί τύποι που εφαρμόζονται για τον υπολογισμό του WACC και οι αντίστοιχες συνιστώσες τους περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.6.

**Πίνακας 5.6.** Μαθηματικοί Τύποι για τον Υπολογισμό των Χρηματοοικονομικών Δεικτών της Ανάλυσης

<i>Χρηματοοικονομικοί Δείκτες</i>	<i>Παράμετροι</i>
$WACC = \frac{E}{E + D} * CoE + \frac{D}{E + D} * CoD * (1 - Tax)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ WACC: Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου</li> <li>▪ E: Αγοραία Αξία Ιδίων Κεφαλαίων</li> <li>▪ D: Αγοραία Αξία Δανειακών Κεφαλαίων</li> <li>▪ CoE: Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων</li> <li>▪ CoD: Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων</li> <li>▪ Tax: Εταιρικός Φορολογικός Συντελεστής</li> </ul>
$CoE = RfR + beta * MRP$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CoE: Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων</li> <li>▪ RfR: Επιτόκιο Μηδενικού Κινδύνου</li> <li>▪ beta: Συντελεστής Συστηματικού Κινδύνου βήτα</li> <li>▪ MRP: Ασφάλιστρο Κινδύνου Αγοράς</li> </ul>
$CoD = European RfR + CDS + PS$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CoD: Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων</li> <li>▪ European RfR: Επιτόκιο Μηδενικού Κινδύνου στην ΕΕ</li> <li>▪ CDS: 10-ετές Ασφάλιστρο Κινδύνου Χώρας</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PS: Διαφορά Απόδοσης Έργου ΑΠΕ</li> </ul>
ή	ή
<b>CoD = TS + CR + PS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CoD: Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων</li> <li>▪ TS: Επιτόκιο Συμφωνιών Ανταλλαγής</li> <li>▪ CR: Κίνδυνος Χώρας</li> <li>▪ PS: Διαφορά Απόδοσης Έργου ΑΠΕ</li> </ul>

**Πηγές:** Frank & Shen (2015), Sharpe (1964), Lintner (1965), Eurelectric (2012), BNEF (2013).

Η ποσοτικοποίηση του κόστους ιδίων κεφαλαίων πραγματοποιήθηκε με την εφαρμογή του CAPM. Για την περίπτωση του βασικού ονομαστικού επιτοκίου, χρησιμοποιήθηκε ο μέσος όρος ενός έτους της απόδοσης του 10-ετούς ελληνικού κρατικού ομολόγου. Ο υπολογισμός του συντελεστή βήτα (beta) βασίστηκε στη στατιστική ανάλυση των αποδόσεων της εταιρίας ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, η οποία διαθέτει ένα ευρύ και διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο στην ελληνική αγορά ενέργειας. Η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή ήταν η μόνη εταιρία ανανεώσιμης ενέργειας που ήταν εισηγμένη στο Χρηματιστήριο Αθηνών κατά τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας μελέτης περίπτωσης. Επιπλέον, η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) δεν συμπεριελήφθη στον υπολογισμό του συντελεστή βήτα λόγω του ότι το χαρτοφυλάκιο ενέργειας της εταιρίας περιλαμβάνει και ευρεία σειρά μη ανανεώσιμων έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεθοδολογική προσέγγιση που ακολουθήθηκε για την ποσοτικοποίηση του συντελεστή βήτα βασίστηκε στην μελέτη των Angelopoulos et al. (2016). Επίσης, τα στοιχεία ασφαλίστρου κινδύνου αγοράς (market risk premiums) προέρχονται από τη μελέτη των Fernandez et al. (2013).

Για τον υπολογισμό του κόστους δανειακών κεφαλαίων χρησιμοποιήθηκαν οι δύο διαφορετικές προσεγγίσεις που προτείνονται από τους Eurelectric (2012) και BNEF (2013). Ειδικότερα, η μέση ετήσια απόδοση του 10-ετούς γερμανικού κρατικού ομολόγου χρησιμοποιήθηκε ως ένα αντιπροσωπευτικό Ευρωπαϊκό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου στην πρώτη προσέγγιση. Επιπλέον, ελήφθη υπ' όψιν και η σύμβαση ανταλλαγής κινδύνου αθέτησης (credit default swap - CDS) της Ελλάδος και τα spreads των έργων ανανεώσιμης ενέργειας, που εκτιμώνται σε 3% και 3,5% για χερσαία αιολικά και Φ/Β έργα, αντίστοιχα (Levin M., 2012). Όσον αφορά στη δεύτερη μεθοδολογία, χρησιμοποιείται το επιτόκιο συμφωνιών ανταλλαγής (term swap interest rate) ως ενδεικτικό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου σε επίπεδο ΕΕ. Στην προσέγγιση αυτή, ο κίνδυνος χώρας

αντιπροσωπεύεται από τη διαφορά μεταξύ της απόδοσης του ελληνικού και του γερμανικού 10-ετούς κρατικού ομολόγου (μέσος όρος ενός έτους). Τέλος, εκτιμάται μια τυπική χρηματοδοτική διάρθρωση, 70% με δανεισμό και 30% με ίδια κεφάλαια, για χερσαίες αιολικές και Φ/Β επενδύσεις (Klessmann et al., 2013).

Οι αντίστοιχες παράμετροι εισόδου για την ποσοτικοποίηση του WACC, βάσει της θεωρητικής προσέγγισης, περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.7.

**Πίνακας 5.7.** Στοιχεία Εισόδου για το Θεωρητικό Υπόδειγμα Υπολογισμού του Κόστους Κεφαλαίου

<i>Παράμετροι</i>	<i>Τιμές</i>
<i>Επιτόκιο Μηδενικού Κινδύνου (RfR)</i>	10,05%
<i>Συντελεστής Συστηματικού Κινδύνου (beta)</i>	1,45
<i>Ασφάλιστρο Κινδύνου Αγοράς (MRP)</i>	7,3%
<i>Επιτόκιο Συμφωνιών Ανταλλαγής (TS)</i>	2,68%
<i>Κίνδυνος Χώρας</i>	8,48%
<i>Project Spread – Χερσαία Αιολικά</i>	3%
<i>Project Spread –Φ/Β</i>	3,5%
<i>Δείκτης Χρέους προς Ίδια Κεφάλαια (Debt-to-Equity ratio)</i>	70/30

**Πηγές:** Fernandez et al. (2013), Levin (2012), Klessmann et al. (2013).

Οι κύριες αδυναμίες της εφαρμοζόμενης προσέγγισης υποδείγματος ήταν η απουσία δεδομένων απόδοσης αποκλειστικά για χερσαία αιολικά και Φ/Β έργα, καθώς οι βασικοί συντελεστές στην ελληνική αγορά ΑΠΕ έχουν ευρύτερο χαρτοφυλάκιο το οποίο, τις περισσότερες φορές, περιλαμβάνει και διαφορετικές επιλογές στις τεχνολογίες των ΑΠΕ. Συνεπώς, υπολογίστηκε ένας ενιαίος συντελεστής συστηματικού κινδύνου beta τόσο για τα χερσαία αιολικά όσο και για τα Φ/Β έργα και, έτσι, εξήχθη ένα κόστος ιδίων κεφαλαίων και για τις δύο αυτές εφαρμογές ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Εκπρόσωποι και εμπειρογνώμονες του εθνικού τομέα ΑΠΕ, που περιλαμβάνουν φορείς χάραξης πολιτικής, φορείς ανάπτυξης έργων, επενδυτές, παρόχους ιδιωτικών μετοχικών κεφαλαίων, τραπεζίτες και συμβούλους ενέργειας, συμμετείχαν στη διαδικασία των συνεντεύξεων που έλαβε χώρα κατά την περίοδο Οκτώβριος 2014 – Απρίλιος 2015. Ειδικότερα, πραγματοποιήθηκαν δομημένες συνεντεύξεις και επαφές με 43 εθνικούς εμπειρογνώμονες ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων 2 εμπειρογνομένων από το

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 5 εμπειρογνομόνων από παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας και τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), 15 συμβούλων ενέργειας, 10 φορέων ανάπτυξης έργων ΑΠΕ, 3 μελών της ακαδημαϊκής κοινότητας και 8 επενδυτών (μέλη από τράπεζες και χρηματοδοτικούς οργανισμούς). Το δείγμα των συμμετεχόντων επιλέχθηκε με τέτοιο τρόπο ώστε να επιτευχθεί η μεγαλύτερη δυνατή αντιπροσωπευτικότητα των βασικών συντελεστών της ελληνικής αγοράς ΑΠΕ στην ανάλυση που διενεργήθηκε. Η διαδικασία περιελάμβανε 5 διακριτές φάσεις, οι τρεις πρώτες εκ των οποίων ήταν πανομοιότυπες ως προς την δομή του ερωτηματολογίου με εκείνες της προηγούμενης μελέτης περίπτωσης (Ενότητα 5.3.1).

Κατά την πρώτη φάση, παρουσιάστηκε το θεωρητικό υπόδειγμα που ακολουθήθηκε για την ποσοτικοποίηση των αντίστοιχων χρηματοοικονομικών δεικτών για έργα ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, προσδιορίστηκαν οι εννέα διαφορετικές κατηγορίες κινδύνου και παρουσιάστηκε η πιθανή ανάλυση του κόστους ιδίων κεφαλαίων μεταξύ των κατηγοριών αυτών. Στο πλαίσιο αυτό, οι συμμετέχοντες ερωτήθηκαν εάν απουσίαζαν τυχόν στοιχεία κινδύνου και ποια από τα στοιχεία που παρουσιάστηκαν έχουν τη μεγαλύτερη και μικρότερη επίδραση στο κόστος ιδίων κεφαλαίων των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Επίσης, όλοι οι συμμετέχοντες εξέφρασαν τις απόψεις τους για τα στοιχεία κινδύνου που συνδέονται με επενδύσεις ΑΠΕ παρέχοντας ποσοτική (τιμές ή εύρη ασφαλιστρων κινδύνου) και/ή ποιοτική (κατάταξη των αντίστοιχων στοιχείων κινδύνου) ανάδραση. Η αναλογία των αριθμητικών απαντήσεων έφθασε, περίπου, στο 88% του συνόλου των συνεντεύξεων (38 από τους 43 συμμετέχοντες παρείχαν ποσοτική εκτίμηση των επιμέρους ασφαλιστρων κινδύνου).

Η δεύτερη φάση περιελάμβανε την ανάλυση σε θέματα κινδύνων πολιτικής. Συγκεκριμένα, οι εμπειρογνώμονες ενέργειας ερωτήθηκαν κατά πόσον τα μέτρα πολιτικής για τις ΑΠΕ που ελήφθησαν κατά το πρώτο ήμισυ της τρέχουσας δεκαετίας οδήγησαν σε μεταβολές των αντίστοιχων στοιχείων κινδύνου. Επίσης, ζητήθηκε από τους συμμετέχοντες στην έρευνα να κατατάξουν τις υφιστάμενες πολιτικές ΑΠΕ όσον αφορά στην αποτελεσματικότητά τους να μειώσουν τους σχετικούς κινδύνους. Ειδικότερα, η αποτελεσματικότητα των πολιτικών για τις ΑΠΕ που υιοθετήθηκαν για τη μείωση των σχετικών κατηγοριών κινδύνου αξιολογήθηκε με την βαθμίδα "2" σε κλίμακα 1-5, όπου η βαθμίδα "1" αντιπροσώπευε την απουσία επίδρασης και η βαθμίδα "5" την υψηλότερη επίδραση στη μείωση των υποκείμενων κινδύνων.

Κατά την τρίτη φάση, παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα του υποδείγματος στους εμπειρογνώμονες ενέργειας προκειμένου να εκφράσουν τις απόψεις τους σχετικά με την τιμή καθενός από τους εξεταζόμενους χρηματοοικονομικούς δείκτες. Για την περίπτωση των χερσαίων αιολικών έργων, τα σχόλια των εμπειρογνομόνων ενέργειας για την αξιολόγηση και ποσοτικοποίηση του κόστους ιδίων κεφαλαίων ήταν περισσότερα (36) σε

σχέση με τα Φ/Β έργα (33). Το καταρτισθέν ερωτηματολόγιο παρουσιάζεται στο Παράρτημα Δ.

Επιπλέον, τον Νοέμβριο του 2015 έλαβε χώρα Ημερίδα με την παρουσία περισσότερων από 75 συμμετεχόντων, συμπεριλαμβανομένων των συνεντευξιαζόμενων. Τα βασικά θέματα αυτής ήταν η ανάλυση των υφιστάμενων κινδύνων, των μηχανισμών υποστήριξης των επενδύσεων και του κόστους κεφαλαίου έργων ΑΠΕ καθώς και η πραγματοποίηση μιας γόνιμης συζήτησης επί των αποτελεσμάτων της έρευνας που εξήχθησαν βάσει του προτεινόμενου θεωρητικού υποδείγματος που εφαρμόστηκε και των συνεντεύξεων που είχαν διενεργηθεί. Όσον αφορά στις τελευταίες, οι περισσότεροι συμμετέχοντες εξέφρασαν την άποψη ότι τα αποτελέσματα της έρευνας αντανακλούσαν, επαρκώς, το επενδυτικό περιβάλλον στην αγορά των ΑΠΕ στην Ελλάδα και ότι είναι αναγκαίο να ληφθούν κατάλληλες αποφάσεις πολιτικής για να μειωθούν τα αντίστοιχα στοιχεία κινδύνου.

Κατά τη διάρκεια της τέταρτης φάσης, η οποία έλαβε χώρα από τον Ιούνιο του 2016 έως τον Οκτώβριο του 2016, πραγματοποιήθηκε πρόσθετη σειρά συνεντεύξεων με 9 επιλεγμένους συντελεστές της ενεργειακής αγοράς προκειμένου να επικαιροποιηθεί η πρότερη ανάλυση, με σαφή εστίαση στην αγορά των Φ/Β. Στη διάρκεια της φάσης αυτής, πραγματοποιήθηκε μια Ημερίδα τον Νοέμβριο του 2016 με τη συνεργασία περισσότερων από 40 εμπειρογνομόνων προερχομένων από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, τον εθνικό φορέα ρύθμισης της αγοράς ενέργειας, τις ενώσεις και τους φορείς της βιομηχανίας ΑΠΕ και μελών της επιστημονικής κοινότητας. Το νέο ρυθμιστικό πλαίσιο και το πλαίσιο πολιτικής που διαμορφώθηκε καθώς και οι δυνητικές συνέπειες των νέων εξελίξεων συμπεριλήφθηκαν στην τρέχουσα ανάλυση.

Κατά την τελική φάση, πραγματοποιήθηκε ένας τρίτος γύρος συνεντεύξεων, ο οποίος ολοκληρώθηκε τον Νοέμβριο του 2016, παρόμοιος με την πρώτη φάση που περιεγράφη ανωτέρω, προκειμένου να επικαιροποιηθούν οι μελετούμενοι χρηματοοικονομικοί δείκτες για τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ και για το έτος 2016. Το πρότυπο και τα βήματα του ερωτηματολογίου ήταν πανομοιότυπα και τα αποτελέσματα διευκόλυναν την εξαγωγή γόνιμων και εποικοδομητικών συμπερασμάτων σχετικά με την εξέλιξη του κόστους κεφαλαίου των εφαρμογών ΑΠΕ, σε διαχρονικό επίπεδο, στην Ελλάδα.

Τα τελικά αποτελέσματα των συνεντεύξεων και των εργαστηρίων/ημερίδων που πραγματοποιήθηκαν παρουσιάζονται στις υποενότητες που ακολουθούν.

### ***Κίνδυνοι Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα***

Κατά την πρώτη φάση των συνεντεύξεων, οι συμμετέχοντες εμπειρογνώμονες παρείχαν μια αξιολόγηση της έντασης κάθε στοιχείου κινδύνου για επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα και μια κατάταξη των διαφορετικών κατηγοριών κινδύνου με βάση τη σπουδαιότητά τους στη διαδικασία λήψης επενδυτικών αποφάσεων. Ειδικότερα, οι



συνεντευξιαζόμενοι εξέφρασαν τις απόψεις τους όσον αφορά στα στοιχεία κινδύνου που συνδέονται με επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ και κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι οι τρεις σημαντικότερες συνιστώσες κινδύνου είναι ο σχεδιασμός της πολιτικής, ο κίνδυνος χρηματοδότησης και ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής.

Ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής προσδιορίστηκε ως η κρισιμότερη συνιστώσα κινδύνου για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, όπως έχει επισημανθεί και στην επιστημονική βιβλιογραφία (Gatzert & Vogl, 2016; Gatzert & Kosub, 2016; Lüthi & Wüstenhagen, 2012). Ο σχεδιασμός του μηχανισμού στήριξης των έργων αυτών οδηγεί σε κρίσιμες επιπτώσεις στο προφίλ κινδύνου ενός έργου ΑΠΕ, οι οποίες ενσωματώνονται στο επιμέρους στοιχείο κινδύνου του σχεδιασμού πολιτικής (policy design risk). Η συγκεκριμένη κατηγορία κινδύνου συνδέεται άμεσα με τις ενέργειες πολιτικής που λαμβάνονται στη χώρα και η λεπτομερής ανάλυση αυτής παρέχεται στη συνέχεια της τρέχουσας Ενότητας.

Όσον αφορά στον κίνδυνο χρηματοδότησης έργων ΑΠΕ (RE financing risk), η ανάγκη εξεύρεσης εναλλακτικών πηγών κεφαλαίων, συμπεριλαμβανομένων των "πράσινων" χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων ή τραπεζών, και η δημιουργία σχετικών επενδυτικών κεφαλαίων (funds), επισημάνθηκαν ως ζητήματα μείζονος σημασίας για την ενίσχυση της περαιτέρω ανάπτυξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Οι περισσότεροι εμπειρογνώμονες που έλαβαν μέρος στη διαδικασία των συνεντεύξεων αυτών υπογράμμισαν, επίσης, ότι ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής (social acceptance risk) αποτελεί σημαντικό στοιχείο κινδύνου και λαμβάνει υψηλότερες τιμές στην περίπτωση των χερσαίων αιολικών επενδύσεων έναντι των επενδύσεων σε Φ/Β πάρκα. Ένας λόγος για τον οποίο υφίσταται η εν λόγω διαφορά αποτελεί η αντίσταση των πολιτών στην ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας χερσαίων αιολικών πάρκων, λόγω της οπτικής όχλησης και των «υποθετικών» επιπτώσεων στην πανίδα της περιοχής που βρίσκεται κοντά στα πάρκα αυτά. Συνεπώς, η έρευνα καταδεικνύει τον περιφερειακό χαρακτήρα του συγκεκριμένου στοιχείου κινδύνου. Επιπροσθέτως, ορισμένοι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις απάντησαν ότι το επίπεδο αυτού του κινδύνου παρουσιάζει αποκλίσεις μεταξύ των διαφόρων περιφερειών της Ελλάδος, καθώς οι πολίτες είναι αρνητικά προκατειλημμένοι ως προς τη διείσδυση χερσαίων αιολικών πάρκων σε περιοχές με αυξημένο τουρισμό και, γενικά, στην ύπαιθρο.

Για μεγάλης κλίμακας χερσαία αιολικά πάρκα, ο κίνδυνος πρόσβασης στο ηλεκτρικό δίκτυο (Grid access risk) μπορεί να είναι υψηλότερος από ότι για μικρής κλίμακας έργα. Η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στο υφιστάμενο εθνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί πρόσθετες υποδομές και επεκτάσεις αυτού, συμπεριλαμβανομένων νέων υποσταθμών Μέσης Τάσης και, πιθανόν, σημαντικές υποβρύχιες διασυνδέσεις, καθώς τα υφιστάμενα δίκτυα είναι «κορεσμένα» ή «σχεδόν κορεσμένα». Η διασύνδεση των νήσων των Κυκλάδων και της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από τους περισσότερους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις ως έργο

υψηλής σημαντικότητας για την περαιτέρω εκμετάλλευση του δυναμικού των ΑΠΕ στη χώρα καθώς και για την διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας και ασφάλειας των νησιών. Ένα πρόσθετο σχετικό στοιχείο κινδύνου είναι ο τρόπος με τον οποίο θα χρηματοδοτηθούν αυτές οι επενδύσεις δικτύου, είτε από τους παραγωγούς ΑΠΕ είτε από τους τελικούς καταναλωτές, καθώς αποτελούν επενδύσεις με υψηλά αρχικά κόστη επένδυσης.

Εξαιρουμένου του τεχνικού και διαχειριστικού κινδύνου (technical and management risk) που χαρακτηρίστηκε ως η λιγότερο σημαντική συνιστώσα κινδύνου, τα άλλα στοιχεία κινδύνου, δηλαδή ο διοικητικός κίνδυνος (administrative risk), ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής (sudden policy change risk), ο κίνδυνος σχεδιασμού της αγοράς και ο ρυθμιστικός κίνδυνος (market design and regulatory risk), επέχουν, γενικά, μειωμένη επίδραση στις επενδύσεις ΑΠΕ, ακολουθούμενη από μη μηδενικά περιθώρια ασφαλιστρών κινδύνου (risk premium margins), θα πρέπει, όμως, να λαμβάνονται υπ' όψιν για τη λήψη επενδυτικών αποφάσεων, όπως έχει τονιστεί και στη μελέτη των Doukas et al. (2011).

Ειδικότερα, ο κίνδυνος σχεδιασμού της αγοράς και ρυθμιστικός κίνδυνος αναφέρθηκε από τους συνεντευξιζόμενους ως συνιστώσα κινδύνου που επηρεάζεται, κυρίως, από τη σταδιακή κατάργηση των μηχανισμών σταθερών εγγυημένων τιμών και τη μετάβαση σε συστήματα στήριξης των έργων στην εθνική αγορά ΑΠΕ. Το σταθερό επενδυτικό πλαίσιο θεωρείται κρίσιμης σημασίας για να διευκολυνθεί η υλοποίηση επενδύσεων ΑΠΕ, καθώς οδηγεί σε μειωμένο κόστος χρηματοδότησης (EC, 2015a). Επιπλέον, η αναδρομική μείωση των επιπέδων των εγγυημένων τιμών (FIT) και η επιβολή πρόσθετου φόρου στους παραγωγούς ΑΠΕ αποτελούν ενδεικτικά παραδείγματα αναδρομικών μέτρων που ελήφθησαν κατά την προηγούμενη περίοδο στην ελληνική αγορά ΑΠΕ και συνδέονται άμεσα με τον κίνδυνο αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής. Έτσι, η αβεβαιότητα που συνεπάγεται λόγω της αιφνίδιας και αναδρομικής αλλαγής πολιτικής αντιπροσωπεύεται από τον κίνδυνο αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής (sudden policy change risk). Όσον αφορά στις διοικητικές διαδικασίες, πρόσθετη αβεβαιότητα προκαλείται από τις σημαντικές καθυστερήσεις που παρατηρούνται στην έκδοση των απαραίτητων αδειών κατασκευής έργων ΑΠΕ και, έτσι, στην τελική υλοποίηση αυτών.

Ένα πρόσθετο στοιχείο κινδύνου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ που σημείωσαν οι εμπειρογνώμονες ενέργειας ήταν οι μη θεσπισμένοι, όταν έγιναν οι συνεντεύξεις, στόχοι ΑΠΕ έως το 2030 και μετά σε επίπεδο ΕΕ και η εξέλιξη της οριακής τιμής του συστήματος (ΟΤΣ) στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το πρώτο στοιχείο κινδύνου εξαλείφθηκε καθώς η Ευρωπαϊκή Ένωση επέδειξε σημαντική και διαρκή αποφασιστικότητα για τη βελτιωμένη προώθηση των ΑΠΕ, με τη θέσπιση στόχων πέραν του 2020 (European Council, 2014). Το δεύτερο στοιχείο κινδύνου συνδέεται άμεσα με τον μελλοντικό σχεδιασμό των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και την ένταξη έργων ΑΠΕ

σε αυτές, στοιχείο που έχει ήδη επισημανθεί από τους εθνικούς φορείς πολιτικής για την ηλεκτρική ενέργεια.

Το αραχνοειδές διάγραμμα που ακολουθεί (Σχήμα 5.19) παρουσιάζει την τελική ένταση των στοιχείων κινδύνου (υψηλότερη: 8, χαμηλότερη: 1) σε σχέση με έργα ΑΠΕ, όπως προσδιορίστηκε από τους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις.



**Σχήμα 5.19.** Σπουδαιότητα των Κατηγοριών Κινδύνου σε Επενδύσεις ΑΠΕ – Αποτελέσματα βάσει Συνεντεύξεων (Angelopoulos et al., 2017a)

Επιπλέον, οι συμμετέχοντες στην έρευνα παρείχαν τιμές ή εύρη τιμών για τα ασφάλιστρα κινδύνου (risk margins) κάθε κατηγορίας και μαζί με τις τιμές των ασφαλίστρων κινδύνου που θεωρήθηκαν αρχικά βάσει του θεωρητικού υποδείγματος, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.8.

**Πίνακας 5.8.** Ασφάλιστρα των Κατηγοριών Κινδύνου βάσει του Θεωρητικού Υποδείγματος και των Συνεντεύξεων

<i>Παράγοντες Κινδύνου</i>	<i>Τιμές με βάση το Θεωρητικό Υπόδειγμα</i>	<i>Τιμές με βάση τις Συνεντεύξεις</i>
<i>Κοινωνικής Αποδοχής (Social Acceptance)</i>	1,4%	1,5%
<i>Διοικητικός (Administrative)</i>	1,1%	0,5-2%
<i>Χρηματοδότησης ΑΠΕ (RE Financing)</i>	3%	3-4%
<i>Τεχνικός &amp; Διαχειριστικός (Technical &amp; Management)</i>	0%	0%
<i>Πρόσβασης στο Δίκτυο (Grid Access)</i>	0%	0,5-1%
<i>Σχεδιασμού Πολιτικής (Policy Design)</i>	5,1%	3,5-5%
<i>Σχεδιασμού Αγοράς και Ρυθμιστικός Κίνδυνος (Market Design and Regulatory)</i>	0%	0,5%
<i>Αιφνίδιας Αλλαγής Πολιτικής (Sudden Policy Change)</i>	0%	0-2,5%

**Πηγή:** Angelopoulos et al. (2017a)

Ο κίνδυνος χώρας αποτελεί μακράν την παράμετρο κινδύνου με τη μεγαλύτερη επίδραση στις επενδύσεις ΑΠΕ στην Ελλάδα, όπως τόνισαν όλοι οι συμμετέχοντες κατά τη διάρκεια των συνεντεύξεων. Ο κίνδυνος χώρας, που αντιπροσωπεύεται από την απόδοση του 10-ετούς εθνικού κρατικού ομολόγου, δεν μπορεί να αντιμετωπιστεί και, έτσι, να μειωθεί μέσω μέτρων πολιτικής για την ενέργεια, καθώς βασίζεται στο γενικό οικονομικό περιβάλλον και τις χρηματοοικονομικές περιστάσεις στην χώρα. Συνεπώς, αποτελεί ένα στοιχείο που προσθέτει περαιτέρω εμπόδια για την εκτεταμένη υλοποίηση επενδύσεων ΑΠΕ στην Ελλάδα.

### Κόστος Κεφαλαίου Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα

Συνολικά, οι αριθμητικές τιμές των βασικών χρηματοοικονομικών δεικτών οι οποίες εξάγονται τόσο με την εφαρμογή του θεωρητικού υποδείγματος όσο και με την υλοποίηση συνεντεύξεων με εμπειρογνώμονες της ελληνικής ενεργειακής αγοράς για χερσαία αιολικά έργα στην Ελλάδα και για τα έτη 2015 και 2016, περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.9.

**Πίνακας 5.9.** Χρηματοοικονομικοί Δείκτες για Έργα Χερσαίας Αιολικής Ενέργειας βάσει του Θεωρητικού Υποδείγματος και των Συνεντεύξεων

<i>Χρηματοοικονομικός Δείκτης</i>	<i>Τιμές Υποδείγματος (Έτος 2014)</i>	<i>Τιμές Συνεντεύξεων (Έτος 2015)</i>	<i>Τιμές Συνεντεύξεων (Έτος 2016)</i>
<i>Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου</i>	13,5%	12%	10-12%
<i>Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων</i>	20,7%	14-16%	11-18%
<i>Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων</i>	9,5-14,2%	8,5-12,5%	6-8%
<i>Δείκτης Χρέους-προς-Ίδια Κεφαλαία</i>	70/30	55/45	60-70/30-40

**Πηγή:** Angelopoulos et al. (2017a)

Σύμφωνα με τα στοιχεία που παρατίθενται στον Πίνακα 5.9, παρουσιάζεται απόκλιση μεταξύ των τιμών που υπολογίστηκαν σύμφωνα με το θεωρητικό μοντέλο και των αντιλήψεων και απόψεων των εμπειρογνομένων της εθνικής ενέργειας αγοράς. Επίσης, οι διαφορές μεταξύ των αποτελεσμάτων των συνεντεύξεων και του θεωρητικού υποδείγματος ήταν παρόμοιες με εκείνες διαπιστώθηκαν και σε άλλες χώρες της ΕΕ.

Οι διαφορές αυτές επιβεβαιώνουν την αναγκαιότητα διενέργειας συνεντεύξεων προκειμένου να αποτυπωθεί πιο ρεαλιστικά το επενδυτικό περιβάλλον στην Ελλάδα όσον αφορά στους χρηματοοικονομικούς δείκτες και να βελτιωθεί, με αυτόν τον τρόπο, η αξιοπιστία των εξαγομένων τιμών. Όσον αφορά στην εξέλιξη των χρηματοοικονομικών δεικτών από το 2015 έως το 2016, αποτυπώνεται ελαφρά βελτίωση των δεικτών, αντανακλώντας ένα ελάχιστα βελτιωμένο επενδυτικό περιβάλλον στον τομέα της χερσαίας αιολικής ενέργειας. Ειδικότερα, το κόστος χρηματοδότησης και ο δείκτης χρέους/ίδια κεφάλαια παρουσίασαν βελτίωση και το κόστος ιδίων κεφαλαίων παρέμεινε σχεδόν στο ίδιο εύρος τιμών, οδηγώντας σε ελαφρώς χαμηλότερες τιμές του WACC. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι το οικονομικό περιβάλλον στη χώρα σταθεροποιήθηκε και οι φορείς ανάπτυξης χερσαίων αιολικών έργων εξασφάλισαν ευνοϊκότερους όρους χρηματοδότησης των έργων τους από τους πιστωτές τους.

Παράλληλα με τα χερσαία αιολικά έργα, συλλέχθηκαν οι αντίστοιχες αριθμητικές τιμές των χρηματοοικονομικών δεικτών και τα σχετικά σχόλια για την περίπτωση Φ/Β έργων στην Ελλάδα (Πίνακας 5.10).

**Πίνακας 5.10.** Χρηματοοικονομικοί Δείκτες για Φ/Β Έργα στην Ελλάδα βάσει του Θεωρητικού Υποδείγματος και των Συνεντεύξεων

<i>Χρηματοοικονομικός Δείκτης</i>	<i>Τιμές Υποδείγματος (Έτος 2014)</i>	<i>Τιμές Συνεντεύξεων (Έτος 2015)</i>	<i>Τιμές Συνεντεύξεων (Έτος 2016)</i>
<i>Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου</i>	13,8%	13-13,5%	7-12%
<i>Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων</i>	20,7%	14-17%	10-15%
<i>Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων</i>	10-14,7%	8,5-12,5%	6-12%
<i>Δείκτης Χρέους-προς-Ίδια Κεφαλαία</i>	70/30	55/45	60/40

**Πηγή:** Angelopoulos et al. (2017a)

Ειδικότερα, το WACC για Φ/Β εγκαταστάσεις (>1 MW) θεωρείται από τους εμπειρογνώμονες ότι είναι 1%, ή το πολύ 1,5%, υψηλότερο από το αντίστοιχο WACC για χερσαία αιολικά έργα στην Ελλάδα. Η διαφορά αυτή πιθανότατα εξαρτάται από τον χρόνο της διαδικασίας των συνεντεύξεων, καθώς οι συνεντεύξεις πραγματοποιήθηκαν το 2014 και το 2015 και η αντίληψη των συμμετεχόντων επηρεάστηκε από το επονομαζόμενο “New deal” (Νόμος 4254/2014) (Government Gazette 85/07-04-2014), ο οποίος μείωσε αναδρομικά τις εγγυημένες τιμές των υφιστάμενων Φ/Β έργων (Government Gazette 85/4-6-2010). Επίσης, το κόστος ιδίων κεφαλαίων ορίστηκε από τους συμμετέχοντες λίγο υψηλότερα και το κόστος δανειακών κεφαλαίων στο ίδιο επίπεδο για Φ/Β έργα σε σχέση με τα χερσαία αιολικά έργα στην Ελλάδα. Τέλος, όσον αφορά στον δείκτη χρέους/ίδια κεφάλαια, οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις έθεσαν τιμές ίσες προς 60/40 ή ακόμη και 50/50 για τα Φ/Β έργα. Για το έτος 2016, όλες οι συνιστώσες κόστους κεφαλαίου των Φ/Β έργων βελτιώθηκαν, υποδηλώνοντας σταθερότερο επενδυτικό περιβάλλον για τέτοιου είδους έργα ΑΠΕ. Ειδικότερα, οι τιμές του κόστους ιδίων κεφαλαίων και WACC ήταν σημαντικά χαμηλότερες από ότι το προηγούμενο έτος (2015), αντανακλώντας την άμβλυνση της αρνητικής επίδρασης που επέβαλε στην εθνική αγορά Φ/Β ο Νόμος 4254/2014. Τέλος, το WACC θεωρείται ότι είναι λίγο χαμηλότερο για Φ/Β έργα σε σχέση με τα χερσαία αιολικά έργα για το τελευταίο έτος της περιόδου έρευνας.

### **Πολιτικές για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα**

Οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις ανέλυσαν την προγενέστερη και υφιστάμενη κατάσταση όσον αφορά στις δράσεις και στα μέτρα πολιτικής που εφαρμόστηκαν για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα, εστιάζοντας στη συνιστώσα κινδύνου του σχεδιασμού πολιτικής, κατά τη διάρκεια της δεύτερης φάσης της διαδικασίας των συνεντεύξεων.

Αρχικά, οι ενεργειακοί εμπειρογνώμονες προσδιόρισαν τα ακριβή μέτρα πολιτικής και τις αλλαγές που έλαβαν χώρα κατά την περίοδο 2010-2015 και την επίδρασή τους στους, σχετικούς με την πολιτική, κινδύνους. Στο πλαίσιο αυτό, οι υψηλοί φόροι στους παραγωγούς ΑΠΕ, η καθυστέρηση στη μείωση της εγγυημένης αποζημίωσης των έργων ΑΠΕ, παρόμοια με την καμπύλη μάθησης των αντίστοιχων τεχνολογιών ΑΠΕ, και οι δυσμενείς οικονομικές συνθήκες στην Ελλάδα αποτελούν τα κύρια στοιχεία που επηρέασαν αρνητικά το επενδυτικό περιβάλλον στον συγκεκριμένο τομέα στην Ελλάδα.

Ειδικότερα, η υιοθέτηση του Νόμου 4254/2014 ήταν η πλέον κρίσιμη ενέργεια πολιτικής που επηρέασε άμεσα την ανάπτυξη τεχνολογιών ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, επιβάλλοντας τόσο αρνητικές όσο και θετικές επιρροές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η αναδρομική και σημαντική μείωση των εγγυημένων τιμών αποζημίωσης (FIT) των Φ/Β εγκαταστάσεων οδήγησε, αρχικά, στην άνοδο του αντίστοιχου επενδυτικού κινδύνου για ήδη λειτουργούντα έργα στην Ελλάδα.

Η δέση αναδρομικών αλλαγών που επέβαλε στους παραγωγούς ΑΠΕ ο συγκεκριμένος Νόμος (“New Deal”) ήταν διττή. Πρώτον, ζητήθηκε από τους παραγωγούς ΑΠΕ για όλες τις τεχνολογίες πλην των εγκαταστάσεων Φ/Β σε στέγες κατοικιών να συμβάλουν οικονομικά, με ελάχιστο ποσοστό 10% και μέγιστο 30% (για Φ/Β έργα) του εισοδήματός τους για το 2013, στον ΛΑΓΗΕ με σκοπό να εξαλειφθεί το έλλειμμα του έως το τέλος του 2014. Δεύτερον, ο αντίστοιχος νόμος εισήγαγε δραστική μείωση των επιπέδων των εγγυημένων τιμών FIT για λειτουργούντα έργα ΑΠΕ, με τα Φ/Β έργα να επιδέχονται τη μεγαλύτερη μείωση που έφθασε, κατά μέσο όρο, το 30% των αρχικά εγγυημένων τιμών. Ομαλότερη μείωση των εγγυημένων τιμών πώλησης, με μέση τιμή της τάξεως του 20%, εφαρμόστηκε σε μικρότερες Φ/Β εγκαταστάσεις, έως 20kW εκάστη, και σε έργα που ανήκαν σε αγρότες, έως 100kW έκαστο. Στην περίπτωση άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ, δηλαδή αιολικά και υδροηλεκτρικά έργα, επιβλήθηκε μικρότερη μείωση της εγγυημένης τιμής, με μια μέση τιμή της τάξεως 5-6% (Tsagas, 2014).

Αφ’ ετέρου, ορισμένοι ενεργειακοί εμπειρογνώμονες ισχυρίστηκαν ότι το αναθεωρημένο σύστημα FIT μείωσε τον συνολικό επενδυτικό κίνδυνο, μαζί με την αντίστοιχη απόδοση ιδίων κεφαλαίων για νέες εγκαταστάσεις ΑΠΕ και συνέβαλε στη βελτίωση του επενδυτικού περιβάλλοντος, καθώς οδήγησε σε σημαντική μείωση του ελλείμματος στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδος.

Έχει αποδειχθεί ότι κάθε μείωση του επιπέδου αποζημίωσης μιας επένδυσης αυξάνει εν γένει την πιθανότητα πιστωτικής αθέτησης και, συνακόλουθα, την έκθεση σε κίνδυνο εάν οι επενδυτικές δαπάνες παραμείνουν αμετάβλητες. Ωστόσο, λόγω του συνεχώς μειούμενου αρχικού κόστους εγκατάστασης των τεχνολογιών ΑΠΕ, που μεταφράζεται σε μειωμένες επενδυτικές δαπάνες, τα μειωμένα επίπεδα αποζημίωσης μπορεί να μην οδηγήσουν σε χειρότερη έκθεση σε κίνδυνο, αλλά να την διατηρούν απλώς σταθερή. Η κατάσταση αυτή ισχύει, κυρίως, όταν το ποσοστό σταδιακής μείωσης των εγγυημένων τιμών που χρησιμοποιείται είναι στο ίδιο επίπεδο με το ποσοστό μείωσης του κόστους τεχνολογιών ΑΠΕ και δεν εφαρμόζεται αναδρομικά σε υφιστάμενα έργα ΑΠΕ.

Επιπλέον, η υιοθέτηση εναλλακτικών μηχανισμών στήριξης για την προώθηση των ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των συστημάτων προσαύξησης (premium) και υποβολής προσφορών (tendering schemes), που εφαρμόζεται σε επίπεδο ΕΕ κρίθηκε από τους εμπειρογνώμονες ότι μπορεί να αυξήσει τον κίνδυνο σχεδιασμού αγοράς καθώς το επίπεδο αποζημίωσης δεν θα διασφαλίζεται και, επίσης, δεν υπάρχει σχετική σημαντική εμπειρία στη χώρα. Επίσης, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αναμένεται να μειωθεί μαζί με το στοιχείο κινδύνου αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής, καθώς το επίπεδο αποζημίωσης για εγκαταστάσεις ΑΠΕ θα διαμορφώνεται στην αγορά ή μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών μέσω της υποβολής προσφορών από τους παραγωγούς ΑΠΕ. Έτσι, οι συμμετέχοντες στη διαδικασία των συνεντεύξεων κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι ο νέος μηχανισμός πολιτικής θα οδηγήσει σε εύρυθμα λειτουργούσα και ανταγωνιστική αγορά με πρόσθετες επενδύσεις σε νέα έργα ΑΠΕ και μικρότερο κόστος πολιτικής για το σύστημα ενέργειας στην χώρα.

Οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις υπογράμμισαν την ανάγκη για υιοθέτηση μιας ξεκάθαρης και σταθερής ενεργειακής στρατηγικής ως βασική προτεραιότητα πολιτικής, και για σύγκλιση των δράσεων των εθνικών συντελεστών ενέργειας με τους αντίστοιχους Ευρωπαϊκούς φορείς και τις σχετικές Οδηγίες της ΕΕ, προκειμένου να αυξηθεί η εμπιστοσύνη των επενδυτών και, κατά συνέπεια, η ελκυστικότητα των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Στο πλαίσιο αυτό, η διαμόρφωση μιας εύρωστης ενεργειακής πολιτικής και στρατηγικής προς την κατεύθυνση της βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης είναι απαραίτητη για να μετριαστούν οι κίνδυνοι και το σχετικό κόστος (Newbery, 2016; IRENA, 2015; Ondraczek et al., 2015; IRENA, 2013; Wustenhagen & Menichetti, 2012; Masini & Menichetti, 2012; Saidur et al., 2010; Doukas et al., 2008).

Οι απόψεις των συμμετεχόντων στις συνεντεύξεις συγκλίνουν στην ανάπτυξη ενός συμπαγούς ρυθμιστικού πλαισίου, με τον Νόμο 4414/2016 να αποτελεί τον ακρογωνιαίο λίθο για τη βιώσιμη ενεργειακή μετάβαση στην Ελλάδα. Επιπλέον, η μετάβαση από μηχανισμούς εγγυημένης αποζημίωσης (FIT) σε συστήματα στήριξης βασισμένα στην αγορά (FIP) για τα νέα έργα ΑΠΕ αποτελεί μια σημαντική δράση πολιτικής για την αξιοσημείωτη μείωση του κινδύνου που αφορά στον σχεδιασμό πολιτικής.



Μια ακόμη μεγάλη πρόκληση που προσδιορίστηκε είναι η ενίσχυση της εμπιστοσύνης των πολιτών για την εκτεταμένη υλοποίηση έργων ΑΠΕ. Συνεπώς, οι ενέργειες των τοπικών και περιφερειακών αρχών θεωρούνται ως μια κρίσιμη παράμετρος που πρέπει να προαχθεί περαιτέρω, καθώς ο ρόλος τους κρίνεται πολύ σημαντικός για την περαιτέρω εκμετάλλευση του δυναμικού των ΑΠΕ στην ελληνική επικράτεια. Στο πλαίσιο αυτό, οι αυτοδιοικητικές αρχές μπορούν να καταστούν παραγωγοί καθαρής ενέργειας για τις δικές τους ανάγκες και να διευκολύνουν τις συμπράξεις με τον ιδιωτικό τομέα μέσω της συνεισφοράς δικαιωμάτων χρήσης γης και υδάτων. Επιπλέον, οι τοπικές και περιφερειακές αρχές μπορούν να προβούν σε εκτεταμένες δράσεις ευαισθητοποίησης και ενημέρωσης του κοινού (π.χ. εκστρατείες ενημέρωσης και κοινωνικές δράσεις) ώστε να πείσουν τους πολίτες να μην αντιστέκονται στην ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στις περιοχές τους.

Τέλος, σχεδόν όλοι οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις προσδιόρισαν ως σημαντικό εμπόδιο για την εκτεταμένη ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα το “σοκ” που υπέστησαν οι παραγωγοί ΑΠΕ εξαιτίας των αναδρομικών αλλαγών στα επίπεδα των εγγυημένων τιμών για Φ/Β εγκαταστάσεις που έλαβαν χώρα κατά το 2014. Το δεύτερο σημαντικότερο εμπόδιο που προσδιορίστηκε ήταν το δυσμενές οικονομικό περιβάλλον και η χρηματοπιστωτική κρίση στην Ελλάδα, οι βασικότερες επιπτώσεις του οποίου υπήρξαν η μειωμένη ρευστότητα και η έλλειψη διαθέσιμου χρηματοδοτικού κεφαλαίου στο εθνικό επενδυτικό περιβάλλον.

### ***Ανάλυση Αποτελεσμάτων***

Βάσει των σχολίων που συγκεντρώθηκαν από αυτές τις σειρές συνεντεύξεων, η παρούσα υποενοότητα παρέχει ανάλυση της σύγκρισης των αποτελεσμάτων μεταξύ του θεωρητικού μοντέλου και της ανάδρασης που ελήφθη από τους εμπειρογνώμονες.

Ειδικότερα, συλλέχθηκαν αμφιλεγόμενες γνώμες σε σχέση με το επίπεδο του WACC για έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα. Ειδικότερα, το WACC θεωρείται χαμηλότερο ή ίσο προς τα εξαχθέντα αποτελέσματα του υποδείγματος στην περίπτωση μεγάλης κλίμακας χερσαίων αιολικών έργων. Επίσης, ορισμένοι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις εξέφρασαν την άποψη ότι το WACC μπορεί να είναι λίγο χαμηλότερο για μικρής κλίμακας έργα και για έργα ΑΠΕ που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο Υψηλής Τάσης. Επίσης, εκφράστηκαν αντιφατικές απόψεις για τα μεγάλης κλίμακας Φ/Β έργα, όπου οι συμμετέχοντες έδωσαν τόσο υψηλότερες (14,5-15%) όσο και χαμηλότερες (κοντά στο επίπεδο του 10%) τιμές από αυτές του θεωρητικού υποδείγματος.

Οι περισσότεροι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις ανέφεραν ότι το κόστος ιδίων κεφαλαίων είναι πολύ χαμηλότερο από αυτό του θεωρητικού υποδείγματος. Ειδικότερα, οι γνώμες ήταν διχασμένες, αλλά όλες κινούνταν στο εύρος τιμών 14-17% και για τις δύο

τεχνολογίες ΑΠΕ που μελετήθηκαν. Συγκεκριμένα, ο δείκτης αυτός θεωρείται ότι είναι λίγο υψηλότερος για μεγάλης κλίμακας Φ/Β εγκαταστάσεις.

Υπήρξε γενική συμφωνία για το επίπεδο του κόστους δανειακών κεφαλαίων χερσαίων αιολικών και Φ/Β εγκαταστάσεων, που οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του υποδείγματος. Ειδικότερα, οι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις έδωσαν τιμές κόστους δανειακών κεφαλαίων μεταξύ 8,5% (ή ακόμη και 6%) έως 12,5% κατά μέγιστο και διαπίστωσαν μικρή διαφορά μεταξύ των εξεταζόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ.

Λόγω των επιφυλακτικών πολιτικών χρηματοδότησης που υιοθετήθηκαν από την πλευρά των τραπεζών και της έλλειψης ρευστότητας στην Οικονομία, ως συνέπεια της γενικής χρηματοπιστωτικής κρίσης στη χώρα, ο δείκτης χρέους/ίδια κεφάλαια των επενδύσεων ΑΠΕ μεταβλήθηκε σημαντικά κατά τα τελευταία χρόνια και, εξαιτίας αυτού, η γενική αναλογία χρηματοδότησης 70/30 αντικαταστάθηκε από χαμηλότερες τιμές. Επίσης, ορισμένοι συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις εξέφρασαν την άποψη ότι ο συγκεκριμένος δείκτης κεφαλαιακής διάρθρωσης των επενδύσεων επηρεάζεται, γενικά, από τις προδιαγραφές του έργου (π.χ. το μέγεθος του έργου και την πιστοληπτική ικανότητα της εταιρίας που υλοποιεί την επένδυση). Ειδικότερα, οι μεγαλύτερες εταιρίες και τα μεγαλύτερα έργα μπορούν να εξασφαλίσουν ευκολότερη χρηματοδότηση μέσω της παροχής δανείων από τις τράπεζες με ευνοϊκότερους όρους. Επιπλέον, η διαδικασία των συνεντεύξεων κατέληξε στο συμπέρασμα ότι ο συγκεκριμένος δείκτης επηρεάζεται σε σημαντικό βαθμό από την πιστοληπτική ικανότητα των επιχειρήσεων και την ενεργή συμμετοχή τους στην αγορά, καθώς οι υψηλού κύρους εταιρίες με σημαντικό ιστορικό στην υλοποίηση επενδύσεων και την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ είναι δυνατόν να επιτύχουν μεγαλύτερη μόχλευση κεφαλαίων μέσω δανεισμού. Επίσης, η παραγωγή ενέργειας από Φ/Β θεωρείται πιο εγγυημένη κι έτσι τα έργα αυτά μπορεί να χρηματοδοτούνται ευκολότερα από τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, όπως και τα έργα Φ/Β τεχνολογίας που είναι εγκατεστημένα σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, που έχουν υψηλότερες αποδόσεις σε σχέση με τα νησιά που είναι συνδεδεμένα στο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Επιπλέον, τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα απαιτούν εγγυήσεις περιουσιακών στοιχείων για να παράσχουν την απαραίτητη ρευστότητα σε ιδιώτες επενδυτές, προσθέτοντας άλλον έναν περιορισμό στην ευρεία ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στη χώρα.

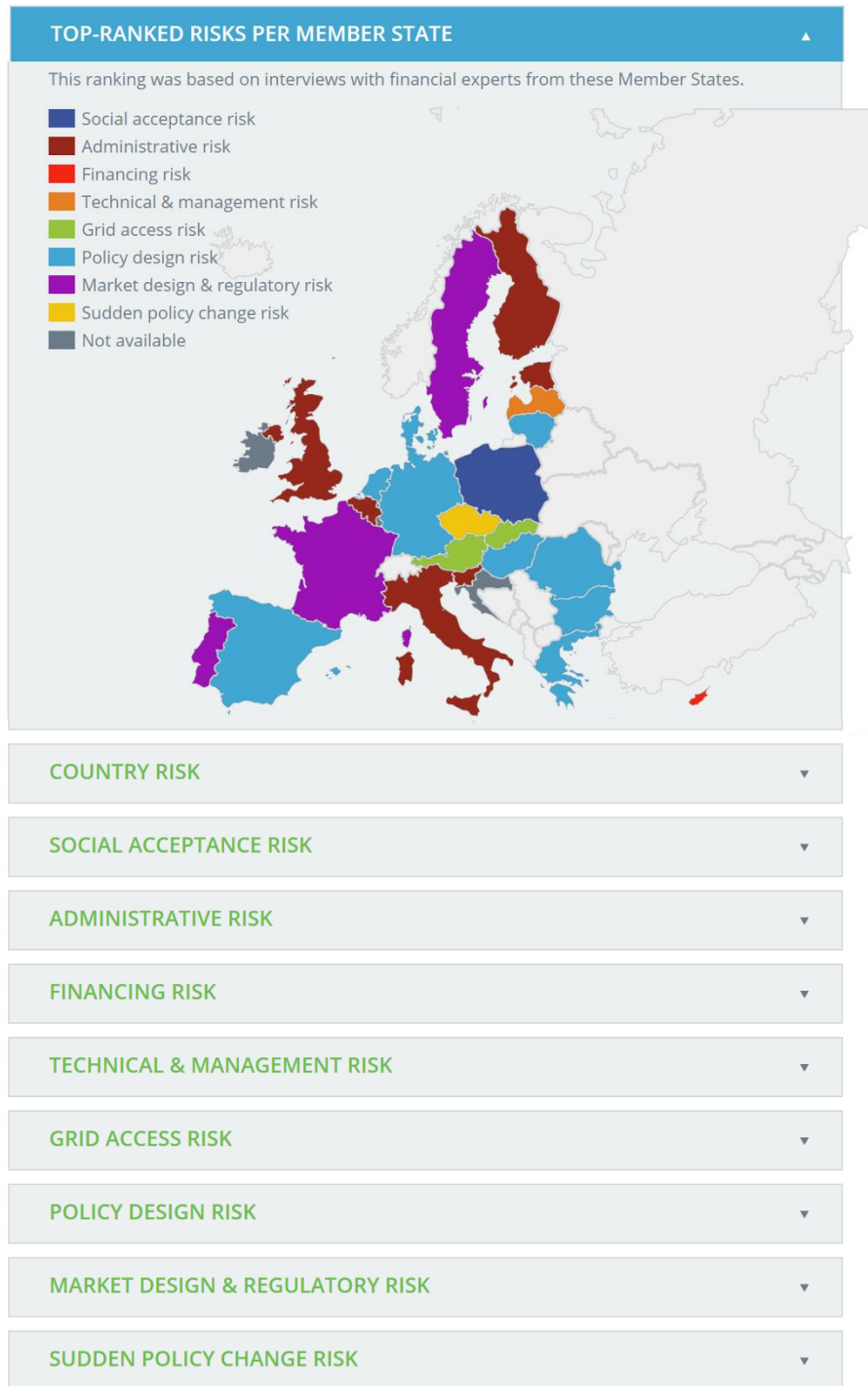
## 5.4 Διαδικτυακή Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για Έργα ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Η εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής έχει ως στόχο την πρόταση μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των επενδυτικών κινδύνων και τη μείωση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, προσφέρει επιλογές πολιτικής για κάθε μια από τις κατηγορίες επενδυτικού κινδύνου που αναγνωρίστηκαν.

Στην διαδικτυακή εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής που διαμορφώθηκε αξιοποιήθηκαν, εκτός των άλλων, τα αποτελέσματα των συνεντεύξεων που διενεργήθηκαν με εμπειρογνώμονες της ενεργειακής αγοράς σχετικά με τους κινδύνους των επενδύσεων σε έργα χερσαίας αιολικής ενέργειας και στην αποτελεσματικότητα των εφαρμοζόμενων πολιτικών στη μείωση των αντίστοιχων κινδύνων των έργων (Doukas et al., 2016; DIACORE).

Η εισαγωγική σελίδα της διαδικτυακής εργαλειοθήκης παρουσιάζει το σύνολο των κρατών μελών της ΕΕ σε ένα δυναμικό χάρτη. Σε αυτόν τον χάρτη (Σχήμα 5.20), κάθε χώρα της Ένωσης εμφανίζεται με διαφορετική χρωματική σήμανση, όπου κάθε χρώμα αναπαριστά και την συγκεκριμένη κατηγορία κινδύνου, από τις 8 διαφορετικές κατηγορίες κινδύνων που αναγνωρίστηκαν εκτός του κινδύνου χώρας, που αξιολογήθηκε ως σημαντικότερη από τους Εθνικούς εμπειρογνώμονες κατά τη διάρκεια των συνεντεύξεων που πραγματοποιήθηκαν.

Πιο συγκεκριμένα, η κατηγορία κινδύνου που εμφανίζει τη μέγιστη επίδραση στις περισσότερες χώρες της ΕΕ είναι ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής και, ειδικότερα, στην Ισπανία, Γερμανία, Ολλανδία, Λιθουανία, Ουγγαρία και σε όλες οι χώρες της Βαλκανικής χερσονήσου.



**Σχήμα 5.20.** Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής για Επενδύσεις σε Έργα ΑΠΕ

Η αρχική σελίδα της εργαλειοθήκης περιλαμβάνει, επίσης, τη λίστα με τις κατηγορίες κινδύνων που αναγνωρίστηκαν και μελετήθηκαν. Σε κάθε μία από τις κατηγορίες αυτές, δίνεται η δυνατότητα στον χρήστη να επιλέξει την συγκεκριμένη κατηγορία που επιθυμεί να προσπελάσει. Ειδικότερα, για την περίπτωση του κινδύνου χώρας (country risk), παρουσιάζεται μια σύντομη περιγραφή της εν λόγω κατηγορίας κινδύνου και παρατίθενται οι προτεινόμενες πολιτικές για την μείωση / εξάλειψη του συγκεκριμένου κινδύνου (Σχήμα 5.21). Δίνεται, επιπλέον, η δυνατότητα στον χρήστη της εργαλειοθήκης

να επιλέξει το μέτρο πολιτικής για το οποίο επιθυμεί να λάβει περαιτέρω πληροφορίες, οι οποίες παρουσιάζονται στην αναπτυσσόμενη λίστα.

**COUNTRY RISK** ▲

Country risks refer to a set of factors that can adversely affect the profits of all investments in a country. These factors include political stability, level of corruption, economic development, legal system and exchange rate fluctuations. Although it constitutes an important risk factor, there is no uniform way to quantify it. Therefore, we use sovereign debt rating to reflect country risks and compare countries with each other.

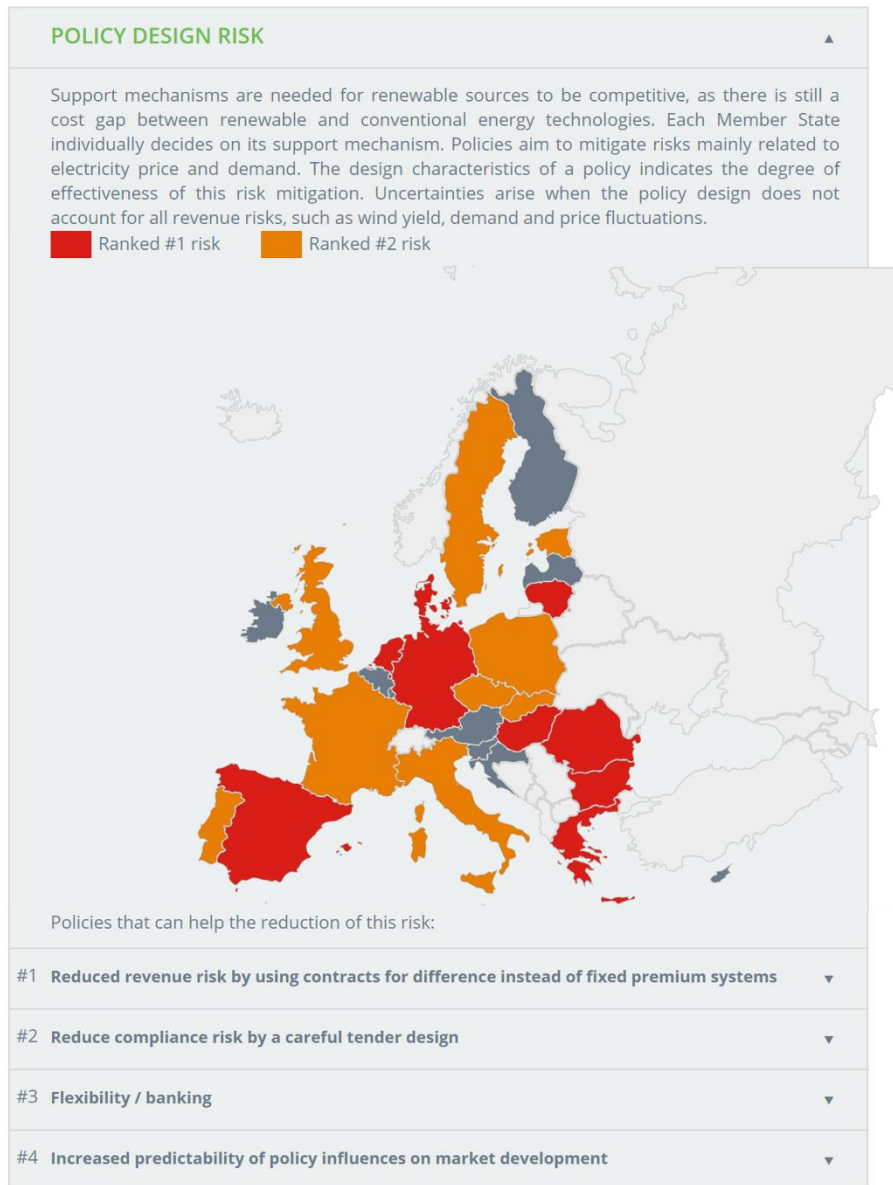
The focus in this study was specifically on risks that are related to investments in RES projects. Although country risks are often among the most pressing risks, they are not specifically related to RES projects and therefore they were not included in the interviews and the results. However, since country risks are important, they are included in the policy toolbox to offer policy makers input for the formulation mitigating policy measures.

Policies that can help the reduction of this risk:

- #1 **Strategic investment promotion** ▼
- #2 **Linking investment to employment creation and capacity building** ▼
- #3 **Developing industrial clusters** ▼
- #4 **Improving cooperation between public research organisations and private sector** ▼
- #5 **Enhancing know-how through education & training** ▼

### Σχήμα 5.21. Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής – Κίνδυνος Χώρας

Ακολουθώντας, στην κατηγορία κινδύνου σχεδιασμού πολιτικής (Policy Design), όπως και σε κάθε επόμενη κατηγορία κινδύνου, παρουσιάζεται ο διαδραστικός χάρτης της Ευρώπης με χρωματισμένα με κόκκινο και πορτοκαλί χρώμα τα κράτη μέλη της ΕΕ για τα οποία η συγκεκριμένη κατηγορία κινδύνου κατατάχθηκε 1<sup>η</sup> και 2<sup>η</sup> σε επίπεδο σημαντικότητας και επίδρασης στην υλοποίηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, αντίστοιχα. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.22, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής κατατάχθηκε στις δύο πρώτες θέσεις σημαντικότητας μεταξύ των διαφορετικών κατηγοριών κινδύνου για την πλειονότητα των κρατών μελών της ΕΕ. Πιο συγκεκριμένα, η κατηγορία αυτή κινδύνου χαρακτηρίστηκε ως η σημαντικότερη σε 9 κράτη μέλη της ΕΕ ενώ ως η 2<sup>η</sup> σημαντικότερη σε Πορτογαλία, Ηνωμένο Βασίλειο, Γαλλία, Ιταλία, Σουηδία, Πολωνία, Τσεχία, Σλοβακία και Εσθονία (Σχήμα 5.22).



### Σχήμα 5.22. Εργαλειοθήκη Μέτρων Πολιτικής – Κίνδυνος Σχεδιασμού Πολιτικής

Επιπλέον, η εργαλειοθήκη δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να επιλέξει το προτεινόμενο μέτρο πολιτικής που παρατίθεται στη λίστα (συγκεκριμένα 4 σε πλήθος) και να λάβει περαιτέρω διευκρινήσεις και πληροφορίες για αυτό (Σχήμα 5.23).

#1	<b>Reduced revenue risk by using contracts for difference instead of fixed premium systems</b>	▼
	In case of the sliding premium or contract for difference (CfD), the premium is a function of the electricity price. In this way, plant operators of RES-E are not exposed to the overall risk of the electricity market price. At the same time, the benefits in terms of market integration of renewable energies is the same as for fixed premium models. Furthermore, sliding premium systems also reduce the market design & regulatory risk of overcompensating RES generators. Therefore sliding premium systems seem to be the preferred option. Consequently, six Member States, which have intensely discussed the optimal design of feed-in premium systems (Denmark, Finland, Germany, Italy, the Netherlands and UK), use this design option.	
#2	<b>Reduce compliance risk by a careful tender design</b>	▼
	Tender schemes need to assure compliance by the implementation of financial and non-financial prequalification requirements and penalties. Finding the proper balance between prequalification needs and penalties on the one hand, and between financial and non-financial obligations on the other hand, can help reduce investment risks.	
#3	<b>Flexibility / banking</b>	▼
	Certain support instrument cap the amount of subsidy per year (e.g. only to a certain number of full-load hours). If energy production stays under this cap (e.g. through a lower wind resource in a particular year), followed by a year with higher yield, this will result in a net loss of income of the project if no banking is allowed. Banking (and similar flexible instruments, like variable investment tax deduction, tax loss carry back/forward) can improve the financial performance of a project and reduce risks.	
#3	<b>Flexibility / banking</b>	▼
	Certain support instrument cap the amount of subsidy per year (e.g. only to a certain number of full-load hours). If energy production stays under this cap (e.g. through a lower wind resource in a particular year), followed by a year with higher yield, this will result in a net loss of income of the project if no banking is allowed. Banking (and similar flexible instruments, like variable investment tax deduction, tax loss carry back/forward) can improve the financial performance of a project and reduce risks.	
#4	<b>Increased predictability of policy influences on market development</b>	▼
	Notably for contract for difference designs (CfD) with a cap on the total support given per project (in terms of €/MWh), there is a risk that electricity market prices will fall to lower levels, with the level of support not being sufficient to bridge the finance gap. As these low prices would be a consequence of the deployment of more “policy induced” variable renewable energy (VRES) sources, governments may provide more clarity on the amount of (V)RES they intend to support for the coming 10 to 15 years (e.g. as part of tender schemes). This information (plus similar information from countries in the same electricity market/system) allows project developers and financiers to reduce the level of one risk component.	

### Σχήμα 5.23. Πολιτικές για Κίνδυνο Σχεδιασμού Πολιτικής

Κατά τον ίδιο τρόπο, παρουσιάζονται οι προτεινόμενες δράσεις πολιτικής που στοχεύουν στην μείωση του κινδύνου για κάθε κατηγορία κινδύνου που αναγνωρίστηκε στην τρέχουσα ανάλυση.

Τέλος, είναι σημαντικό να τονιστεί ότι για να είναι οι επιλογές πολιτικής περισσότερο αποτελεσματικές θα πρέπει να προσαρμόζονται κατάλληλα ώστε να εξυπηρετούν τις ειδικές ανάγκες και τις περιστάσεις κάθε κράτους μέλους της ΕΕ.

## 5.5 Συμπεράσματα

Η ολοκληρωμένη μεθοδολογία της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής εφαρμόστηκε σε πραγματικές μελέτες περίπτωσης τόσο σε επίπεδο Ελλάδος όσο και σε επίπεδο ΕΕ.

Αρχικά, η πολυκριτηριακή μεθοδολογική προσέγγιση που προτάθηκε για την διερεύνηση των προσδιοριστικών παραγόντων και την ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας εφαρμόστηκε στην περίπτωση του ΕΣΜΗΕ. Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μελέτης περίπτωσης αξιολογείται η επίδραση των διαφόρων κριτηρίων στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εφαρμόζονται πρωτότυπα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς μαζί με ανάλυση ευστάθειας και μεταβελτιστοποίησης για την ανάλυση και εκτίμηση της ετήσιας συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ.

Παράλληλα, εφαρμόζεται ένα μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης για τη σύγκριση των εξαγόμενων αποτελεσμάτων των προτεινόμενων μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης καθώς, και ανάλυση ευαισθησίας των αποτελεσμάτων με βάση εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης της ανάπτυξης της εθνικής οικονομίας. Τα αποτελέσματα της εφαρμογής υποδηλώνουν ότι το επίπεδο οικονομικής ανάπτυξης, που αντιπροσωπεύεται από το ΑΕΠ, επέχει τη σημαντικότερη επίδραση στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ακολουθούμενο από τις καιρικές συνθήκες και την πρόοδο της βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας στη χώρα.

Οι συγκρίσεις μεταξύ των διαφορετικών μοντέλων που εφαρμόστηκαν πραγματοποιήθηκε μέσα από τον υπολογισμό ενός συνόλου στατιστικών δεικτών σφάλματος με κυριότερο αυτών εκείνου του MAPE, η χαμηλότερη τιμή του οποίου είναι ίση με 0,34% και αντανακλά ένα υψηλό επίπεδο ακρίβειας πρόβλεψης των μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης.

Επιπλέον, η εφαρμογή ανάλυσης ευστάθειας, μέσω τεχνικών μεταβελτιστοποίησης που προέρχονται από το επιστημονικό πεδίο του γραμμικού προγραμματισμού, εγγυάται, επίσης, την ευστάθεια των εξαγόμενων αποτελεσμάτων του μοντέλου. Πιο συγκεκριμένα, ο ASI των βαρών των κριτηρίων του αξιακού μοντέλου λαμβάνει αποδεκτές τιμές, με έναν συνολικό ASI ίσο με 90,3%, αντιπροσωπεύοντας ένα αρκετά ικανοποιητικό επίπεδο ευστάθειας των εξαγόμενων αποτελεσμάτων της εφαρμογής των προτεινόμενων μοντέλων.

Επιπλέον, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αναμένεται να ακολουθήσει σταθερή ανοδική πορεία κατά τα επόμενα έτη και να φτάσει στο επίπεδο της περιόδου πριν από την κρίση (έτος 2008) μέχρι το 2023.

Στο πεδίο της ανάλυσης των κινδύνων και της αποτίμησης του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, ο συνδυασμός των προσεγγίσεων που χρησιμοποιήθηκαν, με



την αξιοποίηση του θεωρητικού υποδείγματος και την υλοποίηση συνεντεύξεων με εμπειρογνώμονες, υπογραμμίζει την εγκυρότητα και, συνεπώς, τη σπουδαιότητα των εξαγόμενων αποτελεσμάτων, τα οποία μπορούν να συνοψισθούν στα εξής σημεία:

*Σε όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αποτελεί μια από τις σημαντικότερες κατηγορίες κινδύνου στον τομέα των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.*

Οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ επηρεάζονται από διάφορες κατηγορίες κινδύνων. Εκτός από τον κίνδυνο χώρας, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής κατατάσσεται ως ένας από τους σοβαρότερους κινδύνους στον τομέα αυτό. Ένα σημαντικό τμήμα του σχεδιασμού πολιτικής είναι η επιλογή του καθεστώτος στήριξης των έργων ΑΠΕ, που καθορίζει την ανταγωνιστικότητα τιμής-κόστους των έργων ΑΠΕ έναντι των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας.

Με βάση την 1<sup>η</sup> μελέτη περίπτωσης που εφαρμόστηκε για επενδύσεις χερσαίας αιολικής ενέργειας στην ΕΕ, διαπιστώθηκε ότι σε εννέα κράτη μέλη της ΕΕ ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αξιολογείται ως ο σημαντικότερος έναντι των υπολοίπων επτά κινδύνων που αναλύθηκαν (πλην του κινδύνου χώρας). Ακολούθως, οι τρεις κατηγορίες κινδύνου που επισημάνθηκαν από τους εμπειρογνώμονες είναι ο διοικητικός κίνδυνος (συμπεριλαμβανομένης της διαδικασίας έκδοσης αδειών για νέα έργα ΑΠΕ), ο κίνδυνος σχεδιασμού της αγοράς και ρυθμιστικός κίνδυνος (συμπεριλαμβανομένων των ενεργειακών στρατηγικών και του βαθμού ρύθμισης της αγοράς) και ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο.

Στα κράτη μέλη της ΕΕ όπου οι εθνικές κυβερνήσεις θέσπισαν και εφάρμοσαν αναδρομικά μέτρα στήριξης των έργων ΑΠΕ (π.χ. Τσεχία, Βουλγαρία, Σλοβενία, Ισπανία), ο κίνδυνος αιφνίδιας αλλαγής πολιτικής κατατάχθηκε πολύ υψηλά σε επίπεδο σημαντικότητας επιρροής των επενδύσεων αυτών. Επίσης, οι διοικητικοί κίνδυνοι είναι ιδιαίτερα σημαντικοί κατά την ανάπτυξη των αγορών αιολικής ενέργειας.

Οι διοικητικοί κίνδυνοι, ο κίνδυνος πρόσβασης στο δίκτυο και οι τεχνικοί και διαχειριστικοί κίνδυνοι θεωρούνται οι πιο σημαντικές κατηγορίες κινδύνων στις αναδυόμενες (emerging) αγορές, ενώ οι κίνδυνοι σχεδιασμού πολιτικής κατατάσσονται σχετικά χαμηλά σε σύγκριση με τις νεοεισερχόμενες (nascent) και ώριμες (mature) αγορές της ΕΕ.

*Σημαντικές διαφορές στο κόστος κεφαλαίου εντοπίζονται μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ.*

Το κόστος κεφαλαίου για χερσαία αιολικά πάρκα ποικίλλει μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ. Το WACC αποτελεί μια σημαντική και ευρέως χρησιμοποιούμενη χρηματοοικονομική παράμετρο για την αξιολόγηση τέτοιων έργων.

Καθώς οι τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως η αιολική ενέργεια, απαιτούν υψηλά αρχικά κόστη, το WACC επηρεάζει σημαντικά την οικονομική βιωσιμότητα των συγκεκριμένων

επενδύσεων. Σύμφωνα με την ανάδραση που λήφθηκε από τους συμμετέχοντες στις συνεντεύξεις που υλοποιήθηκαν, το WACC για χερσαία αιολικά πάρκα ποικίλλει σημαντικά, μεταξύ 3,5% στη Γερμανία και 12% στην Ελλάδα και την Κροατία (έτος 2014). Στα περισσότερα κράτη μέλη της βορειοδυτικής Ευρώπης, το WACC είναι της τάξεως του 7% ή και χαμηλότερο, παρέχοντας ένα καλό οικονομικό περιβάλλον για την πραγματοποίηση αυτών των επενδύσεων, σε αντίθεση με τα κράτη μέλη της ανατολικής και νότιας Ευρώπης που παρουσιάζουν υψηλότερες τιμές του κόστους κεφαλαίου. Πιο συγκεκριμένα, το WACC κυμαίνεται μεταξύ 10-12%, με αποτέλεσμα την αύξηση του πραγματικού (σταθμισμένου) κόστους της αντίστοιχης παραγόμενης ενέργειας στις συγκεκριμένες χώρες.

Οι βασικές παράμετροι υπολογισμού του WACC, δηλαδή το κόστος των ιδίων κεφαλαίων και το κόστος των δανειακών κεφαλαίων παρουσιάζουν ανάλογα αποτελέσματα. Πιο συγκεκριμένα, το κόστος των ιδίων κεφαλαίων για έργα αιολικής ενέργειας το 2014 κυμαίνεται μεταξύ 6% (Γερμανία) και 15% ή περισσότερο (π.χ. Εσθονία, Ελλάδα, Λετονία, Λιθουανία, Ρουμανία και Σλοβενία). Τα κράτη μέλη στη δυτική Ευρώπη εμφανίζουν, γενικά, χαμηλότερες τιμές (συνήθως μεταξύ 6-15%), ενώ υψηλότερες τιμές παρατηρούνται στις χώρες της Ανατολικής Ευρώπης (16% και άνω). Ένα αυξημένο επίπεδο υποστήριξης μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της έντασης των επενδυτικών κινδύνων από την πλευρά των επενδυτών ιδίων κεφαλαίων και, συνακόλουθα, σε χαμηλότερο κόστος ιδίων κεφαλαίων και WACC.

Όσον αφορά στο κόστος των δανειακών κεφαλαίων, ο συγκεκριμένος δείκτης κυμαίνεται από 1,8% στη Γερμανία μέχρι 12,5% στην Ελλάδα για το 2014. Η Γερμανία παρουσιάζει τα χαμηλότερα αποτελέσματα, με τις τιμές του κόστους δανειακών κεφαλαίων να κυμαίνονται στο διάστημα 1,8%-3,2%. Ένας πιθανός λόγος για τις πολύ χαμηλές τιμές του συγκεκριμένου δείκτη είναι ο ισχυρός ανταγωνισμός μεταξύ των τραπεζών. Το κόστος των δανειακών κεφαλαίων παρουσιάζει πτωτική πορεία τα τελευταία χρόνια εξαιτίας των μέτρων που λήφθηκαν μετά την έναρξη της χρηματοπιστωτικής κρίσης και, συγκεκριμένα, την μείωση των δανείων της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (ΕΤΕπ) και του EURIBOR. Σε ορισμένες χώρες, οι τιμές για το κόστος δανειακών κεφαλαίων βρέθηκαν να είναι σημαντικά υψηλότερες από τα εξαγόμενα αποτελέσματα του εφαρμοζόμενου υποδείγματος (π.χ. Ρουμανία, Βουλγαρία, Ιταλία και Ισπανία). Σημαντική διαφοροποίηση του δείκτη παρατηρείται μεταξύ των χωρών της βόρειας Ευρώπης, οι οποίες και επωφελούνται από το χαμηλότερο κόστος δανεισμού, και των χωρών της νότιας Ευρώπης που δεν έχουν αυτή τη δυνατότητα. Σε όλη την Ευρώπη, οι χαμηλότερες τιμές του κόστους δανειακών κεφαλαίων εντοπίζονται στα κράτη μέλη της βόρειας Ευρώπης (με τιμές έως 6%), ενώ οι νότιες χώρες της Ευρώπης παρουσιάζουν τιμές 7% και άνω. Σύμφωνα με τους επενδυτές, οι κύριοι προσδιοριστικοί παράγοντες του

κόστους δανειακών κεφαλαίων είναι ο γενικός κίνδυνος χώρας, οι επενδυτικοί κίνδυνοι σε έργα ΑΠΕ αλλά και ο ανταγωνισμός μεταξύ των τραπεζών.

*Ο δείκτης χρέους / ίδια κεφάλαια ποικίλλει σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ, γεγονός που οφείλεται τόσο στην οικονομική κρίση όσο και σε παράγοντες που έχουν να κάνουν με τα ίδια τα κράτη μέλη.*

Το έτος 2014, το μερίδιο των δανειακών κεφαλαίων ήταν τουλάχιστον 80% στη συνολική χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ στις αγορές της Γερμανίας και της Δανίας. Αυτό επέτρεψε στις εταιρίες ανάπτυξης έργων ΑΠΕ στις συγκεκριμένες αγορές να επωφεληθούν από το χαμηλότερο κόστος δανεισμού, καθώς ήταν σε θέση να αξιοποιήσουν μια πολύ υψηλή μόχλευση. Οι επενδυτές στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, αντιθέτως, έπρεπε να παρέχουν μέχρι και το 50% του επενδυτικού τους προϋπολογισμού μέσω χρηματοδότησης με ίδια κεφάλαια. Αυτό το γεγονός οδήγησε σε αύξηση του κόστους χρηματοδότησης των μονάδων αιολικής ενέργειας και, συχνά, καθιστούσε αδύνατη τη χρηματοδότηση αντίστοιχων έργων. Ένα μερίδιο δανειακών κεφαλαίων κάτω του 70% (που κυμαίνεται από 50% έως 65%) εντοπίζεται στο ένα τρίτο σχεδόν των αγορών των κρατών μελών της ΕΕ, γεγονός που καταδεικνύει τους αξιοσημείωτους κινδύνους για επενδύσεις στην αιολική ενέργεια σε πολλά κράτη μέλη της ΕΕ.

*Η Γερμανία έχει το χαμηλότερο μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου στην ΕΕ-28, με τιμές που κυμαίνονται μεταξύ 3,5-4,5% για χερσαίες αιολικές μονάδες. Αντιθέτως, χώρες όπως η Κροατία και η Ελλάδα, εμφανίζουν λιγότερο ευνοϊκές συνθήκες στην ανάπτυξη της αγοράς των ΑΠΕ, με τον δείκτη WACC να είναι μέχρι και 3 φορές υψηλότερος από αυτόν της Γερμανίας.*

Ο σχεδιασμός πολιτικής έχει έναν σημαντικό αντίκτυπο στο WACC των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Οι πολιτικές υποστήριξης των έργων ΑΠΕ που εξασφαλίζουν συγκεκριμένα επίπεδα εσόδων (π.χ. συστήματα εγγυημένων τιμών – FIT) μεταθέτουν τους κινδύνους από τους παραγωγούς στην κοινωνία (καταναλωτές). Οι χαμηλότεροι κίνδυνοι για τους επενδυτές, εξαιτίας της αυξημένης βεβαιότητας στα έσοδα από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας, συνεπάγεται την μετατόπιση των κινδύνων από τους επενδυτές / φορείς εκμετάλλευσης στους φορείς που καταβάλλουν την προμολόγηση ή την εγγυημένη τιμή, όπου στις περισσότερες περιπτώσεις είναι οι τελικοί καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι εγγυημένες τιμές ή τα σταθερά συστήματα αμοιβών, η πρόβλεψη και η εμπορία ενέργειας μετατοπίζονται από τους παραγωγούς στους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι μεταφέρουν το κόστος τους στους καταναλωτές.

*Το σύστημα των εγγυημένων διαφορικών τιμών κυμαινόμενης προσαύξεσης (sliding FIT) μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών (tenders) αξιολογήθηκε ως η προτιμώμενη επιλογή.*

Σε σύγκριση με ένα κυμαινόμενο σύστημα διαφορικών τιμών χωρίς τη διαδικασία προσφορών, το σύστημα FIP με υποβολή προσφορών φαίνεται να εξασφαλίζει ένα χαμηλότερο αλλά επαρκές επίπεδο αποζημίωσης των παραγωγών ΑΠΕ, δεδομένης μιας αποτελεσματικής και αποδοτικής διαδικασίας υποβολής προσφορών. Επιπλέον, το σύστημα εγγυημένων διαφορικών τιμών με δημοπρασίες, σε σύγκριση με ένα σταθερό σύστημα FIP, περιορίζει την έκθεση σε επενδυτικούς κινδύνους παρέχοντας μια συγκεκριμένη αμοιβή στους παραγωγούς ΑΠΕ, που οδηγεί σε χαμηλότερο κόστος πολιτικής για τους καταναλωτές λόγω των «αποδοτικών» προσαυξήσεων (premiums). Λαμβάνοντας υπόψιν τα παραπάνω, εξάγεται το συμπέρασμα ότι η αποτελεσματική κατανομή των κινδύνων και, επομένως, του κόστους μεταξύ των παραγωγών ΑΠΕ και των καταναλωτών αποτελεί μια πρόκληση.

*Ειδικότερα, η αυξανόμενη ενσωμάτωση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στην αγορά επιφέρει μεγαλύτερη ευθύνη για τους παραγωγούς ΑΠΕ.*

Αυτό ισοδυναμεί με τη μετατόπιση των κινδύνων από το κοινό (π.χ. καταναλωτές) στους παραγωγούς. Η συγκεκριμένη αύξηση του κινδύνου συνεπάγεται υψηλότερη απόδοση των ιδίων κεφαλαίων και των μεριδίων τους και, συνεπώς, υψηλότερο κόστος χρηματοδότησης αυτών των έργων. Ως αποτέλεσμα, κατάλληλα επίπεδα αποζημίωσης απαιτούνται για την επίτευξη των στόχων σε ΑΠΕ, την αντιστάθμιση των υψηλότερων κινδύνων και την περαιτέρω ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ. Αυτό οδηγεί σε αυξημένο κόστος πολιτικής, το οποίο αντισταθμίζεται από τη μείωση του κόστους ολοκλήρωσης της αγοράς (μείωση του κόστους εξισορρόπησης). Ως εκ τούτου, προσεκτική παρακολούθηση της ισορροπίας του κόστους πολιτικής - μείωση λόγω των μετατοπίσεων κινδύνου (εξισορρόπηση) έναντι της αύξησης του κόστους πολιτικής λόγω των υψηλών επιπέδων αποζημίωσης- είναι απαραίτητη.

Στο πλαίσιο της παρούσας Διδακτορικής Διατριβής, πραγματοποιήθηκε, επίσης, η συνολική αξιολόγηση των στοιχείων κινδύνου επενδύσεων σε αιολικά και Φ/Β έργα στην Ελλάδα, ο προσδιορισμός του αντίστοιχου κόστους κεφαλαίου και η αξιολόγηση των πολιτικών που υιοθετήθηκαν στη χώρα.

Αρχικά, αξιοποιήθηκε το θεωρητικό υπόδειγμα που διαμορφώθηκε και πραγματοποιήθηκε μια δομημένη διαδικασία διαβούλευσης και συνεντεύξεων με εμπειρογνώμονες, μέσω της συμμετοχής βασικών εθνικών συντελεστών της αγοράς ενέργειας στην Ελλάδα. Με βάση τις διαπιστώσεις της έρευνας, ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αποτελεί την κύρια παράμετρο που επηρεάζει τη διαμόρφωση του κόστους κεφαλαίου και ασκεί την μεγαλύτερη επίδραση στην υλοποίηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα. Οι υπόλοιποι επενδυτικοί κίνδυνοι, σε φθίνουσα σειρά σημαντικότητας, είναι ο κίνδυνος χρηματοδότησης και ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής των ΑΠΕ, κυρίως, για χερσαία αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας. Όσον αφορά στο WACC, εξήχθησαν τιμές 12% για την περίπτωση των αιολικών πάρκων, κατά το 2014, και τιμές 12% έως και 13,5%

για αιολικές και Φ/Β επενδύσεις στην Ελλάδα κατά το 2015, αντίστοιχα. Για το έτος 2016, ο μειωμένος WACC για Φ/Β έργα, και ελαφρώς χαμηλότερος από ότι για χερσαία αιολικά έργα, αντανακλά τη σταδιακή βελτίωση του επενδυτικού περιβάλλοντος στην Εθνική αγορά ενέργειας. Αξίζει, επίσης, να σημειωθεί ότι ο κίνδυνος χώρας προσδιορίστηκε ως το σημαντικότερο στοιχείο κινδύνου για έργα ΑΠΕ, ο οποίος επηρεάζεται όμως από το οικονομικό περιβάλλον της χώρας και δεν είναι δυνατόν να μειωθεί μέσω συναφών δράσεων πολιτικής για την ενέργεια.

Τα αποτελέσματα της έρευνας επιβεβαιώνουν ότι ο σχεδιασμός των μέτρων πολιτικής για την ενέργεια αποτελεί μία από τις κρίσιμότερες παραμέτρους που μπορούν να συμβάλουν στη μείωση του κινδύνου αυτών των έργων. Συνεπώς, ένα σαφές και σταθερό πλαίσιο πολιτικής μπορεί να οδηγήσει σε μικρότερο κίνδυνο και, συνακόλουθα, σε χαμηλότερο κόστος ανάπτυξης των έργων ΑΠΕ. Στο πλαίσιο αυτό, η υιοθέτηση του Νόμου 4414/2016 θεωρείται ως το πρώτο κρίσιμο βήμα προς την κατεύθυνση αυτή και ο προσανατολισμός των νέων εγκαταστάσεων ΑΠΕ προς την αγορά κρίνεται όχι μόνο ως πρόκληση, αλλά και ως η μεγαλύτερη ευκαιρία για τη μελλοντική τους εξέλιξη. Επιπλέον, υπογραμμίζεται ο ουσιαστικός ρόλος των τοπικών και περιφερειακών αρχών προς την κατεύθυνση της προώθησης και περαιτέρω διεύθυνσης των διεσπαρμένων ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα.

Τέλος, σχεδιάστηκε μια εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής η οποία αποτελεί το σημείο εκκίνησης για τον μετριασμό των επενδυτικών κινδύνων και τη μείωση του κόστους κεφαλαίου για επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ.

Οι πολιτικές έχουν να διαδραματίσουν έναν σημαντικό ρόλο στον μετριασμό των επενδυτικών κινδύνων, οδηγώντας σε πρόσθετες εξοικονομήσεις κόστους. Οι κυβερνήσεις, για παράδειγμα, μέσα από την παροχή σαφών διαδικασιών σύνδεσης στο δίκτυο, την εφαρμογή μιας σταθερής μακροπρόθεσμης πολιτικής, την βελτίωση των δομών και της ποιότητας του δημόσιου διοικητικού συστήματος και την παροχή χρηματοοικονομικής υποστήριξης για τον διαμοιρασμό του κινδύνου μπορούν να συμβάλουν θετικά προς αυτήν την κατεύθυνση. Καθώς τα κράτη μέλη της ΕΕ παρουσιάζουν μεγάλη διαφοροποίηση στο ρυθμιστικό πλαίσιο στήριξης των ΑΠΕ, στην ωριμότητα της αγοράς και στη διαθεσιμότητα κεφαλαίου, κάθε ένα από τα προτεινόμενα μέτρα που περιλαμβάνεται στην εργαλειοθήκη μέτρων πολιτικής που δημιουργήθηκε θα πρέπει να προσαρμοστεί ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες κάθε μεμονωμένου κράτους μέλους και να μετριάσει αποτελεσματικά και αποδοτικά τους αντίστοιχους υπάρχοντες κινδύνους.



---

## Κεφάλαιο 6 – Συμπεράσματα & Προοπτικές

---





## 6.1 Εισαγωγή

Στόχος της Διδακτορικής Διατριβής είναι η συμβολή στην πλήρωση του επιστημονικού «κενού» που καταγράφηκε σχετικά με την ανάλυση των προσδιοριστικών παραγόντων της μακροπρόθεσμης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και την ανάλυση και εκτίμηση αυτής, την εμπειριστατωμένη ανάλυση των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ, τον προσδιορισμό του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων και την παροχή προτάσεων πολιτικής που δύνανται να ελαττώσουν ή/και να εξαλείψουν τους συγκεκριμένους κινδύνους και να οδηγήσουν σε μείωση του χρηματοοικονομικού κόστους των επενδύσεων.

Αντικείμενο της Διδακτορικής Διατριβής είναι η ανάπτυξη μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογικής προσέγγισης για την υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης υλοποίησης επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Οι φάσεις που ακολουθήθηκαν κατά την εκπόνηση της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής είναι οι ακόλουθες:

- 1<sup>η</sup> Φάση: Διαμόρφωση μιας Ολοκληρωμένης Μεθοδολογικής Προσέγγισης για την Προώθηση Επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ
- 2<sup>η</sup> Φάση: Πρόταση μιας Πολυκριτηριακής Μεθοδολογίας Ανάλυσης και Εκτίμησης της Μακροπρόθεσμης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας με Εφαρμογή Ανάλυσης Ευστάθειας
- 3<sup>η</sup> Φάση: Κατάστρωση ενός Μεθοδολογικού Πλαισίου Ανάλυσης των Κινδύνων και Αποτίμησης του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ
- 4<sup>η</sup> Φάση: Δημιουργία μιας Εργαλειοθήκης Μέτρων Πολιτικής για τη Μείωση των Κινδύνων και του Κόστους Κεφαλαίου Επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ

Στο πλαίσιο του συγκεκριμένου κεφαλαίου καταγράφονται τα συμπεράσματα που εξάγονται από τη συγκεκριμένη Διδακτορική Διατριβή καθώς και οι προοπτικές που διαμορφώνονται για την εκπόνηση μελλοντικών ερευνητικών δραστηριοτήτων.

## 6.2 Συμπεράσματα

### Θεωρητικά Επιτεύγματα

Τα θεωρητικά επιτεύγματα της Διδακτορικής Διατριβής παρουσιάζονται ακολούθως:

- *Διαμόρφωση ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου υποστήριξης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στην κατεύθυνση της προώθησης των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο αποτελείται από τρεις συνιστώσες που αφορούν στην ανάλυση του ηλεκτρικού τομέα μέσα από την ενδελεχή ανάλυση και εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, την αξιολόγηση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ καθώς και την πρόταση μέτρων πολιτικής για τον περιορισμό των εν λόγω κινδύνων και, συνακόλουθα, του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων.*
- *Ανάπτυξη πρωτότυπων πολυκριτηριακών μοντέλων ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης υπό περιορισμούς και μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας για την διερεύνηση των προσδιοριστικών παραγόντων και την ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Το προτεινόμενο μεθοδολογικό πλαίσιο συνοδεύεται από την εισαγωγή στατιστικής ανάλυσης και ανάλυσης ευστάθειας των εξαγόμενων αποτελεσμάτων για την διασφάλιση υψηλής ακρίβειας και ευστάθειας αυτών, αντίστοιχα. Η αξία των προτεινόμενων μεθόδων έγκειται τόσο στην εξαγωγή των βαρών επίδρασης των διαφόρων κριτηρίων στη διαμόρφωση της εξαρτημένης μεταβλητής (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας) όσο και στη δυνατότητα ενσωμάτωσης ποιοτικών κριτηρίων, αντιμετωπίζοντας με αυτό τον τρόπο έναν περιορισμό που εμφανίζουν συναφή μοντέλα της επιστημονικής βιβλιογραφίας.*

### Εμπειρικά Επιτεύγματα

Τα εμπειρικά επιτεύγματα της Διατριβής συνοψίζονται παρακάτω:

- *Διερεύνηση των προσδιοριστικών παραγόντων και ανάλυση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Η προτεινόμενη πολυκριτηριακή μεθοδολογία εφαρμόστηκε στην περίπτωση του ΕΣΜΗΕ και συμπεριέλαβε στην ανάλυσή της την περίοδο της χρηματοπιστωτικής κρίσης που εκδηλώθηκε στην χώρα. Με βάση τα εξαγόμενα αποτελέσματα της ανάλυσης, το επίπεδο οικονομικής κατάστασης της χώρας, εκφρασμένο σε όρους ΑΕΠ, επέχει την βασικότερη επίδραση στην διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Επιπλέον, οι καιρικές συνθήκες και τα μέτρα βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας που εφαρμόζονται σε Εθνικό επίπεδο παρουσιάζουν επίδραση στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να παρουσιάσει αύξηση κατά τα επόμενα έτη και να φτάσει*

στα επίπεδα προ κρίσης (2008) μέχρι το 2023, ως αποτέλεσμα της βελτίωσης του οικονομικού περιβάλλοντος στην Ελλάδα και των αναμενόμενων ηλεκτρικών διασυνδέσεων των νησιωτικών τμημάτων με το διασυνδεδεμένο Ηπειρωτικό σύστημα.

- *Αξιολόγηση των κινδύνων και αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα χερσαίων αιολικών πάρκων στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και σε έργα αιολικών και Φ/Β στην Ελλάδα.* Οι συγκεκριμένες μελέτες περίπτωσης οδήγησαν στην εξαγωγή εποικοδομητικών συμπερασμάτων σχετικά με την σημασία των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Ο κίνδυνος σχεδιασμού πολιτικής αποτελεί μια από τις βασικότερες κατηγορίες κινδύνου στον τομέα των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ στο σύνολο των κρατών-μελών της ΕΕ, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδος.

Μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ εντοπίζονται αξιοσημείωτες διαφοροποιήσεις όσον αφορά στο μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) αλλά και στα επίπεδα δανειακών / ιδίων κεφαλαίων χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ που οφείλονται τόσο στην οικονομική κρίση όσο και σε παράγοντες που έχουν να κάνουν με τα ίδια τα κράτη μέλη. Ειδικότερα, το χαμηλότερο WACC στην ΕΕ εντοπίζεται στην Γερμανία, με τις αντίστοιχες τιμές να διαμορφώνονται μεταξύ 3,5 και 4,5% για χερσαία αιολικά πάρκα. Εν αντιθέσει, η Κροατία και η Ελλάδα, μεταξύ άλλων, παρουσιάζουν λιγότερο ευνοϊκές συνθήκες στην ανάπτυξη της αγοράς των ΑΠΕ, με το WACC να λαμβάνει τιμές έως και 3 φορές υψηλότερες από αυτές της Γερμανίας.

Μέσα από τις συνεντεύξεις που πραγματοποιήθηκαν εξήχθη, επίσης, το συμπέρασμα ότι το σύστημα των εγγυημένων διαφορικών τιμών κυμαινόμενης προσαύξησης με αξιοποίηση ανταγωνιστικών διαδικασιών λογίζεται ως η προτιμώμενη επιλογή για τις ΑΠΕ, ενώ η είσοδος των ΑΠΕ στην αγορά οδηγεί σε άνοδο των ευθυνών από την πλευρά των παραγωγών ΑΠΕ. Εστιάζοντας στην περίπτωση της Ελλάδος, πέραν του κινδύνου σχεδιασμού πολιτικής, ο κίνδυνος χρηματοδότησης και ο κίνδυνος κοινωνικής αποδοχής των ΑΠΕ, κυρίως, για χερσαία αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας αναγνωρίστηκαν ως πρόσθετες κατηγορίες κινδύνου υψηλής σημαντικότητας για τις εν λόγω επενδύσεις.

Επιπλέον, ο σχεδιασμός των κατάλληλων μέτρων πολιτικής και η υιοθέτηση ενός σταθερού και ξεκάθολου πλαισίου πολιτικής για την ενέργεια μπορεί να οδηγήσει στον μετριασμό των επενδυτικών κινδύνων των έργων ΑΠΕ και, συνακόλουθα, σε χαμηλότερο κόστος ανάπτυξης αυτών. Οι εμπειρογνώμονες σημείωσαν ότι ο Νόμος 4414/2016 και η είσοδος των ΑΠΕ στην αγορά αποτελούν τη μεγαλύτερη ευκαιρία για τη μελλοντική τους εξέλιξη. Τέλος, επισημάνθηκε ο ουσιαστικός

ρόλος των τοπικών και περιφερειακών αρχών προς την περαιτέρω προώθηση και ενσωμάτωση των διεσπαρμένων ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα της χώρας.

- *Δημιουργία μιας διαδικτυακής εργαλειοθήκης μέτρων πολιτικής για την μείωση των κινδύνων και του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Η συγκεκριμένη ηλεκτρονική πλατφόρμα παρουσιάζει, με δομημένο τρόπο, τις προτεινόμενες δράσεις πολιτικής για την αντιμετώπιση των επιμέρους κατηγοριών κινδύνων που συνδέονται με τις επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ.*

### **Αναφορές στα Αποτελέσματα και Συμπεράσματα της Έρευνας**

Η αξία του δημοσιευμένου επιστημονικού έργου, που συνθέτει την παρούσα Διδακτορική Διατριβή, ενισχύεται από το γεγονός ότι η Ευρωπαϊκή Επιτροπή συμπεριέλαβε εκτενή περιγραφή της ανάλυσης και των αποτελεσμάτων αυτού στην Έκθεση Εκτίμησης Επιπτώσεων (Impact Assessment Report) της Πρότασης για την Αναθεωρημένη Οδηγία για τις ΑΠΕ που δημοσιεύτηκε στις 30 Νοεμβρίου 2016 (EC, 2016b). Στην συγκεκριμένη Έκθεση, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αναγνωρίζει ως ένα κρίσιμο ζήτημα την ανάγκη για βελτίωση της αποδοτικότητας κόστους στην ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ. Επίσης, η Έκθεση Εκτίμησης Επιπτώσεων σκιαγραφεί ως προσδιοριστικό παράγοντα της αποδοτικότητας κόστους των έργων ΑΠΕ την ύπαρξη αξιοσημείωτης διαφοροποίησης του κόστους κεφαλαίου των συγκεκριμένων επενδύσεων μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, παραθέτοντας τα αντίστοιχα εξαγόμενα αποτελέσματα και συμπεράσματα της τρέχουσας έρευνας.

Επιπλέον, στη μελέτη που καταρτίστηκε για λογαριασμό της Επιτροπής Βιομηχανίας, Έρευνας και Ενέργειας του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου (Committee on Industry, Research and Energy - ITRE) επισημάνθηκαν τα συμπεράσματα της παρούσας έρευνας που σχετίζονται με την διαφοροποίηση του κόστους κεφαλαίου εξαιτίας τόσο των διαφορετικών προφίλ κινδύνου ανά χώρα όσο και των διαφορετικών συστημάτων υποστήριξης έργων ΑΠΕ (EU, 2018). Επίσης, στη μελέτη που δημοσιεύτηκε από την Επιτροπή Αναφορών (Committee on Petitions) του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου επισημαίνεται ότι η πολιτική σταθερότητα και ένα σταθερό και διαυγές πλαίσιο πολιτικής αποτελούν τους βασικούς προσδιοριστικούς παράγοντες του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, οι οποίοι μπορούν να οδηγήσουν σε επιτυχημένη και αποδοτική εκμετάλλευση των καθαρών μορφών ενέργειας (EU, 2016). Η συγκεκριμένη επισήμανση της μελέτης αυτής συνοδεύτηκε και από την αναφορά στα σχετικά εξαγόμενα αποτελέσματα της παρούσας έρευνας.

Ως επιστέγασμα των ανωτέρω αναφορών των αποτελεσμάτων της παρουσιαζόμενης έρευνας από την Ευρωπαϊκή Ένωση, η Αναθεωρημένη Ευρωπαϊκή Οδηγία για τις ΑΠΕ που δημοσιεύτηκε στην Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις 21 Δεκεμβρίου 2018 επισημαίνει την σημασία του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και

αναφέρει χαρακτηριστικά ότι η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θα πρέπει να εστιάσει την χρηματοδότηση που παρέχει στην κατεύθυνση της μείωσης του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ προκειμένου να επιτευχθεί ο δεσμευτικός στόχος του 32% για τις ΑΠΕ σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης μέχρι το 2030. Ειδικότερα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή υπογραμμίζει την αναγκαιότητα μείωσης του κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ καθώς η συγκεκριμένη κατηγορία κόστους επέχει καθοριστική επίδραση στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους και την ανταγωνιστικότητα των εν λόγω έργων (EC, 2018).

Επιπλέον, τα συγκεκριμένα, δημοσιευμένα σε έγκριτα επιστημονικά περιοδικά, αποτελέσματα και συμπεράσματα της ερευνητικής δραστηριότητας που τοποθετούνται στον πυρήνα της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής, απολαμβάνουν εκτενούς αναφοράς σε Ετήσιες Εκθέσεις και Μελέτες Διεθνών Οργανισμών και Ενώσεων του τομέα της Ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων μεταξύ άλλων, μελών του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου (Turmes, 2015), της Διεθνούς Υπηρεσίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA, 2016b; 2016c; 2017; 2019d), της Διεθνούς Υπηρεσίας Ενέργειας (IEA, 2016), της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (EIB, 2017; 2018), της Ευρωπαϊκής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (WindEurope, 2016a; 2016b; 2017; 2018), της Ευρωπαϊκής Ένωσης Βιομηχανιών Φωτοβολταϊκών (SolarPower Europe, 2016a; 2016b) και του Οργανισμού Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (OECD, 2016; 2017).

Ενδεικτικά, η IRENA σε δημοσιευμένη μελέτη της πάνω σε θέματα ανάλυσης κόστους και πολιτικών για τεχνολογίες αιολικής και ηλιακής ενέργειας εστίασε στα αποτελέσματα της διδακτορικής έρευνας, αναφέροντας χαρακτηριστικά ότι *«Η σταθερότητα της πολιτικής είναι, επίσης, κρίσιμη για την εμπιστοσύνη των επενδυτών γιατί η απουσία σταθερής πολιτικής ή οι αναδρομικές αλλαγές στα συστήματα υποστήριξης, αποτελούν τον πιο καθοριστικό παράγοντα διαμόρφωσης του κινδύνου και, συνεπώς, του κόστους κεφαλαίου, μετά τον κίνδυνο χώρας, στην Ευρώπη (Angelopoulos et al., 2016)»* (IRENA, 2016c).

Συμπεράσματα της τρέχουσας ανάλυσης σχετικά με την διαφοροποίηση του κόστους κεφαλαίου μεταξύ των χωρών της ΕΕ ενσωματώθηκαν, επίσης, σε αναφορά της Ιρλανδικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (Irish Wind Energy Association – IWEA) που κατατέθηκε στο πλαίσιο της δημόσιας διαβούλευσης για το Δεκαετές Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα στην Ιρλανδία (IWEA, 2018).

Τέλος, η μεθοδολογία και τα αποτελέσματα της τρέχουσας Διδακτορικής έρευνας έχουν αναφερθεί σε πληθώρα μελετών ερευνητικών προγραμμάτων χρηματοδοτούμενων από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή καθώς και σε επιστημονικές δημοσιεύσεις σε έγκριτα διεθνή επιστημονικά περιοδικά αυξημένου κύρους και συντελεστή απήχησης (impact factor), όπως, μεταξύ άλλων, Nature Energy, Applied Energy, Renewable & Sustainable Energy Reviews και Renewable Energy.

### 6.3 Προοπτικές

Με την ολοκλήρωση της τρέχουσας Διδακτορικής Διατριβής, διαμορφώνεται ένα σύνολο από δυνητικά πεδία μελλοντικής ερευνητικής δραστηριότητας, το οποίο παρουσιάζεται στην τρέχουσα υποενότητα.

Όσον αφορά στο πεδίο της ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, οι μελλοντικές ερευνητικές δραστηριότητες μπορούν να επικεντρωθούν στη μέθοδο επιλογής των χαρακτηριστικών τιμών των κριτηρίων στις αντίστοιχες περιθώριες συναρτήσεις αξίας με τη χρήση εναλλακτικών τεχνικών διακριτοποίησης (discretization techniques), με απώτερο στόχο τον εντοπισμό των λύσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης με το ελάχιστο σφάλμα. Ένα επιπρόσθετο πεδίο μελλοντικής έρευνας αποτελεί η ανάπτυξη ενός συστήματος υποστήριξης αποφάσεων (Decision Support System - DSS) το οποίο να ενσωματώνει τα προτεινόμενα μοντέλα ανάλυσης και εκτίμησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να διευκολύνει τον ενεργειακό προγραμματισμό των αντίστοιχων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία εφαρμόζεται.

Επιπλέον, το προτεινόμενο πολυκριτηριακό μοντέλο μπορεί να εφαρμοστεί και σε άλλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης ώστε να διερευνηθούν οι βασικότερες παράμετροι που επηρεάζουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σε εθνικό επίπεδο, και να παραχθούν οι σχετικές εκτιμήσεις της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το πλαίσιο, θα ήταν δυνατή η εξαγωγή πολύτιμων συμπερασμάτων από τους εθνικούς φορείς χάραξης πολιτικής σχετικά με τις ανάγκες για περαιτέρω ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος και των υποδομών στο ευρύτερο πεδίο της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Επιπροσθέτως, η ανάλυση της ζήτησης και των προσδιοριστικών της παραγόντων σε μικρότερη χρονική βάση (π.χ. μηνιαία ή τριμηνιαία δεδομένα) θα ήταν μια μελλοντική προέκταση της παρούσας έρευνας. Επιπλέον, η εφαρμογή μεθόδων που προέρχονται από το πεδίο της τεχνητής νοημοσύνης (π.χ. νευρωνικά δίκτυα κτλ.) αποτελεί μια πιθανή μελλοντική προέκταση της τρέχουσας ανάλυσης.

Σχετικά με το πεδίο της ανάλυσης των κινδύνων και της αποτίμησης του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ, οι μελλοντικές επιστημονικές προεκτάσεις είναι, επίσης, ευρείες. Ειδικότερα, η περαιτέρω ανάλυση του κόστους κεφαλαίου και για άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ στον ηλεκτρικό τομέα (π.χ. υπεράκτια αιολικά πάρκα, βιομάζα) καθώς και τομείς ενέργειας (π.χ. θέρμανση/ψύξη, μεταφορές) αποτελεί ένα μελλοντικό πεδίο επιστημονικής έρευνας που θα μπορούσε να οδηγήσει στην εξαγωγή γόνιμων συμπερασμάτων πολιτικής. Επιπλέον, η εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου σε περιφερειακό επίπεδο στην Ελλάδα, με διαφοροποίηση ανάμεσα στο ηπειρωτικό (διασυνδεδεμένο) και στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας της

χώρας, αλλά και σε άλλες χώρες της ΕΕ αποτελούν δυνητικούς τομείς επέκτασης της τρέχουσας επιστημονικής έρευνας.

Τέλος, προτείνεται η εφαρμογή του τρέχοντος μεθοδολογικού πλαισίου για την αξιολόγηση των κινδύνων και την αποτίμηση του κόστους κεφαλαίου επενδύσεων σε έργα βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης.





---

## Βιβλιογραφία

---



- Abdmouleh, Z., Alammari, R.A.M., & Gastli, A. (2015). Review of policies encouraging renewable energy integration and best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, 249-262. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.035>.
- Adom, P. K. (2017). The long-run price sensitivity dynamics of industrial and residential electricity demand: The impact of deregulating electricity prices. *Energy Economics*, 62, 43-60. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.010>.
- Akarsu, G. (2017). Analysis of regional electricity demand for Turkey. *Regional Studies, Regional Science*, 4(1), 32-41. <https://doi.org/10.1080/21681376.2017.1286231>.
- Akay, D., & Atak, M. (2007). Grey prediction with rolling mechanism for electricity demand forecasting of Turkey. *Energy*, 32(9), 1670-1675. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.11.014>.
- Al-Bajjali, S. K., & Shamayleh, A. Y. (2018). Estimating the determinants of electricity consumption in Jordan. *Energy*, 147, 1311-1320. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.010>.
- Alexopoulos, S., Siskos, Y., & Tsotsolas, N. (2006). Planning a reader-oriented strategy for a publishing company: a case study. *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, 14(1-3), 89-101. <https://doi.org/10.1002/mcda.404>.
- Alfares, H. K., & Nazeeruddin, M. (2002). Electric load forecasting: literature survey and classification of methods. *International journal of systems science*, 33(1), 23-34. <https://doi.org/10.1080/00207720110067421>.
- Al-Garni, A. Z., Al-Nassar, Y. N., Zubair, S. M., & Al-Shehri, A. (1997). Model for electric energy consumption in Eastern Saudi Arabia. *Energy sources*, 19(4), 325-334. <https://doi.org/10.1080/00908319708908853>.
- Al-Garni, A. Z., Zubair, S. M., & Nizami, J. S. (1994). A regression model for electric-energy-consumption forecasting in Eastern Saudi Arabia. *Energy*, 19(10), 1043-1049. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(94\)90092-2](https://doi.org/10.1016/0360-5442(94)90092-2).
- Al-Ghandoor, A. J. J. O., Jaber, J. O., Al-Hinti, I., & Mansour, I. M. (2009). Residential past and future energy consumption: Potential savings and environmental impact. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1262-1274. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.008>.
- Al-Musaylh, M. S., Deo, R. C., Li, Y., & Adamowski, J. F. (2018). Two-phase particle swarm optimized-support vector regression hybrid model integrated with improved empirical mode decomposition with adaptive noise for multiple-horizon electricity demand forecasting. *Applied Energy*, 217, 422-439. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.140>.
- Al-Shehri, A. (1999). Artificial neural network for forecasting residential electrical energy. *International Journal of Energy Research*, 23(8), 649-661. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-114X\(19990625\)23:8<649::AID-ER490>3.0.CO;2-T](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-114X(19990625)23:8<649::AID-ER490>3.0.CO;2-T).
- Al-Shobaki, S., & Mohsen, M. (2008). Modeling and forecasting of electrical power demands for capacity planning. *Energy Conversion and Management*, 49(11), 3367-3375. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.05.005>.
- Altinoz, O. T., & Mengusoglu, E. (2015, November). Cloud-based long term electricity demand forecasting using artificial neuro-fuzzy and neural networks. In *Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 2015 9th International Conference on (pp. 977-981). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ELECO.2015.7394549>.

- Amarawickrama, H. A., & Hunt, L. C. (2008). Electricity demand for Sri Lanka: a time series analysis. *Energy*, 33(5), 724-739. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.12.008>.
- Amina, M., Kodogiannis, V. S., Petrounias, I., & Tomtsis, D. (2012). A hybrid intelligent approach for the prediction of electricity consumption. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), 99-108. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.027>.
- Amjadi, M. H., Nezamabadi-Pour, H., & Farsangi, M. M. (2010). Estimation of electricity demand of Iran using two heuristic algorithms. *Energy Conversion and Management*, 51(3), 493-497. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.10.013>.
- Andriosopoulos, D., Gaganis, C., Pasiouras, F., & Zopounidis, C. (2012). An application of multicriteria decision aid models in the prediction of open market share repurchases. *Omega*, 40(6), 882-890. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2012.01.009>.
- Androulaki, S., & Psarras, J. (2016). Multicriteria decision support to evaluate potential long-term natural gas supply alternatives: The case of Greece. *European Journal of Operational Research*, 253(3), 791-810. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.02.051>.
- Ang, B. W., Wang, H., & Ma, X. (2017). Climatic influence on electricity consumption: The case of Singapore and Hong Kong. *Energy*, 127, 534-543. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.005>.
- Angelopoulos, D., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., ... & Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, 27(1), 82-104. <https://doi.org/10.1016/10.1177/0958305X16638573>.
- Angelopoulos, D., Doukas, H., Psarras, J., & Stamtsis, G. (2017a). Risk-based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece. *Energy Policy*, 105, 512-523. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.048>.
- Angelopoulos, D., Psarras, J., & Siskos, Y. (2017b, June). Long-term electricity demand forecasting via ordinal regression analysis: The case of Greece. In 2017 IEEE Manchester PowerTech (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981153>.
- Angelopoulos, D., Siskos, Y., & Psarras, J. (2019). Disaggregating time series on multiple criteria for robust forecasting: The case of long-term electricity demand in Greece. *European Journal of Operational Research*, 275(1), 252-265. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.11.003>.
- Angilella, S., Corrente, S., Greco, S., & Słowiński, R. (2014). MUSA-INT: Multicriteria customer satisfaction analysis with interacting criteria. *Omega*, 42(1), 189-200. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2013.05.006>.
- Aouadni, I., & Rebai, A. (2017). Decision support system based on genetic algorithm and multicriteria satisfaction analysis (MUSA) method for measuring job satisfaction. *Annals of Operations Research*, 256(1), 3-20. <https://doi.org/10.1007/s10479-016-2154-z>.
- Apak, S., Atay, E., & Tuncer, G. (2011). Financial risk management in renewable energy sector: Comparative analysis between the European Union and Turkey. *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, 24, 935-945. <http://dx.doi.org/10.1016/j.sbspro.2011.09.013>.
- Aquila, G., Rocha, L. C. S., Junior, P. R., de Oliveira Pamplona, E., de Queiroz, A. R., & de Paiva, A. P. (2016). Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner

- energy provision in Brazil. *Journal of cleaner production*, 137, 1100-1108. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.07.207>.
- Arabatzis, G., & Grigoroudis, E. (2010). Visitors' satisfaction, perceptions and gap analysis: The case of Dadia-Lefkimi-Soufliou National Park. *Forest policy and economics*, 12(3), 163-172. <https://doi.org/10.1016/j.forpol.2009.09.008>.
- Ardakani, F. J., & Ardehali, M. M. (2014). Long-term electrical energy consumption forecasting for developing and developed economies based on different optimized models and historical data types. *Energy*, 65, 452-461. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.031>.
- Argyris, N., Morton, A., & Figueira, J. R. (2014). CUT: a multicriteria approach for concavifiable preferences. *Operations Research*, 62(3), 633-642. <https://doi.org/10.1287/opre.2014.1274>.
- Arisoy, I., & Ozturk, I. (2014). Estimating industrial and residential electricity demand in Turkey: A time varying parameter approach. *Energy*, 66, 959-964. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.016>.
- Arnold, G. (2013). *Financial Times Handbook of Corporate Finance: A Business Companion to Financial Markets, Decision & Techniques*.
- Arnold, U., & Yildiz, Ö. (2015). Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures—A Monte Carlo Simulation approach. *Renewable Energy*, 77, 227-239. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.059>.
- Askarzadeh, A. (2014). Comparison of particle swarm optimization and other metaheuristics on electricity demand estimation: a case study of Iran. *Energy*, 72, 484-491. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.070>.
- Aslani, A., & Mohaghar, A. (2013). Business structure in renewable energy industry: Key areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 569-575. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.021>.
- Assareh, E., Behrang, M. A., & Ghanbarzdeh, A. (2012). Forecasting energy demand in Iran using genetic algorithm (GA) and particle swarm optimization (PSO) methods. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 7(4), 411-422. <https://doi.org/10.1080/15567240903394265>.
- Assimakopoulos, V., & Psarras, J. (1992). A double horizon peak demand forecast model. *Energy economics*, 14(2), 103-106. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(92\)90003-V](https://doi.org/10.1016/0140-9883(92)90003-V).
- Atalla, T. N., & Hunt, L. C. (2016). Modelling residential electricity demand in the GCC countries. *Energy Economics*, 59, 149-158. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.07.027>.
- Athukorala, P. W., & Wilson, C. (2010). Estimating short and long-term residential demand for electricity: New evidence from Sri Lanka. *Energy Economics*, 32, S34-S40. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.08.005>.
- Atici, K. B., & Ulucan, A. (2011). A multiple criteria energy decision support system. *Technological and Economic Development of Economy*, 17(2), 219-245. <https://doi.org/10.3846/20294913.2011.580563>.
- Atienza, N. A. C., Jao, J. R. A. T., Angeles, J. A. D., Singzon, E. L. T., & Acula, D. D. (2018, April). Prediction and Visualization of Electricity Consumption in the Philippines Using Artificial

- Neural Networks, Particle Swarm Optimization, and Autoregressive Integrated Moving Average. In 2018 3rd International Conference on Computer and Communication Systems (ICCCS) (pp. 135-138). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CCOMS.2018.8463351>.
- Awerbuch, S. (2000). Investing in photovoltaics: risk, accounting and the value of new technology. *Energy Policy*, 28(14), 1023-1035. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00089-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00089-6).
- Ayompe, L. M., & Duffy, A. (2014). An assessment of the energy generation potential of photovoltaic systems in Cameroon using satellite-derived solar radiation datasets. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 7, 257-264. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2013.10.002>.
- Ayvaz, B., & Kusakci, A. O. (2017). Electricity consumption forecasting for Turkey with nonhomogeneous discrete grey model. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 12(3), 260-267. <https://doi.org/10.1080/15567249.2015.1089337>.
- Azadeh A, Moghadam RT, Ghaderi SF, Tarvedian S, & Saberi M. (2006b). Integration of Artificial Neural Networks and Genetic Algorithm to Predict Electrical Energy Consumption in Energy Intensive Sector. In: *E-Learning in Industrial Electronics, 2006 1ST IEEE International Conference on*. IEEE, p.58-63.
- Azadeh, A, Ghaderi, S.F., Tarvedian, S, & Saberi, M. (2006c, November). Integration of Artificial Neural Networks and Genetic Algorithm to Predict Electrical Energy consumption. In: *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on*. IEEE, p.2552-2557. <https://doi.org/10.1109/IECON.2006.348098>.
- Azadeh, A., Ghaderi, S. F., & Sohrabkhani, S. (2008). Annual electricity consumption forecasting by neural network in high energy consuming industrial sectors. *Energy Conversion and management*, 49(8), 2272-2278. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.01.035>.
- Azadeh, A., Ghaderi, S. F., & Tarveredian, S. (2006a, July). Electrical energy consumption estimation by genetic algorithm. In *Industrial Electronics, 2006 IEEE International Symposium on* (Vol. 1, pp. 395-398). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2006.295626>.
- Azadeh, A., Ghaderi, S. F., Tarveredian, S., & Saberi, M. (2007). Integration of artificial neural networks and genetic algorithm to predict electrical energy consumption. *Applied Mathematics and Computation*, 186(2), 1731-1741. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2006.08.093>.
- Azadeh, A., Saberi, M., Asadzadeh, S. M., & Anvarian, N. (2013). An adaptive-network-based fuzzy inference system-data envelopment analysis algorithm for optimization of long-term electricity consumption, forecasting and policy analysis: the case of seven industrialized countries. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 8(1), 56-66. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.628959>.
- Azadeh, A., Sohrabi, P., & Saberi, M. (2015). A unique meta-heuristic algorithm for optimization of electricity consumption in energy-intensive industries with stochastic inputs. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 78(9-12), 1691-1703. <https://doi.org/10.1007/s00170-014-6720-8>.
- Azadeh, A., Taghipour, M., Asadzadeh, S. M., & Abdollahi, M. (2014). Artificial immune simulation for improved forecasting of electricity consumption with random variations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, 205-224. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.017>.

- Azadeh, M. A., & Sohrabkhani, S. (2006, December). Annual electricity consumption forecasting with Neural Network in high energy consuming industrial sectors of Iran. In *Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on* (pp. 2166-2171). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2006.372572>.
- Baek, Y. J., Jung, T. Y., & Kang, S. J. (2018). Low carbon scenarios and policies for the power sector in Botswana. *Climate Policy*, 1-12. <https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1490243>.
- Bailera, M., & Lisbona, P. (2018). Energy storage in Spain: Forecasting electricity excess and assessment of power-to-gas potential up to 2050. *Energy*, 143, 900-910. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.069>.
- Balla, V., Gaganis, C., Pasiouras, F., & Zopounidis, C. (2014). Multicriteria decision aid models for the prediction of securities class actions: evidence from the banking sector. *OR spectrum*, 36(1), 57-72. <https://doi.org/10.1007/s00291-013-0333-8>.
- Baosen, W., Dawei, H., Yi, C., & Yizhe, Z. (2010, March). Research on the forecast of electricity consumption based on autoregressive model. In *Challenges in Environmental Science and Computer Engineering (CESCE), 2010 International Conference on* (Vol. 2, pp. 166-169). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CESCE.2010.120>.
- Baourakis, G., Conisescu, M., Van Dijk, G., Pardalos, P. M., & Zopounidis, C. (2009). A multicriteria approach for rating the credit risk of financial institutions. *Computational Management Science*, 6(3), 347-356. <https://doi.org/10.1007/s10287-007-0050-3>.
- Baourakis, G., Matsatsinis, N. F., & Siskos, Y. (1995). Consumer behavioural analysis using multicriteria method. In *Advances in stochastic modelling and data analysis* (pp. 328-338). Springer, Dordrecht. [https://doi.org/10.1007/978-94-017-0663-6\\_20](https://doi.org/10.1007/978-94-017-0663-6_20).
- Baourakis, G., Matsatsinis, N. F., & Siskos, Y. (1996). Agricultural product development using multidimensional and multicriteria analyses: The case of wine. *European Journal of Operational Research*, 94(2), 321-334. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(95\)00173-5](https://doi.org/10.1016/0377-2217(95)00173-5).
- Barak, S., & Sadegh, S. S. (2016). Forecasting energy consumption using ensemble ARIMA-ANFIS hybrid algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82, 92-104. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.012>.
- Barradale, M. J. (2010). Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment: Wind power and the production tax credit. *Energy Policy*, 38(12), 7698-7709. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.08.021>.
- Bartholdy, J., & Peare, P. (2005). Estimation of expected return: CAPM vs. Fama and French. *International Review of Financial Analysis*, 14 (2005), 407 - 427. <https://doi.org/10.1016/j.irfa.2004.10.009>.
- Baxter, L. W., & Calandri, K. (1992). Global warming and electricity demand: A study of California. *Energy Policy*, 20(3), 233-244. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(92\)90081-C](https://doi.org/10.1016/0301-4215(92)90081-C).
- Behrang, M. A., Assareh, E., Assari, M. R., & Ghanbarzadeh, A. (2011). Total energy demand estimation in Iran using bees algorithm. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 6(3), 294-303. <https://doi.org/10.1080/15567240903502594>.
- Bendary, F., Mahmoud, H., & El-Sheikh, S. (2013). Electrical load forecasts in long-term and impact on load management application. <https://doi.org/10.1049/cp.2013.0549>.

- Bergek, A., Mignon, I., & Sundberg, G. (2013). Who invests in renewable electricity production? Empirical evidence and suggestions for further research. *Energy Policy*, 56, 568-581. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.038>.
- Berk, K. (2015). *Modeling and forecasting electricity demand: a risk management perspective*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-08669-5>.
- Beuthe, M., & Scannella, G. (2001). Comparative analysis of UTA multicriteria methods. *European Journal of operational research*, 130(2), 246-262. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00042-4](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00042-4).
- Beuthe, M., Eeckhoudt, L., & Scannella, G. (2000). A practical multicriteria methodology for assessing risky public investments. *Socio-Economic Planning Sciences*, 34(2), 121-139. [https://doi.org/10.1016/S0038-0121\(99\)00021-X](https://doi.org/10.1016/S0038-0121(99)00021-X).
- Bhattacharya, A., & Kojima, S. (2012). Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy*, 40, 69-80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.09.031>.
- Bianco, V., Manca, O., & Nardini, S. (2009). Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. *Energy*, 34(9), 1413-1421. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.034>.
- Bianco, V., Manca, O., & Nardini, S. (2013). Linear regression models to forecast electricity consumption in Italy. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 8(1), 86-93. <https://doi.org/10.1080/15567240903289549>.
- Bianco, V., Manca, O., Nardini, S., & Minea, A. A. (2010). Analysis and forecasting of nonresidential electricity consumption in Romania. *Applied Energy*, 87(11), 3584-3590. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.018>.
- Bildirici, M. E., & Kayikçi, F. (2016). Electricity consumption and growth in Eastern Europe: An ARDL analysis. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 11(3), 258-266. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.634885>.
- Bilgili, M., Sahin, B., Yasar, A., & Simsek, E. (2012). Electric energy demands of Turkey in residential and industrial sectors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 404-414. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.005>.
- BNEF - Bloomberg New Energy Finance. (2013). *Cost of debt for European onshore wind*.
- Boccard, N. (2009). Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, 37(7), 2679-2688. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.046>.
- Bodger, P. S., & Tay, H. S. (1987). Logistic and energy substitution models for electricity forecasting: a comparison using New Zealand consumption data. *Technological Forecasting and Social Change*, 31(1), 27-48. [https://doi.org/10.1016/0040-1625\(87\)90021-7](https://doi.org/10.1016/0040-1625(87)90021-7).
- Boltürk, E., Öztayşi, B., & Sarı, I. U. (2012, November). Electricity consumption forecasting using fuzzy time series. In *Computational Intelligence and Informatics (CINTI), 2012 IEEE 13th International Symposium on* (pp. 245-249). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CINTI.2012.6496768>.
- Bong, D. B. L., Tan, J. Y. B., & Lai, K. C. (2008, December). Application of multilayer perceptron with backpropagation algorithm and regression analysis for long-term forecast of electricity



- demand: A comparison. In *Electronic Design*, 2008. ICED 2008. International Conference on (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICED.2008.4786748>.
- Boomsma, T. K., & Linnerud, K. (2015). Market and policy risk under different renewable electricity support schemes. *Energy*, 89, 435-448. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.114>.
- Boran, K. (2014). The Box Jenkins approach to forecast net electricity consumption in Turkey. *Energy Sources, Part A: Recovery, utilization, and Environmental Effects*, 36(5), 515-524. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.542445>.
- Borojjeni, K. G., Amini, M. H., Bahrami, S., Iyengar, S. S., Sarwat, A. I., & Karabasoglu, O. (2017). A novel multi-time-scale modeling for electric power demand forecasting: from short-term to medium-term horizon. *Electric Power Systems Research*, 142, 58-73. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.031>.
- Boßmann, T., & Staffell, I. (2015). The shape of future electricity demand: exploring load curves in 2050s Germany and Britain. *Energy*, 90, 1317-1333. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.082>.
- Bouranta, N., Siskos, Y., & Tsotsolas, N. (2015). Measuring police officer and citizen satisfaction: comparative analysis. *Policing: An International Journal of Police Strategies & Management*, 38(4), 705-721. <https://doi.org/10.1108/PIJPSM-01-2015-0008>.
- Bous, G., Fortemps, P., Glineur, F., & PirLOT, M. (2010). ACUTA: A novel method for eliciting additive value functions on the basis of holistic preference statements. *European Journal of Operational Research*, 206(2), 435-444. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2010.03.009>.
- BP (2019). BP Statistical Review of World Energy 2019.
- Breitschopf, B., & Pudlik, M. (2013). Basel iii and solvency ii: are the risk margins for investments in pv and wind adequate?. *Energy & Environment*, 24 (1-2), 171-194. <https://doi.org/10.1260/0958-305X.24.1-2.171>.
- Bruner, R.F., Eades, K., Harris, R., & Higgins, R. (1998). Best practices in estimating the cost of capital: survey and synthesis. *Financial Practice and Education*, 8 (1), 13-28.
- Byrnes, L., Brown, C., Foster, J., & Wagner, L. D. (2013). Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy*, 60, 711-721. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.024>.
- Byrnes, L., Brown, C., Wagner, L., & Foster, J. (2016). Reviewing the viability of renewable energy in community electrification: The case of remote Western Australian communities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 470-481. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.273>.
- Campillo, J., Wallin, F., Torstensson, D., & Vassileva, I. (2012). Energy demand model design for forecasting electricity consumption and simulating demand response scenarios in Sweden. In 4th International Conference in Applied Energy 2012, July 5-8, 2012. Suzhou, China.
- Camproccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2009). Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy*, 83(3), 287-297. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.08.001>.

- Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2014). An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, 107, 530-542. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.047>.
- Carmona, D., Jaramillo, M. A., Gonzalez, E., & Alvarez, J. A. (2002, November). Electric energy demand forecasting with neural networks. In *IECON 02 [Industrial Electronics Society, IEEE 2002 28th Annual Conference of the] (Vol. 3, pp. 1860-1865)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/IECON.2002.1185254>.
- Cartalis, C., Synodinou, A., Proedrou, M., Tsangrassoulis, A., & Santamouris, M. (2001). Modifications in energy demand in urban areas as a result of climate changes: an assessment for the southeast Mediterranean region. *Energy Conversion and Management*, 42(14), 1647-1656. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00156-4](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00156-4).
- CEER - Council of European Energy Regulators. (2018). Status review of Renewable Energy Support in Europe for 2016 and 2017. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>.
- Ceylan, H., & Ozturk, H. K. (2004). Estimating energy demand of Turkey based on economic indicators using genetic algorithm approach. *Energy Conversion and Management*, 45(15-16), 2525-2537. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.11.010>.
- Chang, P. C., Fan, C. Y., & Hsieh, J. C. (2009, April). A weighted evolving fuzzy neural network for electricity demand forecasting. In *Intelligent Information and Database Systems, 2009. ACIIDS 2009. First Asian Conference on (pp. 330-335)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ACIIDS.2009.93>.
- Chassot, S., Hampl, N., & Wüstenhagen, R. (2014). When energy policy meets free-market capitalists: the moderating influence of worldviews on risk perception and renewable energy investment decisions. *Energy Research & Social Science*, 3, 143-151. <http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.013>.
- Chatzizacharia, K., Benekis, V., & Hatziaframidis, D. (2016). A blueprint for an energy policy in Greece with considerations of climate change. *Applied energy*, 162, 382-389. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.087>.
- Chavez, S. G., Bernat, J. X., & Coalla, H. L. (1999). Forecasting of energy production and consumption in Asturias (northern Spain). *Energy*, 24(3), 183-198. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00099-1](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00099-1).
- Chen, G. H., & Lie, T. T. (2010, June). The impact of climate change on New Zealand's electricity demand. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on (pp. 808-813)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2010.5528429>.
- Cheng, C. H., & Wei, L. Y. (2010). One step-ahead ANFIS time series model for forecasting electricity loads. *Optimization and Engineering*, 11(2), 303-317. <https://doi.org/10.1007/s11081-009-9091-5>.
- Chhipi-Shrestha, G., Kaur, M., Hewage, K., & Sadiq, R. (2018). Optimizing residential density based on water-energy-carbon nexus using UTilities Additives (UTA) method. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 1-16. <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1506-6>.

- Chiaroni, D., Chiesa, V., Colasanti, L., Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Frattini, F. (2014). Evaluating solar energy profitability: A focus on the role of self-consumption. *Energy Conversion and Management*, 88, 317-331. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.08.044>.
- Chin, H., Abe, R., & Tanaka, K. (2016, June). Demand forecast improvement based on electricity load scale and the electricity demander portfolio. In *Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2016 IEEE 16th International Conference on (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555505>.
- Christodoulakis, N. M., & Kalyvitis, S. C. (1997). The demand for energy in Greece: assessing the effects of the Community Support Framework 1994-1999. *Energy economics*, 19(4), 393-416. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(97\)01013-X](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(97)01013-X).
- Christodoulakis, N. M., Kalyvitis, S. C., Lalas, D. P., & Pasmajoglou, S. (2000). Forecasting energy consumption and energy related CO<sub>2</sub> emissions in Greece: an evaluation of the consequences of the Community Support Framework II and natural gas penetration. *Energy Economics*, 22(4), 395-422. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(99\)00040-7](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(99)00040-7).
- Cialani, C., & Mortazavi, R. (2018). Household and industrial electricity demand in Europe. *Energy Policy*, 122, 592-600. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.060>.
- Citroen, N., Ouassaid, M., & Maaroufi, M. (2015a, March). Long term electricity demand forecasting using autoregressive integrated moving average model: Case study of Morocco. In *Electrical and Information Technologies (ICEIT)*, 2015 International Conference on (pp. 59-64). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EITech.2015.7162950>.
- Citroen, N., Ouassaid, M., & Maaroufi, M. (2015b, December). Moroccan long term electricity demand forecasting using Wavelet neural Networks. In *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2015 3rd International (pp. 1-7). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2015.7455128>.
- Clayman, M.R., Fridson, M.S., Troughton, G.H., & Scanlan, M. (2012). *Corporate Finance: A Practical Approach*, 2nd Edition, March 2012 ISBN: 978-1-118-10537-5.
- Clean Energy Pipeline. (2013). European Offshore Wind Project Debt Finance Update – June 2013.
- Corovessi A., Metaxa K., Touloupaki E., Chrysogelos N. (2017). Energy Poverty in Greece - Proposals for Social Innovation to Address the Phenomenon, Thessaloniki 2017 [In Greek].
- Corrente, S., Greco, S., & Słowiński, R. (2012). Multiple criteria hierarchy process in robust ordinal regression. *Decision Support Systems*, 53(3), 660-674. <https://doi.org/10.1016/j.dss.2012.03.004>.
- Corrente, S., Greco, S., Kadziński, M., & Słowiński, R. (2013). Robust ordinal regression in preference learning and ranking. *Machine Learning*, 93(2-3), 381-422. <https://doi.org/10.1007/s10994-013-5365-4>.
- Cosset, J. C., Siskos, Y., & Zopounidis, C. (1992). Evaluating country risk: A decision support approach. *Global Finance Journal*, 3(1), 79-95. [https://doi.org/10.1016/1044-0283\(92\)90006-7](https://doi.org/10.1016/1044-0283(92)90006-7).
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy policy*, 38(2), 955-965. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.047>.

- Craig, C. A., & Feng, S. (2017). Exploring utility organization electricity generation, residential electricity consumption, and energy efficiency: A climatic approach. *Applied Energy*, 185, 779-790. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.101>.
- Criscuolo, C., & Menon, C. (2015). Environmental policies and risk finance in the green sector: Cross-country evidence. *Energy Policy* 83, 38-56. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.023>.
- Cucchiella, F., & Rosa, P. (2015). End-of-Life of used photovoltaic modules: A financial analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 552-561. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.076>.
- Çunkaş, M., & Altun, A. A. (2010). Long term electricity demand forecasting in Turkey using artificial neural networks. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 5(3), 279-289. <https://doi.org/10.1080/15567240802533542>.
- Çunkaş, M., & Taşkiran, U. (2011). Turkey's electricity consumption forecasting using genetic programming. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 6(4), 406-416. <https://doi.org/10.1080/15567240903047558>.
- Cuthbert, J.R., & Cuthbert, M. (2012). Why IRR is an inadequate indicator of costs and returns in relation to PFI schemes. *Critical Perspectives on Accounting*, 23 (6) (2012), 420-433. <https://doi.org/10.1016/j.cpa.2012.05.001>.
- Da Z., Guo, R-J, & Jagannathan, R. (2012). CAPM for estimating the cost of equity capital: Interpreting the empirical evidence. *Journal of Financial Economics*, 103 (2012), 204-220. <https://doi.org/10.1016/j.jfineco.2011.08.011>.
- Dagoumas, A. S., Panapakidis, I. P., Papagiannis, G. K., & Dokopoulos, P. S. (2008). Post-Kyoto energy consumption strategies for the Greek interconnected electric system. *Energy Policy*, 36(6), 1980-1999. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.015>.
- Dagoumas, A., & Kitsios, F. (2014). Assessing the impact of the economic crisis on energy poverty in Greece. *Sustainable Cities and Society*, 13, 267-278. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.02.004>.
- Dai, H., Herran, D. S., Fujimori, S., & Masui, T. (2016). Key factors affecting long-term penetration of global onshore wind energy integrating top-down and bottom-up approaches. *Renewable Energy* 85, 19-30. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.060>.
- Damodaran, A. (1999). Estimating risk parameters.
- Damodaran, A. (2015). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2015 Edition.
- DB Climate Change Advisors. (2011). GET FiT Plus: Derisking Clean Energy Business Models in a Developing Country Context. New York, NY: The Deutsche Bank Group and United Nations Development Programme.
- De Assis Cabral, J., Legey, L. F. L., & de Freitas Cabral, M. V. (2017). Electricity consumption forecasting in Brazil: A spatial econometrics approach. *Energy*, 126, 124-131. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.005>.

- De Felice, M., Alessandri, A., & Catalano, F. (2015). Seasonal climate forecasts for medium-term electricity demand forecasting. *Applied Energy*, 137, 435-444. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.030>.
- De Jager, D., and Rathmann M. (2008). Policy Instrument Design to Reduce Financing Costs in Renewable Energy Technology Projects, Report by Order of the IEA Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (RETD). Ecofys.
- De Jager, D., Klessmann, C., Stricker, E., Winkel, T., de Visser, E., Koper, M., Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Busch, S., Panzer, C., Gazzo, A., Roulleau, T., Gousseland, P., Henriët, M., Bouille, A. (2011). Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Ecofys, Utrecht (Final Report).
- De la Hoz, J., Martín, H., Miret, J., Castilla, M., & Guzman, R. (2016). Evaluating the 2014 retroactive regulatory framework applied to the grid connected PV systems in Spain. *Applied energy*, 170, 329-344. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.092>.
- De Oliveira, E. M., & Oliveira, F. L. C. (2018). Forecasting mid-long term electric energy consumption through bagging ARIMA and exponential smoothing methods. *Energy*, 144, 776-788. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.049>.
- Deb, C., Zhang, F., Yang, J., Lee, S. E., & Shah, K. W. (2017). A review on time series forecasting techniques for building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 902-924. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.085>.
- Dejuán, Ó., López, L. A., Tobarra, M. Á., & Zafrilla, J. (2013). A post-Keynesian AGE model to forecast energy demand in Spain. *Economic Systems Research*, 25(3), 321-340. <https://doi.org/10.1080/09535314.2013.806294>.
- Del Río, P., & Tarancón, M.-Á. (2012). Analysing the determinants of on-shore wind capacity additions in the EU: An econometric study. *Applied Energy*, 95 (2012), 12-21. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.043>.
- Deloitte. (2013). Overview of business valuation parameters in the energy industry. Edition No.1 - 2013.
- Deloitte. (2014). Establishing the investment case - Wind power, April 2014.
- Demesouka, O. E., Anagnostopoulos, K. P., & Siskos, E. (2018). Spatial multicriteria decision support for robust land-use suitability: The case of landfill site selection in Northeastern Greece. *European Journal of Operational Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.07.005>.
- Demesouka, O. E., Vavatsikos, A. P., & Anagnostopoulos, K. P. (2013). Spatial UTA (S-UTA)-A new approach for raster-based GIS multicriteria suitability analysis and its use in implementing natural systems for wastewater treatment. *Journal of environmental management*, 125, 41-54. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2013.03.035>.
- Demir, A. S., & Taşkin, H. (2011). The Modeling of the Electric Consumption of Turkey and Estimation Using a Quasi-Newton Algorithm up to the Year 2012. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 6(1), 106-110. <https://doi.org/10.1080/15567240903047418>.
- Deng, J. (2010, August). Modeling and prediction of China's electricity consumption using artificial neural network. In *Natural Computation (Icnc), 2010 Sixth International Conference on* (Vol. 4, pp. 1731-1733). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICNC.2010.5584347>.

- Dergiades, T., & Tsoulfidis, L. (2008). Estimating residential demand for electricity in the United States, 1965–2006. *Energy Economics*, 30(5), 2722–2730. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.05.005>.
- Dergiades, T., & Tsoulfidis, L. (2011). Revisiting residential demand for electricity in Greece: new evidence from the ARDL approach to cointegration analysis. *Empirical Economics*, 41(2), 511–531. <https://doi.org/10.1007/s00181-010-0381-8>.
- Dergiades, T., Martinopoulos, G., & Tsoulfidis, L. (2013). Energy consumption and economic growth: Parametric and non-parametric causality testing for the case of Greece. *Energy Economics*, 36, 686–697. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.11.017>.
- Despotis, D. K., & Zopounidis, C. (1995). Building additive utilities in the presence of non-monotonic preferences. In *Advances in Multicriteria Analysis* (pp. 101–114). Springer, Boston, MA. [https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0\\_7](https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0_7).
- Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff (s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, 95–104. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.12.004>.
- DIA-CORE. Web-based toolbox on RES policy options. <http://diacore.eu/results/item/web-based-toolbox-on-triple-a-res-policy-options/>.
- DIA-CORE. (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies – Final Report, February 2016. <http://diacore.eu/results/item/enhancing-res-investments-final-report/>.
- Diakoulaki, D., Zopounidis, C., Mavrotas, G., & Doumpos, M. (1999). The use of a preference disaggregation method in energy analysis and policy making. *Energy*, 24(2), 157–166. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00081-4](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00081-4).
- Diamantis, G. V., & Benos, V. K. (2007). Measuring student satisfaction with their studies in an international and European studies department. *Operational Research*, 7(1), 47–59. <https://doi.org/10.1007/BF02941185>.
- Dilaver, Z., & Hunt, L. C. (2011a). Modelling and forecasting Turkish residential electricity demand. *Energy Policy*, 39(6), 3117–3127. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.059>.
- Dilaver, Z., & Hunt, L. C. (2011b). Turkish aggregate electricity demand: an outlook to 2020. *Energy*, 36(11), 6686–6696. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.043>.
- Dimson, E., Marsh, P., & Staunton, M. (2008). The Worldwide Equity Premium: A Smaller Puzzle. *Handbook of the Equity Risk Premium*, Chapter 11.
- Ding, S., Hipel, K. W., & Dang, Y. G. (2018). Forecasting China's electricity consumption using a new grey prediction model. *Energy*, 149, 314–328. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.169>.
- Dinica, V. (2006). Support systems for the diffusion of renewable energy technologies--an investor perspective. *Energy Policy* 34(4), 461–480. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.06.014>.
- Dóci, G., & Gotchev, B. (2016). When energy policy meets community: Rethinking risk perceptions of renewable energy in Germany and the Netherlands. *Energy Research & Social Science* 22, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.019>.

- Dóci, G., & Vasileiadou, E. (2015). "Let's do it ourselves" Individual motivations for investing in renewables at community level. *Renewable and sustainable energy reviews*, 49, 41-50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.051>.
- Donatos, G. S., & Mergos, G. J. (1989). Energy demand in Greece: the impact of the two energy crises. *Energy Economics*, 11(2), 147-152. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(89\)90008-X](https://doi.org/10.1016/0140-9883(89)90008-X).
- Donatos, G. S., & Mergos, G. J. (1991). Residential demand for electricity: the case of Greece. *Energy Economics*, 13(1), 41-47. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(91\)90054-4](https://doi.org/10.1016/0140-9883(91)90054-4).
- Dong, Z. S., & Zhu, G. S. (2012, March). An Error Modified Grey Theory for Electricity Demand Forecasting. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific* (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2012.6307552>.
- Dongxiao, N., Yanan, W., Jianqing, L., Cong, X., & Junfang, W. (2010, May). Analysis of electricity demand forecasting in Inner Mongolia based on gray Markov model. In *E-Business and E-Government (ICEE), 2010 International Conference on* (pp. 5082-5085). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEE.2010.1275>.
- Donovan, C., & Corbishley, C. (2016). The cost of capital and how it affects climate change mitigation investment - Grantham Briefing Paper 15, January 2016.
- Donovan, C., & Nuñez, L. (2012). Figuring what's fair: The cost of equity capital for renewable energy in emerging markets. *Energy Policy*, 40, 49-58. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.06.060>.
- Doukas, H, Karakosta, C., Flouri, M., Flamos, A., & Psarras, J. (2011). Electric Power Transmission: An overview of associated burdens. *International Journal of Energy Research* 35(11), 979-988. <https://doi.org/10.1002/er.1745>.
- Doukas, H., Mannsbart, W., Patlitzianas, K. D., Psarras, J., Ragwitz, M., & Schlomanna, B. (2007). A Methodology for Validating the Renewable Energy Data in EU, *Renewable Energy*, 32(12), pp. 1981-1998. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.10.007>.
- Doukas, H., Angelopoulos, D., Breitschopf, B., Brückmann, R., Jirouš, F. Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Tesnière, L., Psarras, J., & Ragwitz, M. (2016). 'Energy policies to support Renewable Energy Development'. *Proceedings of the Workshop on Technical and Economic Aspects of Renewable Energies – Know-how Transfer as Development Opportunity for Southern Europe, July 4-7, Berlin, Germany*. Mensch und Buch Verlag 2016. <http://d-nb.info/1114283983>. ISBN: 978-3-86387-721-7.
- Doumpos, M. (2000). Multi-criteria classification methods and applications in finance administration. PhD Dissertation. Technical University of Crete, Chania.
- Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2002a). Business failure prediction: a comparison of classification methods. *Operational Research*, 2(3), 303. <https://doi.org/10.1007/BF02936387>.
- Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2002b). Multi-criteria classification methods in financial and banking decisions. *International Transactions in Operational Research*, 9(5), 567-581. <https://doi.org/10.1111/1475-3995.00374>.
- Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2004). *Multicriteria decision making: Methodological approaches and applications – Multicriteria decision making: An introduction [In Greek]*. New Tech Pub.

- Doumpos, M., Xidonas, P., Xidonas, S., & Siskos, Y. (2016). Development of a robust multicriteria classification model for monitoring the postoperative behaviour of heart patients. *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, 23(1-2), 15-27. <https://doi.org/10.1002/mcda.1547>.
- Doumpos, M., Zopounidis, C., & Hecker, S. (1997). Multicriteria Evaluation of Transportation Firms in Greece. *IFAC Proceedings Volumes*, 30(8), 157-162. [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)43817-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)43817-1).
- Drosos, D., Tsotsolas, N., Chalikias, M., Skordoulis, M., & Koniordos, M. (2015). Evaluating customer satisfaction: The case of the mobile telephony industry in Greece. *Creativity in Intelligent, Technologies and Data Science*, 249-267. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-23766-4\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-319-23766-4_21).
- Duscha, V., Ragwitz, M., Breitschopf, B., Schade, W., Walz, R., Pfaff, M., ... & Fougeyrollas, A. (2014). Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union. final report, project funded by the European Commission, DG Energy.
- Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2010). Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. *Energy Policy*, 38(8), 4011-4020. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.025>.
- Dzuriþková, J., Fabinyová, R., & Mihalþová, B. (2015). The Opportunity Cost of Equity Capital. *Procedia Economics and Finance*, 23 (2015), 1492 - 1498. [https://doi.org/10.1016/S2212-5671\(15\)00462-1](https://doi.org/10.1016/S2212-5671(15)00462-1).
- EC - European Commission. (2016a). EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft\\_publication\\_REF2016\\_v13.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf).
- EC - European Commission. (2016b). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), [SWD(2016)418 final]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1490879548464&uri=CELEX:52016SC0418>.
- EC - European Commission. (2006). Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC. Brussels; 2006. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006Lo032&from=EN>.
- EC - European Commission. (2014a). Communication from the Commission. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01). *Official Journal of the European Union* C 200/1 of 28.6.2014. [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN).
- EC - European Commission. (2014b). State aid: Commission adopts new rules on public support for environmental protection and energy, Press Release, Brussels, 9 April 2014.
- EC - European Commission. (2015a). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank, A Framework Strategy For A Resilient Energy Union With A Forward-Looking Climate Change Policy, [COM/2015/080 Final]. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>.



- EC - European Commission. (2015b). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank State of the Energy Union - Country Factsheet Greece. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0226&from=EN>.
- EC - European Commission. (2015c). The 2015 Ageing Report: Economic and budgetary projections for the 28 EU Member States (2013-2060). Directorate-General for Economic and Financial Affairs, Economic Policy Committee (AWG), European Economy, 3, 2015.
- EC - European Commission. (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Text with EEA relevance.) <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.
- EC - European Commission. (2019a). Causes of climate change. [https://ec.europa.eu/clima/change/causes\\_en](https://ec.europa.eu/clima/change/causes_en).
- EC - European Commission. (2019b). Paris Agreement. [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en).
- EC - European Commission. (2019c). 2050 Long-term strategy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-long-term-strategy>.
- EC - European Commission. (2019d). 2020 climate & energy package. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en).
- EC - European Commission. (2019e). 2030 Energy Strategy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>.
- EC - European Commission. (2019f). Clean Energy for all Europeans package. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.
- ECB - European Central Bank. (2014). Statistical Data Warehouse. <http://sdw.ecb.europa.eu/home.do>.
- Ecofys. (2014). Design features of support schemes for renewable electricity, Task 2 Report, for the European Commission, DG ENER, Utrecht, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_design\\_features\\_of\\_support\\_schemes.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf).
- EEA - European Environment Agency. (2019). <https://www.eea.europa.eu/el/themes/climate>.
- EIB - European Investment Bank. (2013). The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB, 30 April 2013. [http://www.eib.org/attachments/thematic/economic\\_appraisal\\_of\\_investment\\_projects\\_en.pdf](http://www.eib.org/attachments/thematic/economic_appraisal_of_investment_projects_en.pdf).
- EIB - European Investment Bank. (2017). EIB Investment Report 2017/2018 - from recovery to sustainable growth. <https://www.eib.org/en/publications/investment-report-2017>.
- EIB - European Investment Bank. (2018). EIB Investment Report 2018/2019 - retooling europe's economy. <https://www.eib.org/en/publications/investment-report-2018>.
- Ekonomou, L. (2010). Greek long-term energy consumption prediction using artificial neural networks. *Energy*, 35(2), 512-517. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.10.018>.

- El Kasmioui, O., Verbruggen, A., & Ceulemans, R. (2015). The 2013 reforms of the Flemish renewable electricity support: Missed opportunities. *Renewable energy*, 83, 905-917. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.023>.
- EL.STAT. – Hellenic Statistical Authority. (2017). Gross Added Value by Industry (A64) (Provisional data) (1995-2018). [http://www.statistics.gr/el/statistics/-/publication/SEL12/- +](http://www.statistics.gr/el/statistics/-/publication/SEL12/-+).
- EL.STAT. – Hellenic Statistical Authority. (2019). Gross Domestic Product. <https://www.statistics.gr/el/statistics/-/publication/SEL15/->.
- El-Shazly, A. (2013). Electricity demand analysis and forecasting: A panel cointegration approach. *Energy Economics*, 40, 251-258. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.07.003>.
- Enerdata. (2010) Definition of ODEX indicators in ODYSSEE data base. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/odex-indicators-database-definition.pdf>.
- Enzensberger, N., Fichtner W., & Rentz, O. (2003). Financing renewable energy projects via closed end funds—a German case study. *Renewable Energy*, 28 (13), 2023-2036. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00080-6](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00080-6).
- Erdogdu, E. (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey. *Energy policy*, 35(2), 1129-1146. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.02.013>.
- Ernst & Young (2015). Estimating risk-free rates for valuations.
- Ertürk, M. (2012). The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. *Energy Policy*, 45, 359-367. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.044>.
- Esmaelian, M., Shahmoradi, H., & Vali, M. (2016). A novel classification method: A hybrid approach based on extension of the UTADIS with polynomial and PSO-GA algorithm. *Applied Soft Computing*, 49, 56-70. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2016.07.017>.
- Espinoza, R. D., & Rojo, J. (2015). Using DNPV for valuing investments in the energy sector: A solar project case study. *Renewable energy*, 75, 44-49. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.011>.
- EU - European Union. (2016). Solar Energy Policy in the EU and the Member States, from the perspective of the petitions received. Study for the PETI Committee. [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/556968/IPOL\\_STU\(2016\)556968\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/556968/IPOL_STU(2016)556968_EN.pdf).
- EU - European Union. (2017). Renewables in the EU: an overview of support schemes and measures. <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/83d9ab2f-647d-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en>.
- EU - European Union. (2018). Renewable Energy Directive Target. Directorate General for Internal Policies. Policy Department A: Economic and Scientific Policy. [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/614201/IPOL\\_STU\(2018\)614201\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/614201/IPOL_STU(2018)614201_EN.pdf).
- Eurelectric. (2012). The financial situation and investment climate of the electricity industry – economic and financial update. Eurelectric Report, April 2012.
- Eurelectric. (2014). Renewable energy and security of supply: Finding market solutions, First Issue Management Communication Report.

- European Council. (2014). Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework (23 and 24 October 2014). [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf).
- EUROSTAT. (2019a). Production of electricity and derived heat by type of fuel [nrg\_bal\_peh].
- EUROSTAT. (2019b). Unemployment by sex and age – Annual average. [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/une\\_rt\\_a](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/une_rt_a).
- EUROSTAT. (2019c). Complete energy balances - annual data [nrg\_110a].
- EUROSTAT. (2019d). Population on 1 January by age and sex [demo\_pjan].
- EUROSTAT. (2019e). Cooling and heating degree days by country - monthly data [nrg\_chdd\_m].
- EUROSTAT. (2019f). Electricity prices for domestic consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_204&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en).
- EWEA - European Wind Energy Association. (2010). Windbarriers – Administrative and Grid Access Barriers to Windpower.
- EWEA - European Wind Energy Association. (2013). Where's the money coming from? Financing offshore wind farms – November 2013.
- EWEA - European Wind Energy Association. (2014). Building a stable future - Annual Report 2013.
- Fafaliou, I., & Polemis, M. L. (2010). Trends in the European electricity markets: the case of Greece. *International Journal of Economics and Business Research*, 2(5), 369-386.
- Fagiani, R., Barquín, J., & Hakvoort, R. (2013). Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy policy*, 55, 648-661. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.066>.
- Fan, H., MacGill, I. F., & Sproul, A. B. (2015). Statistical analysis of driving factors of residential energy demand in the greater Sydney region, Australia. *Energy and Buildings*, 105, 9-25. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.030>.
- Fan, S., & Hyndman, R. J. (2012, July). Forecasting electricity demand in Australian national electricity market. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345304>.
- Feng, S. J., Ma, Y. D., Song, Z. L., & Ying, J. (2012). Forecasting the energy consumption of China by the grey prediction model. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 7(4), 376-389. <https://doi.org/10.1080/15567240903330426>.
- Feng, Y. (2016). Study on Medium and Long Term Power Load Forecasting Based on Combination Forecasting Model. *Chemical Engineering Transactions*, 51, 859-864. <https://doi.org/10.3303/CET1651144>.
- Fernandez P., Aguirreamalloa J., & Corres L. (2012). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers. IESE Business School. June 19, 2012.
- Fernandez, P. (2007). Equity Premium: Historical, Expected, Required and Implied. <http://ssrn.com/abstract=933070>.
- Fernandez, P. (2009). The Equity Premium in 150 Textbooks. <http://ssrn.com/abstract=1473225>.

- Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Avendaño, L. C. (2013). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers. SSRN 2084213.
- Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Corres, L. (2011). Market Risk Premium Used in 56 Countries in 2011: A Survey with 6,014 Answers. <http://ssrn.com/abstract=1822182>.
- Fleten, S. E., Linnerud, K., Molnár, P., & Nygaard, M. T. (2016). Green electricity investment timing in practice: Real options or net present value?. *Energy*, 116, 498-506. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.114>.
- Flores, C. E., Phelan, P. E., Mou, J. I., & Bryan, H. (2004). Forecasting the electricity consumption of the Mexican border states maquiladoras. *International Journal of Energy Research*, 28(7), 641-660. <https://doi.org/10.1002/er.989>.
- Fotis, P., Karkalakos, S., & Asteriou, D. (2017). The relationship between energy demand and real GDP growth rate: the role of price asymmetries and spatial externalities within 34 countries across the globe. *Energy Economics*, 66, 69-84. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.05.027>.
- Franco, M., Blanco, D., Blequett, W., Guglia, M., & Alvarado, E. (2006, August). Cointegration Methodology and Error Correction Model used to Forecast The Electricity Demand of The Venezuelan Electric System-Period 2004-2024. In *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC'06. IEEE/PES* (pp. 1-8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TDCLA.2006.311608>.
- Frank, M.Z., & Shen, T. (2015). Investment and the weighted average cost of capital. *Journal of Financial Economics*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jfineco.2015.09.001>.
- Frantál, B., & Prousek, A. (2016). It's not right, but we do it. Exploring why and how Czech farmers become renewable energy producers. *Biomass and Bioenergy*, 87, 26-34. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.02.007>.
- Fraunhofer ISE. (2013). Levelized Cost of Electricity - Renewable energy technologies, Study November 2013.
- Fu, C. W., & Nguyen, T. T. (2003, July). Models for long-term energy forecasting. In *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE* (Vol. 1, pp. 235-239). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2003.1267174>.
- Gaganis, C. (2009). Classification techniques for the identification of falsified financial statements: a comparative analysis. *Intelligent Systems in Accounting, Finance & Management: International Journal*, 16(3), 207-229. <https://doi.org/10.1002/isaf.303>.
- Gaganis, C., Pasiouras, F., & Zopounidis, C. (2006). A multicriteria decision framework for measuring banks' soundness around the world. *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, 14(1-3), 103-111. <https://doi.org/10.1002/mcda.405>.
- Gallego-Castillo, C., & Victoria, M. (2015). Cost-free feed-in tariffs for renewable energy deployment in Spain. *Renewable Energy*, 81, 411-420. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.052>.
- Garcia-Barberena, J., Monreal, A., & Sánchez, M. (2014). The BEPE-Break-Even Price of Energy: A financial figure of merit for renewable energy projects. *Renewable energy*, 71, 584-588. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.022>.

- García-Gusano, D., Suárez-Botero, J., & Dufour, J. (2018). Long-term modelling and assessment of the energy-economy decoupling in Spain. *Energy*, 151, 455-466. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.102>.
- Gatzert, N., & Vogl, N. (2016). Evaluating investments in renewable energy under policy risks. *Energy Policy*, 95, 238-252. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.027>.
- Gatzert, N., Kosub, T. (2016). Risks and risk management of renewable energy projects: The case of onshore and offshore wind parks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, 982-998. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.103>.
- Georgantopoulos, A. (2012). Electricity consumption and economic growth: analysis and forecasts using VAR/VEC approach for Greece with capital formation. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2(4), 263-278.
- Ghaderi, A., Moghaddam, M. P., & Sheikh-El-Eslami, M. K. (2014). Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning. *Energy*, 68, 529-537. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.028>.
- Ghalekhondabi, I., Ardjmand, E., Weckman, G. R., & Young, W. A. (2017). An overview of energy demand forecasting methods published in 2005-2015. *Energy Systems*, 8(2), 411-447. <https://doi.org/10.1007/s12667-016-0203-y>.
- Ghanbari, A., Abbasian-Naghneh, S., & Hadavandi, E. (2011, April). An intelligent load forecasting expert system by integration of ant colony optimization, genetic algorithms and fuzzy logic. In *Computational Intelligence and Data Mining (CIDM), 2011 IEEE Symposium on* (pp. 246-251). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CIDM.2011.5949432>.
- Ghanbari, A., Ghaderi, S. F., & Azadeh, M. A. (2010a, February). Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System vs. Regression based approaches for annual electricity load forecasting. In *Computer and Automation Engineering (ICCAE), 2010 The 2nd International Conference on* (Vol. 5, pp. 26-30). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCAE.2010.5451534>.
- Ghanbari, A., Ghaderi, S. F., & Azadeh, M. A. (2010b, February). Prediction of electrical energy demand by hybridization of Particle Swarm Optimization and Noise filtering. In *2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE)* (Vol. 5, pp. 402-406). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCAE.2010.5451227>.
- Ghanbarian, M., Kavehnia, F., Askari, M. R., Mohammadi, A., & Keivani, H. (2007, April). Applying time-series regression to load forecasting using neuro-fuzzy techniques. In *Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on* (pp. 769-773). IEEE. <https://doi.org/10.1109/POWERENG.2007.4380205>.
- Giebel, O., & Breitschopf, B. (2011). The impact of policy elements on the financing costs of RE investment – the case of wind power in Germany, *ISI Working Sustainability and Innovation*, No. S 11/2011.
- Giovanis, A. N., & Skiadas, C. H. (1999). A stochastic logistic innovation diffusion model studying the electricity consumption in Greece and the United States. *Technological Forecasting and Social Change*, 61(3), 235-246. [https://doi.org/10.1016/S0040-1625\(99\)00005-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1625(99)00005-0).

- Goh, H. H., Lee, S. W., Chua, Q. S., Goh, K. C., Kok, B. C., & Teo, K. T. K. (2014). Renewable energy project: Project management, challenges and risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 917-932. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.078>.
- González-Araya, M. C., Rangel, L. A. D., Lins, M. P. E., & Gomes, L. F. A. M. (2002). Building the additive utility functions for CAD-UFRJ evaluation staff criteria. *Annals of Operations Research*, 116(1-4), 271-288. <https://doi.org/10.1023/A:1021396717667>.
- González-Romera, E., Jaramillo-Morán, M. Á., & Carmona-Fernández, D. (2007). Forecasting of the electric energy demand trend and monthly fluctuation with neural networks. *Computers & Industrial Engineering*, 52(3), 336-343. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2006.12.010>.
- Government Gazette 1103/02-05-2013. Modification of the Special Development Programme of Photovoltaic Systems in building installations and, especially, on lofts and building roof-tops [In Greek]. (<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?Fileticket=CPlp8mM2iTg%3D&tabid=555&language=el-GR>).
- Government Gazette 85/07-04-2014. Law 4254 Measures to support and develop the Greek economy in the context of implementation of Law 4046/2012 and other provisions [In Greek]. <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=hL%2FXuG%2B4%2Bho%3D&tabid=37&language=el-GR>.
- Government Gazette 85/4-6-2010. Law 3851 Accelerating the Development of Renewable Energy Sources to deal with Climate Change and other regulations in topics under the authority of Ministry of Environment, Energy and Climate Change [In Greek]. <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=pnhppGnURds%3D>.
- Government Gazette 9/A/23-01-2018. Law 4513 Energy Communities and other provisions [In Greek]. <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/nomos-4513-2018-fek-9a-23-1-2018.html>.
- Government Gazette A 146/09-08-2016. Law 4414 New support scheme for Renewable Energy Sources Power Plants and High Efficiency combined Heat and Power Plants in Greece [In Greek]. <https://www.e-nomothesia.gr/law-news/nomos-4414-2016-ananeosimes-phges-energeias.html>.
- Graham, J.R., & Harvey, C. (2001). The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. *Journal of Financial Economics* 60, 187-243. [https://doi.org/10.1016/S0304-405X\(01\)00044-7](https://doi.org/10.1016/S0304-405X(01)00044-7).
- Greco, S., Ehrgott, M., & Figueira, J., Eds. (2016). *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, Volume 1, Second Edition, International Series in Operations Research & Management Science*, Springer, New York, 315-362. <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3094-4>.
- Greco, S., Mousseau, V., & Słowiński, R. (2008). Ordinal regression revisited: multiple criteria ranking using a set of additive value functions. *European Journal of Operational Research*, 191(2), 416-436. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2007.08.013>.
- Greco, S., Słowiński, R., Figueira, J., & Mousseau, V. (2010). Robust ordinal regression, in: M. Ehrgott, S. Greco and J. Figueira (eds.), *Trends in multiple criteria decision analysis*, Springer, Berlin, 241-283. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-5904-1>.
- Green-X (2005). Final Report of the project Green-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission, supported by DG Research.

- Grigoroudis, E., & Politis, Y. (2015a). Stability Analysis in the MUSA Method. Methodological Approaches to the Study of Stability in Multiple Criteria Decision Making. New Tech Pub [In Greek]. ISBN: 978-960-578-011-1.
- Grigoroudis, E., & Politis, Y. (2015b). Robust extensions of the MUSA method based on additional properties and preferences. *International Journal of Decision Support Systems*, 1(4), 438-460. <https://doi.org/10.1504/IJDSS.2015.074551>.
- Grigoroudis, E., & Siskos, Y. (2002). Preference disaggregation for measuring and analysing customer satisfaction: The MUSA method. *European Journal of Operational Research*, 143(1), 148-170. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(01\)00332-0](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(01)00332-0).
- Grigoroudis, E., & Siskos, Y. (2004). A survey of customer satisfaction barometers: Some results from the transportation-communications sector. *European Journal of Operational Research*, 152(2), 334-353. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(03\)00028-6](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(03)00028-6).
- Grigoroudis, E., & Siskos, Y. (2010). *Customer Satisfaction Evaluation (Vol. 139)*. Boston, MA: Springer US. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-1640-2>.
- Grigoroudis, E., & Zopounidis, C. (2012). Developing an employee evaluation management system: the case of a healthcare organization. *Operational research*, 12(1), 83-106. <https://doi.org/10.1007/s12351-011-0103-9>.
- Grigoroudis, E., Litos, C., Moustakis, V. A., Politis, Y., & Tsironis, L. (2008b). The assessment of user-perceived web quality: Application of a satisfaction benchmarking approach. *European Journal of Operational Research*, 187(3), 1346-1357. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2006.09.017>.
- Grigoroudis, E., Nikolopoulou, G., & Zopounidis, C. (2008a). Customer satisfaction barometers and economic development: An explorative ordinal regression analysis. *Total Quality Management*, 19(5), 441-460. <https://doi.org/10.1080/14783360802018095>.
- Grigoroudis, E., Politis, Y., & Siskos, Y. (2002). Satisfaction benchmarking and customer classification: An application to the branches of a banking organization. *International transactions in operational research*, 9(5), 599-618. <https://doi.org/10.1111/1475-3995.00376>.
- Grigoroudis, E., Siskos, Y., & Saurais, O. (2000). TELOS: A customer satisfaction evaluation software. *Computers & Operations Research*, 27(7-8), 799-817. [https://doi.org/10.1016/S0305-0548\(99\)00119-7](https://doi.org/10.1016/S0305-0548(99)00119-7).
- Gross, R., Blyth, W., & Heptonstall, P. (2010). Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32(4), 796-804. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2009.09.017>.
- Guangwei, W., Huawei, L., Wenyong, T., Xiaoxia, Q., Jie, D., & Junxia, Z. (2011, May). The application of several gray models in prediction of electricity consumption in rural areas. In *Business Management and Electronic Information (BMEI)*, 2011 International Conference on (Vol. 4, pp. 142-145). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICBMEI.2011.5920938>.
- Günay, M. E. (2016). Forecasting annual gross electricity demand by artificial neural networks using predicted values of socio-economic indicators and climatic conditions: Case of Turkey. *Energy Policy*, 90, 92-101. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.019>.
- Guo, H., Chen, Q., Xia, Q., Kang, C., & Zhang, X. (2018). A monthly electricity consumption forecasting method based on vector error correction model and self-adaptive screening method.

- International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 95, 427-439. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.09.011>.
- Gurgul, H., & Lach, Ł. (2012). The electricity consumption versus economic growth of the Polish economy. *Energy Economics*, 34(2), 500-510. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.017>.
- Hadzinakos, I., Yannacopoulos, D., Faltsetas, C., & Ziourkas, K. (1991). Application of the MINORA decision support system to the evaluation of landslide favourability in Greece. *European journal of operational research*, 50(1), 61-75. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(91\)90039-X](https://doi.org/10.1016/0377-2217(91)90039-X).
- Hahn, H., Meyer-Nieberg, S., & Pickl, S. (2009). Electric load forecasting methods: Tools for decision making. *European journal of operational research*, 199(3), 902-907. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2009.01.062>.
- Haida, T., & Muto, S. (1994). Regression based peak load forecasting using a transformation technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4), 1788-1794. <https://doi.org/10.1109/59.331433>.
- Haider, H., Singh, P., Ali, W., Tesfamariam, S., & Sadiq, R. (2015). Sustainability evaluation of surface water quality management options in developing countries: multicriteria analysis using fuzzy UTASTAR method. *Water Resources Management*, 29(8), 2987-3013. <https://doi.org/10.1007/s11269-015-0982-2>.
- Hainoun, A., Seif-Eldin, M. K., & Almoustafa, S. (2006). Analysis of the Syrian long-term energy and electricity demand projection using the end-use methodology. *Energy policy*, 34(14), 1958-1970. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.12.024>.
- Hamada, R. S. (1972). The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks. *The Journal of Finance*, 27(2), 435-452. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1972.tb00971.x>.
- Hamzaçebi, C. (2007). Forecasting of Turkey's net electricity energy consumption on sectoral bases. *Energy policy*, 35(3), 2009-2016. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.014>.
- Hamzaçebi, C., & Es, H. A. (2014). Forecasting the annual electricity consumption of Turkey using an optimized grey model. *Energy*, 70, 165-171. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.105>.
- Harris, J. L., & Liu, L. M. (1993). Dynamic structural analysis and forecasting of residential electricity consumption. *International Journal of Forecasting*, 9(4), 437-455. [https://doi.org/10.1016/0169-2070\(93\)90072-U](https://doi.org/10.1016/0169-2070(93)90072-U).
- Hasanov, F. J., & Mikayilov, J. I. (2017). The impact of age groups on consumption of residential electricity in Azerbaijan. *Communist and Post-Communist Studies*, 50(4), 339-351. <https://doi.org/10.1016/j.postcomstud.2017.09.005>.
- He, Y., Jiao, J., Chen, Q., Ge, S., Chang, Y., & Xu, Y. (2017). Urban long term electricity demand forecast method based on system dynamics of the new economic normal: The case of Tianjin. *Energy*, 133, 9-22. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.107>.
- Helapco. (2010). Feed-in Tariffs vs Feed-in-Premium Policies. [http://helapco.gr/pdf/FiT\\_vs\\_FiP\\_NREL.pdf](http://helapco.gr/pdf/FiT_vs_FiP_NREL.pdf).



- Holburn, G. L. (2012). Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the United States. *Energy Policy*, 45, 654-665. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.017>.
- Homrich, M. C., Dorion, E., Camargo, M. E., Olea, P. M., & Cruz, M. R. (2012, June). Forecast models and the nature of the decision process: The case of a Brazilian Electricity Distribution Company. In *Management of Innovation and Technology (ICMIT), 2012 IEEE International Conference on* (pp. 173-178). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICMIT.2012.6225800>.
- Hondroyannis, G. (2004). Estimating residential demand for electricity in Greece. *Energy Economics*, 26(3), 319-334. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.04.001>.
- Hong, T., Wilson, J., & Xie, J. (2014). Long term probabilistic load forecasting and normalization with hourly information. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 456-462. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2274373>.
- Hong, W. C. (2009). Chaotic particle swarm optimization algorithm in a support vector regression electric load forecasting model. *Energy Conversion and Management*, 50(1), 105-117. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.08.031>.
- Hor, C. L., Watson, S. J., & Majithia, S. (2005). Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand. *IEEE transactions on power systems*, 20(4), 2078-2085. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857397>.
- Horowitz, M. J., & Bertoldi, P. (2015). A harmonized calculation model for transforming EU bottom-up energy efficiency indicators into empirical estimates of policy impacts. *Energy Economics*, 51, 135-148. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.020>.
- Hou, J. C., Tan, Z. F., & Li, X. J. (2008, October). Electricity consumption and economic growth in China: Multivariable cointegration analysis and electricity demand forecasting. In *Wireless Communications, Networking and Mobile Computing, 2008. WiCOM'08. 4th International Conference on* (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/WiCom.2008.1932>.
- Hu, Y. C., & Hu, Y. C. (2017). Grey prediction with residual modification using functional-link net and its application to energy demand forecasting. *Kybernetes*, 46(2), 349-363. <https://doi.org/10.1108/K-05-2016-0099>.
- Hu, Z., Xu, M., Shan, B., & Tan, X. (2008, November). Laboratory of Policy Study on Electricity Demand Forecasting by Intelligent Engineering. In *International Conference on Intelligent Data Engineering and Automated Learning* (pp. 420-427). Springer, Berlin, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-88906-9\\_53](https://doi.org/10.1007/978-3-540-88906-9_53).
- Huber, C., Ryan, L., Gallachóir, B. Ó., Resch, G., Polaski, K., & Bazilian, M. (2007). Economic modelling of price support mechanisms for renewable energy: Case study on Ireland. *Energy Policy*, 35(2), 1172-1185. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.01.025>.
- Hurson, C., & Siskos, Y. (2014). A synergy of multicriteria techniques to assess additive value models. *European Journal of Operational Research*, 238(2), 540-551. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2014.03.047>.
- Hurson, C., Mastorakis, K., & Siskos, Y. (2012). Application of a synergy of MACBETH and MAUT multicriteria methods to portfolio selection in Athens stock exchange. *International Journal*

- of Multicriteria Decision Making 7, 2(2), 113-127.  
<https://doi.org/10.1504/IJMCDM.2012.046939>.
- Hussain, A., Rahman, M., & Memon, J. A. (2016). Forecasting electricity consumption in Pakistan: The way forward. *Energy Policy*, 90, 73-80. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.028>.
- Hyndman, R. J., & Fan, S. (2010). Density forecasting for long-term peak electricity demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1142-1153.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036017>.
- Ibbotson Associates. (2007). *Private Equity and Strategic Asset Allocation*.
- IEA - International Energy Agency. (2015). *Projected Cost of Generating Electricity, 2015 Edition*.
- IEA - International Energy Agency. (2016). *World Energy Investment 2016*. <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/september/world-energy-investment-2016.html>.
- IEA-RETD - International Energy Agency-Renewable Energy Technology Deployment. (2011). *Risk Quantification and Risk Management in Renewable Energy Projects*.
- IEA-RETD - International Energy Agency-Renewable Energy Technology Deployment. (2014). *Policy Instruments to Support Renewable Energy Industrial Value Chain Development (RES-ValuePolicies)*, [Lehr, U., B. Breitschopf & G. Vidican, GWS/Fraunhofer ISI/German Development Institute], IEA Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), Utrecht, 2014.
- IEA-RETD - International Energy Agency-Renewable Energy Technology Deployment. (2016). *RE TRANSITION – Transitioning to Policy Frameworks for Cost-Competitive Renewables*, [Jacobs et al., IET – International Energy Transition GmbH], IEA Technology Collaboration Programme for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), Utrecht, 2016.  
[http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2016/03/IEA-RETD\\_RE-TRANSITION.pdf](http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2016/03/IEA-RETD_RE-TRANSITION.pdf).
- IENE - Institute of Energy for South East Europe. (2017). *The Security of the Greek Energy System*. [In Greek]. <https://www.iene.gr/page.asp?pid=4619&lng=1>.
- IENE - Institute of Energy of South East Europe. (2019). *IENE Annual Report 2019-The Greek Energy Sector* [In Greek]. <https://www.iene.gr/page.asp?pid=4942&lng=1>.
- Imtiaz, A. K., Mariun, N. B., Amran, M. M. R., Saleem, M., & Wahab, N. I. A. (2006, November). Evaluation and Forecasting of Long Term Electricity Consumption Demand for Malaysia by Statistical Analysis. In *Power and Energy Conference, 2006. PECon'06. IEEE International* (pp. 257-261). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PECON.2006.346658>.
- Inglesi, R. (2010). Aggregate electricity demand in South Africa: Conditional forecasts to 2030. *Applied Energy*, 87(1), 197-204. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.017>.
- IPART. (2013). *Review of regulated retail prices and changes for electricity – From 1 July 2013 to 30 June 2016, Electricity - Final Report, June 2013*.
- IPCC – The Intergovernmental Panel on Climate Change. (2018). *Special Report on Global Warming of 1.5°C*, IPCC, Geneva, [www.ipcc.ch/sr15/](http://www.ipcc.ch/sr15/).
- IPCC – The Intergovernmental Panel on Climate Change. (2019). <https://www.ipcc.ch/?>.

- Ipsilandis, P. G., Samaras, G., & Mplanas, N. (2008). A multicriteria satisfaction analysis approach in the assessment of operational programmes. *International Journal of Project Management*, 26(6), 601-611. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2007.09.003>.
- IPTO - Independent Power Transmission Operator. (2013). Capacity Adequacy Study for the Period 2013-2020 [in Greek]. [http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS\\_DSS/Meleti\\_eparkeias\\_final.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS_DSS/Meleti_eparkeias_final.pdf).
- IPTO - Independent Power Transmission Operator. (2014). Ten-year network development plan 2014-2023 [in Greek]. [http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS\\_DSS/MASM/DPA\\_2014-2023.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS_DSS/MASM/DPA_2014-2023.pdf).
- IPTO - Independent Power Transmission Operator. (2019). Ten-year network development plan 2020-2029 [in Greek]. [http://www.admie.gr/uploads/media/DPA\\_2020-2029\\_Prokatarktiko\\_Schedio\\_Kyrio\\_Teychos\\_01.pdf](http://www.admie.gr/uploads/media/DPA_2020-2029_Prokatarktiko_Schedio_Kyrio_Teychos_01.pdf).
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2012). Renewable Energy Technologies: Cost analysis series: Wind power, June 2012. [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-WIND\\_POWER.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf).
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2013). Renewable energy innovation policy: Success criteria and strategies. IRENA Working Paper. [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable\\_Energy\\_Innovation\\_Policy.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Innovation_Policy.pdf).
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014. [http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena\\_re\\_power\\_costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf).
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2016a). Unlocking Renewable Energy Investment: The role of risk mitigation and structured finance. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Risk\\_Mitigation\\_and\\_Structured\\_Finance\\_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Risk_Mitigation_and_Structured_Finance_2016.pdf).
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2016b). Roadmap for a Renewable Energy Future. <https://www.irena.org/publications/2016/Mar/REmap-Roadmap-for-A-Renewable-Energy-Future-2016-Edition>.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2016c). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2017). Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. <https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Auctions-Analysing-2016>.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2019a). Climate Change and Renewable Energy: National policies and the role of communities, cities and regions (Report to the G20 Climate Sustainability Working Group (CSWG)), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2019b). Transforming the energy system – and holding the line on the rise of global temperatures, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-149-2.

- IRENA -International Renewable Energy Agency (2019c). Renewable Power Generation Costs in 2018. <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>.
- IRENA -International Renewable Energy Agency (2019d). Regional Market Analysis: Southeast Europe. <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/RE-Market-Analysis-Southeast-Europe>.
- IRENA Resource. (2019). <http://www.irena.org/resource>.
- IWEA - Irish Wind Energy Association. (2018). IWEA Response to DCCAE's "Initial Consultation – Ireland's National Energy & Climate Plan 2021-2030". <https://www.dccae.gov.ie/en-ie/energy/consultations/Pages/Ireland%E2%80%99s-Draft-National-Energy-and-Climate-Plan-2021-2030.aspx>.
- Jablonski, S., & Tarhini, M. (2013). Assessment of selected energy efficiency and renewable energy investments in the Mediterranean Partner Countries. *Energy Strategy Reviews*, 2(1), 71-78. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2013.02.009>.
- Jacquet-Lagrèze E. (1995). An application of the UTA discriminant model for the evaluation of R&D projects. In: Pardalos PM, Siskos Y, Zopounidis C (eds) *Advances in multicriteria analysis*. Kluwer Academic, Dordrecht, pp 203-211. [https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0\\_13](https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0_13).
- Jacquet-Lagreze, E., & Siskos, J. (1982). Assessing a set of additive utility functions for multicriteria decision-making, the UTA method. *European Journal of Operational Research*, 10(2), 151-164. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(82\)90155-2](https://doi.org/10.1016/0377-2217(82)90155-2).
- Jacquet-Lagrèze, E., & Siskos, Y. (2001). Preference disaggregation: 20 years of MCDA experience. *European Journal of Operational Research*, 130(2), 233-245. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00035-7](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00035-7).
- Janda, K., & Tyuleubekov, S. (2016). Overview of Czech and German Renewable Energy Policies. <https://mpira.ub.uni-muenchen.de/75442/>.
- Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy* 52, 385-401. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.046>.
- Jeon, C., & Shin, J. (2014). Long-term renewable energy technology valuation using system dynamics and Monte Carlo simulation: Photovoltaic technology case. *Energy*, 66, 447-457. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.050>.
- Ji, L. Q. (2016). A variable asymptote Boltzmann model for modeling and forecasting energy consumption in China. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 11(2), 124-129. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.590848>.
- Jia, N. X., Yokoyama, R., Zhou, Y. C., & Gao, Z. Y. (2001). A flexible long-term load forecasting approach based on new dynamic simulation theory—GSIM. *International journal of electrical power & energy systems*, 23(7), 549-556. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(00\)00078-8](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(00)00078-8).
- Jian, Z., Zhao-Guang, H., Yu-Hui, Z., & Wei, D. (2015, June). Long Term Electricity Demand Forecasting with Multi-agent-Based Model. In *International Conference in Swarm Intelligence* (pp. 578-585). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-20466-6\\_61](https://doi.org/10.1007/978-3-319-20466-6_61).

- Jin, X., Zhang, Z., Shi, X., & Ju, W. (2014). A review on wind power industry and corresponding insurance market in China: Current status and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, 1069–1082. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.048>.
- Jose, D., Mathew, M., & Krishnan, A. (2016, March). Weather dependency of electricity demand: A case study in warm humid tropical climate. In *Electrical Energy Systems (ICEES), 2016 3rd International Conference on* (pp. 102-105). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEES.2016.7510624>.
- Justice, S. (2009). Private financing of renewable energy: a guide for policymakers. UNEP Sustainable Energy Finance Initiative.
- Kaboli, S. H. A., Fallahpour, A., Selvaraj, J., & Rahim, N. A. (2017). Long-term electrical energy consumption formulating and forecasting via optimized gene expression programming. *Energy*, 126, 144-164. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.009>.
- Kaboli, S. H. A., Selvaraj, J., & Rahim, N. A. (2016). Long-term electric energy consumption forecasting via artificial cooperative search algorithm. *Energy*, 115, 857-871. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.015>.
- Kaboudan, M. A. (1989). An econometric model for Zimbabwe's future electricity consumption. *Energy*, 14(2), 75-85. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(89\)90081-9](https://doi.org/10.1016/0360-5442(89)90081-9).
- Kalampalikas, N. G., & Pilavachi, P. A. (2010). A model for the development of a power production system in Greece, Part II: Where RES meet EU targets. *Energy Policy*, 38(11), 6514-6528. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.037>.
- Kale, R. V., & Pohekar, S. D. (2013, December). Long-range forecasting of electricity demand and supply for Maharashtra. In *Renewable Energy and Sustainable Energy (ICRESE), 2013 International Conference on* (pp. 5-8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICRESE.2013.6927797>.
- Kale, R. V., & Pohekar, S. D. (2014). Electricity demand and supply scenarios for Maharashtra (India) for 2030: An application of long range energy alternatives planning. *Energy Policy*, 72, 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.007>.
- Kamerschen, D. R., & Porter, D. V. (2004). The demand for residential, industrial and total electricity, 1973-1998. *Energy Economics*, 26(1), 87-100. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(03\)00033-1](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(03)00033-1).
- Kani, S. A. P., & Ershad, N. F. (2007, October). Annual electricity demand prediction for Iranian agriculture sector using ANN and PSO. In *Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada* (pp. 446-451). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EPC.2007.4520373>.
- Kankal, M., & Uzlu, E. (2017). Neural network approach with teaching-learning-based optimization for modeling and forecasting long-term electric energy demand in Turkey. *Neural Computing and Applications*, 28(1), 737-747. <https://doi.org/10.1007/s00521-016-2409-2>.
- Kankal, M., Akpınar, A., Kömürcü, M. İ., & Özşahin, T. Ş. (2011). Modeling and forecasting of Turkey's energy consumption using socio-economic and demographic variables. *Applied Energy*, 88(5), 1927-1939. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.005>.
- Kavaklioglu, K., Ceylan, H., Ozturk, H. K., & Canyurt, O. E. (2009). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using artificial neural networks. *Energy Conversion and Management*, 50(11), 2719-2727. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.06.016>.

- Kaytez, F., Taplamacioglu, M. C., Cam, E., & Hardalac, F. (2015). Forecasting electricity consumption: A comparison of regression analysis, neural networks and least squares support vector machines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, 431-438. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.036>.
- Keep on Track. (2015). 6th Policy Briefing Keep on Track! April 2015. <http://www.keepon-track.eu/contents/publicationsbiannualnationalpolicyupdatesversions/kot-6th-policy-briefing-april-2015.pdf>.
- Kettani, O., Oral, M. & Siskos, Y. (1998) A multiple criteria analysis model for real estate evaluation. *Journal of Global Optimization*. 12: 197-214. doi:10.1023/A:1008214528426.
- Khan, A. R., Mahmood, A., Safdar, A., Khan, Z. A., & Khan, N. A. (2016). Load forecasting, dynamic pricing and DSM in smart grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1311-1322. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.117>.
- Khoa, T. Q. D., Phuong, L. M., Binh, P. T. T., & Lien, N. T. (2004, November). Application of wavelet and neural network to long-term load forecasting. In *Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on* (Vol. 1, pp. 840-844). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2004.1460110>.
- Kipenis, L., & Askounis, D. (2016). Assessing e-Participation via user's satisfaction measurement: the case of OurSpace platform. *Annals of Operations Research*, 247(2), 599-615. <https://doi.org/10.1007/s10479-015-1911-8>.
- Kıran, M. S., Özceylan, E., Gündüz, M., & Paksoy, T. (2012). A novel hybrid approach based on particle swarm optimization and ant colony algorithm to forecast energy demand of Turkey. *Energy conversion and management*, 53(1), 75-83. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.08.004>.
- Kishita, Y., Yamaguchi, Y., Umeda, Y., Shimoda, Y., Hara, M., Sakurai, A., ... & Tanaka, Y. (2016). Describing long-term electricity demand scenarios in the telecommunications industry: a case study of Japan. *Sustainability*, 8(1), 52. <https://doi.org/10.3390/su8010052>.
- Kitzing, L., & Weber, C. (2015). Support mechanisms for renewables: How risk exposure influences investment incentives. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 7, 113-130. <https://doi.org/10.5278/IJSEPM.2015.7.9>.
- Kleebrang, W., Bunditsakulchai, P., & Wangjiraniran, W. (2017). Household electricity demand forecast and energy savings potential for Vientiane, Lao PDR. *International Journal of Sustainable Energy*, 36(4), 344-367. <https://doi.org/10.1080/14786451.2015.1017501>.
- Klessmann, C., Rathmann, M., de Jager, D., Gazzo, A., Resch, G., Busch, S., & Ragwitz, M. (2013). Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renewable Energy*, 57, 390-403. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.01.041>.
- Knápek, I., J. & Vašíček, I., J. (2009). Risk Inclusion in Feed-in Tariffs and Green Bonuses Calculation.
- Koilias, C. (2005). Evaluating students' satisfaction: the case of informatics department of TEI Athens. *Operational Research*, 5(2), 363-381. <https://doi.org/10.1007/BF02944319>.
- Koilias, C., Tourna, E., & Koukouletsos, K. (2012). Job satisfaction of higher education graduates. *Operational Research*, 12(3), 421-437. <https://doi.org/10.1007/s12351-010-0099-6>.

- Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N., & Georgiadis, M. C. (2013). A mathematical programming approach to the optimal long-term national energy planning. *Chemical Engineering Transactions*. <https://doi.org/10.3303/CET1335104>.
- Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N., & Georgiadis, M. C. (2014). A spatial multi-period long-term energy planning model: a case study of the Greek power system. *Applied Energy*, 115, 456-482. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.042>.
- Komendantova, N., Patt, A., Barras, L., & Battaglini, A. (2012). Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa. *Energy policy*, 40, 103-109. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.12.008>.
- Kosmidou, K., Pasiouras, F., Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2004). Foreign versus domestic banks' performance in the UK: a multicriteria approach. *Computational Management Science*, 1(3-4), 329-343. <https://doi.org/10.1007/s10287-004-0019-4>.
- KPMG. (2013). *Cost of capital study 2012/2013-Managing uncertainty*.
- Krassadaki, E., & Matsatsinis, N. F. (2012). Redesigning university courses based on generic skills via multicriteria analysis methods. *International Journal of Multicriteria Decision Making* 7, 2(2), 128-158.
- Krassadaki, E., & Matsatsinis, N. F. (2015). A multi-criteria and statistical framework for measuring and analysing customers' experience. *International Journal of Decision Support Systems*, 1(1), 18-41.
- Krassadaki, E., Lakiotaki, K., & Matsatsinis, N. F. (2014). Students' behaviour in peer assessment: a multi-criteria clustering approach. *European Journal of Engineering Education*, 39(3), 233-246. <https://doi.org/10.1080/03043797.2013.858102>.
- Kumar, R. (2016). *Valuation, Theories and Concepts*, Chapter 4 – Estimation of cost of capital, 93-118.
- Kumaran, J., & Ravi, G. (2015). Long-term sector-wise electrical energy forecasting using artificial neural network and biogeography-based optimization. *Electric Power Components and Systems*, 43(11), 1225-1235. <https://doi.org/10.1080/15325008.2015.1028115>.
- Kwon, T.-h. (2015). Rent and rent-seeking in renewable energy support policies: Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44, 676-681. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.036>.
- Kyriazopoulos, P., Spyridakos, A., Grigoroudis, E., Siskos, Y., & Yannacopoulos, D. (2007). The quality of e-services: measuring satisfaction of internet customers. *Operational Research*, 7(2), 233-254. <https://doi.org/10.1007/BF02942389>.
- LAGIE - Operator of Electricity Market. (2019). <http://www.lagie.gr/nc/en/home/>.
- Lai, M. B., Cicia, G., & Del Giudice, T. (2016). Pescatourism, a sustainable tourist experience. *Journal of cleaner production*, 133, 1034-1042. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.013>.
- Lakiotaki, K., & Matsatsinis, N. (2012). Analysing user behaviour in recommender systems. *International Journal of Electronic Business*, 10(1), 1-19. <https://doi.org/10.1504/IJEB.2012.048740>.

- Lakiotaki, K., Delias, P., Sakkalis, V., & Matsatsinis, N. F. (2009). User profiling based on multi-criteria analysis: the role of utility functions. *Operational Research*, 9(1), 3-16. <https://doi.org/10.1007/s12351-008-0024-4>.
- Lakiotaki, K., Matsatsinis, N. F., & Tsoukias, A. (2011). Multicriteria user modeling in recommender systems. *IEEE Intelligent Systems*, 26(2), 64-76. <https://doi.org/10.1109/mis.2011.33>.
- Laryea, R. (2013). A multi-criteria prediction model for project risk classifications. *International Journal of Decision Sciences, Risk and Management*, 5(1), 55-79. <https://doi.org/10.1504/ijdsrm.2013.057536>.
- Lee, C. W., & Zhong, J. (2015a). Construction of a responsible investment composite index for renewable energy industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 288-303. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.071>.
- Lee, C. W., & Zhong, J. (2015b). Financing and risk management of renewable energy projects with a hybrid bond. *Renewable Energy*, 75, 779-787. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.052>.
- Lee, D. G., Lee, B. W., & Chang, S. H. (1997). Genetic programming model for long-term forecasting of electric power demand. *Electric power systems research*, 40(1), 17-22. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(96\)01125-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(96)01125-X).
- Leete, S., Xu, J., & Wheeler, D. (2013). Investment barriers and incentives for marine renewable energy in the UK: An analysis of investor preferences. *Energy Policy*, 60, 866-875. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.011>.
- Leung, P. S., & Miklius, W. (1994). Accuracy of electric power consumption forecasts generated by alternative methods: The case of Hawaii. *Energy sources*, 16(3), 289-299. <https://doi.org/10.1080/00908319408909079>.
- Li, C. B., Lu, G. S., & Wu, S. (2013). The investment risk analysis of wind power project in China. *Renewable Energy*, 50, 481-487. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.007>.
- Li, H., Guo, S., Zhao, H., Su, C., & Wang, B. (2012). Annual electric load forecasting by a least squares support vector machine with a fruit fly optimization algorithm. *Energies*, 5(11), 4430-4445. <https://doi.org/10.3390/en5114430>.
- Li, W., Bao, F., Bai, H., Liu, W., Liu, Y., Mao, Y., ... & Liu, J. (2018, June). Medium-term electric power demand forecasting based on economic-electricity transmission model. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1971, No. 1, p. 040006). AIP Publishing. <https://doi.org/10.1063/1.5041148>.
- Li, X. B., Jing, Z. X., & Wu, Q. H. (2015, November). Application of improved GM (1, N) models in annual electricity demand forecasting. In *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE* (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2015.7387124>.
- Lim, K. M., Lim, S. Y., & Yoo, S. H. (2014). Short-and long-run elasticities of electricity demand in the Korean service sector. *Energy Policy*, 67, 517-521. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.017>.
- Linnerud, K., & Holden, E. (2015). Investment barriers under a renewable-electricity support scheme: Differences across investor types. *Energy*, 87, 699-709. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.048>.



- Linnerud, K., Andersson, A. M., & Fleten, S. E. (2014). Investment timing under uncertain renewable energy policy: an empirical study of small hydropower projects. *Energy*, 78, 154-164. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.081>.
- Lintner, J. (1965). The valuation of risk assets on the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *The Review of Economics and Statistics* 47, 13-37.
- Liou, H. M. (2015). Comparing feed-in tariff incentives in Taiwan and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 1021-1034. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.009>.
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.033>.
- Liu, H., Cai, L., & Wu, X. (2008, October). Grey-RBF neural network prediction model for city electricity demand forecasting. In *Wireless Communications, Networking and Mobile Computing, 2008. WiCOM'08. 4th International Conference on* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1016/10.1109/WiCom.2008.1274>.
- Liu, S., & Tian, L. X. (2013, July). The study of long-term electricity load forecasting based on improved grey prediction model. In *Machine Learning and Cybernetics (ICMLC), 2013 International Conference on* (Vol. 2, pp. 653-656). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICMLC.2013.6890371>.
- Liu, X. Q., Ang, B. W., & Goh, T. N. (1991, November). Forecasting of electricity consumption: a comparison between an econometric model and a neural network model. In *Neural Networks, 1991. 1991 IEEE International Joint Conference on* (pp. 1254-1259). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IJCNN.1991.170569>.
- Liu, Y., Liu, Q., & Li, C. (2011, March). Research on Analysis and Forecast of Power Demand Based on Changli Network. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific* (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749087>.
- Li-Yao, W., & Feng-Mao, Y. (2013, June). Using Seasonal Time Series Analysis to Predict China's Demand of Electricity. In *Computational and Information Sciences (ICCIS), 2013 Fifth International Conference on* (pp. 76-79). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCIS.2013.28>.
- Lorenzoni, A., & Bano, L. (2009). Renewable electricity costs in Italy: an estimation of the cost of operating in an uncertain world. *International Journal of Environment and Pollution*, 39(1-2), 92-111.
- Lüthi, S., & Wüstenhagen, R. (2012). The price of policy risk—Empirical insights from choice experiments with European photovoltaic project developers. *Energy Economics*, 34(4), 1001-1011. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2011.08.007>.
- Mabee, W. E., Mannion, J., & Carpenter, T. (2012). Comparing the feed-in tariff incentives for renewable electricity in Ontario and Germany. *Energy Policy*, 40, 480-489. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.052>.
- Maçaira, P. M., Souza, R. C., & Oliveira, F. C. (2015). Modelling and forecasting the residential electricity consumption in Brazil with pegels exponential smoothing techniques. *Procedia Computer Science*, 55, 328-335. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.07.057>.

- Malakhov, V. A. (2009). Approaches to forecasting electricity demand in Russia. *Studies on Russian Economic Development*, 20(2), 153-157. <https://doi.org/10.1134/S107570070902004X>.
- Manara, P., & Zabaniotou, A. (2014). Indicator-based economic, environmental, and social sustainability assessment of a small gasification bioenergy system fuelled with food processing residues from the Mediterranean agro-industrial sector. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8, 159-171. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.08.007>.
- Manolitzas, P., & Yannacopoulos, D. (2013). Citizen satisfaction: a multicriteria satisfaction analysis. *International Journal of Public Administration*, 36(9), 614-621. <https://doi.org/10.1080/01900692.2013.774416>.
- Manolitzas, P., Fortsas, V., Grigoroudis, E., & Matsatsinis, N. (2014b). Internal customer satisfaction in health-care organizations: A multicriteria analysis approach. *International Journal of Public Administration*, 37(10), 646-654. <https://doi.org/10.1080/01900692.2014.903267>.
- Manolitzas, P., Grigoroudis, E., & Matsatsinis, N. (2014a). Using multicriteria decision analysis to evaluate patient satisfaction in a hospital emergency department. *Journal of Health Management*, 16(2), 245-258. <https://doi.org/10.1177/0972063414526118>.
- Manolitzas, P., Matsatsinis, N., & Grigoroudis, E. (2013, June). Reforming the hospitals in Greece: an integrated framework for improving the health care services in an Emergency Department. In 6th Biennial Hellenic observatory PhD symposium on Contemporary Greece and Cyprus, London School of Economics (LSE), London, UK.
- Manouselis, N., & Sampson, D. (2002). Multi-criteria decision making for broker agents in eLearning environments. *Operational Research*, 2(3), 347-361. <https://doi.org/10.1007/BF02936390>.
- Marinakis, V., Doukas, H., Xidonas, P., & Zopounidis, C. (2017). Multicriteria decision support in local energy planning: an evaluation of alternative scenarios for the sustainable energy action plan. *Omega*, 69, 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2016.07.005>.
- Marques, A. C., Fuinhas, J. A., & Menegaki, A. N. (2014). Interactions between electricity generation sources and economic activity in Greece: A VECM approach. *Applied energy*, 132, 34-46. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.073>.
- Martinot, E. (2001). Renewable energy investment by the World Bank. *Energy Policy*, 29(9), 689-699. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00151-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00151-8).
- Masini, A., & Menichetti, E. (2012). The impact of behavioural factors in the renewable energy investment decision making process: Conceptual framework and empirical findings. *Energy Policy*, 40, 28-38. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.062>.
- Masini, A., & Menichetti, E. (2013). Investment decisions in the renewable energy sector: An analysis of non-financial drivers. *Technological Forecasting and Social Change*, 80(3), 510-524. <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2012.08.003>.
- Mason, K., Duggan, J., & Howley, E. (2018). Forecasting energy demand, wind generation and carbon dioxide emissions in Ireland using evolutionary neural networks. *Energy*, 155, 705-720. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.192>.

- Mastorakis, K., & Siskos, E. (2016). Value focused pharmaceutical strategy determination with multicriteria decision analysis techniques. *Omega*, 59, 84-96. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2015.01.020>.
- Matsatsinis, N. F. (2001, September). Introducing a multi-agent, multi-criteria methodology for modeling electronic consumer's behavior: The case of internet radio. In *International Workshop on Cooperative Information Agents* (pp. 190-195). Springer, Berlin, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/3-540-44799-7\\_19](https://doi.org/10.1007/3-540-44799-7_19).
- Matsatsinis, N. F., & Fortsas, V. C. (2005). A multicriteria methodology for the assessment of distance education trainees. *Operational Research*, 5(3), 419-433. <https://doi.org/10.1007/BF02941129>.
- Matsatsinis, N. F., & Samaras, A. P. (2000). Brand choice model selection based on consumers' multicriteria preferences and experts' knowledge. *Computers & Operations Research*, 27(7-8), 689-707. [https://doi.org/10.1016/S0305-0548\(99\)00114-8](https://doi.org/10.1016/S0305-0548(99)00114-8).
- Matsatsinis, N. F., & Siskos, Y. (2001, June). DIMITRA: An intelligent decision support system for agricultural products development decisions. In *Proceedings of the 3rd European Conference of the European Federation for Information Technology in Agriculture, Food and the Environment (EFITA 2001)* (pp. 18-20).
- Matsatsinis, N. F., Grigoroudis, E., & Delias, P. (2003). User satisfaction and e-learning systems: Towards a multi-criteria evaluation methodology. *Operational Research*, 3(3), 249-259. <https://doi.org/10.1007/BF02936404>.
- Matsatsinis, N. F., Grigoroudis, E., & Samaras, A. P. (2007). Comparing distributors' judgements to buyers' preferences: a consumer value analysis in the Greek olive oil market. *International Journal of Retail & Distribution Management*, 35(5), 342-362. <https://doi.org/10.1108/09590550710743717>.
- Matsatsinis, N., Siskos, Y., & Psarras, J. (2016). Operations research confronting the crisis. *Annals of Operations Research*, 247(2), 391-394. <https://doi.org/10.1007/s10479-016-2369-z>.
- Mazars. (2012). UK Onshore Wind Investment – How long can the sector continue to buck the trend?. November 2012.
- McConnell, D. (2011). Renewable energy technology cost review.
- Meng, M., & Niu, D. (2011). Annual electricity consumption analysis and forecasting of China based on few observations methods. *Energy Conversion and Management*, 52(2), 953-957. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.023>.
- Meng, M., Fu, Y., Shi, H., & Wang, X. (2017). A Small-Sample Adaptive Hybrid Model for Annual Electricity Consumption Forecasting. *Mathematical Problems in Engineering*, 2017. <https://doi.org/10.1155/2017/7427131>.
- Merriam-Webster Online. <http://www.merriam-webster.com/dictionary/Risk>.
- Michalena, E., & Frantzeskaki, N. (2013). Moving forward or slowing-down? Exploring what impedes the Hellenic energy transition to a sustainable future. *Technological Forecasting and Social Change*, 80(5), 977-991. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.10.013>.

- Mihelis, G., Grigoroudis, E., Siskos, Y., Politis, Y., & Malandrakis, Y. (2001). Customer satisfaction measurement in the private bank sector. *European Journal of Operational Research*, 130(2), 347-360. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00036-9](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00036-9).
- Ming, Z., Shaojie, O., Yingjie, Z., & Hui, S. (2014). CCS technology development in China: Status, problems and countermeasures—Based on SWOT analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 604-616. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.026>.
- Ministerial Decision 175067/2017. Installation of photovoltaic power plants by self-generators with application of energy netting or virtual energy netting. *Government Gazette* 1547B', 05/05/2017 [In Greek]. <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/upourgike-apophase-apeel-aph1-oik-175067-2017>.
- Ministry of Environment & Energy. (2010). National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC [In Greek]. <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=CEYdUkQ719k%3D&>.
- Ministry of Environment & Energy. (2012). <http://www.ypeka.gr/en>.
- Ministry of Environment & Energy. (2014). National Energy Efficiency Action Plan. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EL\\_NEEAP\\_en%20version.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EL_NEEAP_en%20version.pdf).
- Ministry of Environment & Energy. (2019). National Plan for Energy and Climate (draft version) [In Greek]. <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=nOeUqsWGeBM%3D&tabid=37&language=el-GR>.
- Minnetti, V. (2017, September). On the UTA Methods for Solving the Model Selection Problem. In *International Conference on Optimization and Decision Science* (pp. 59-67). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-67308-0\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-319-67308-0_7).
- Mir-Artigues, P., & Del Río, P. (2014). Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a renewable electricity deployment policy. *Energy policy*, 69, 430-442. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.01.040>.
- Mirasgedis, S., Sarafidis, Y., Georgopoulou, E., Kotroni, V., Lagouvardos, K., & Lalas, D. P. (2007). Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: case of Greece. *Energy Conversion and Management*, 48(5), 1737-1750. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.10.022>.
- Mirasgedis, S., Sarafidis, Y., Georgopoulou, E., Lalas, D. P., Moschovits, M., Karagiannis, F., & Papakonstantinou, D. (2006). Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences. *Energy*, 31(2-3), 208-227. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.016>.
- Mitchell, C., Bauknecht, D., & Connor, P.M. (2006). Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* 34, 297-305. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.004>.
- Mohamed, H. K., El-Debeiky, S. M., Mahmoud, H. M., & El Destawy, K. M. (2006, November). Data mining for electrical load forecasting in Egyptian electrical network. In *Computer Engineering and Systems, The 2006 International Conference on* (pp. 460-465). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCES.2006.320491>.

- Mohamed, Z., & Bodger, P. (2005). Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables. *Energy*, 30(10), 1833-1843. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.08.012>.
- Mollaiy-Berneti, S. (2016). Optimal design of adaptive neuro-fuzzy inference system using genetic algorithm for electricity demand forecasting in Iranian industry. *Soft Computing*, 20(12), 4897-4906. <https://doi.org/10.1007/s00500-015-1777-3>.
- Mondal, M. A. H., Bryan, E., Ringler, C., Mekonnen, D., & Rosegrant, M. (2018). Ethiopian energy status and demand scenarios: Prospects to improve energy efficiency and mitigate GHG emissions. *Energy*, 149, 161-172. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.067>.
- Montilla, D., & Medina, R. (2006, August). Study on the Electricity Demand in the Northern Zone of Anzoátegui State for Term 2005-2024. In *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC'06. IEEE/PES* (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TDCLA.2006.311505>.
- Moshiri, S., Atabi, F., Hassan Panjehshahi, M., & Lechtenböehmer, S. (2012). Long run energy demand in Iran: a scenario analysis. *International Journal of Energy Sector Management*, 6(1), 120-144. <https://doi.org/10.1108/1750622121121>.
- Musa, W. (2016). A Hybrid Modern And Classical Algorithm For Indonesian Electricity Demand Forecasting. *ARN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 11(3), 1782-1786.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 66, 714-728. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>.
- Nan, L. (2010, December). Based on dynamic regression model medium and long-term demand forecast and analysis of China's electric power. In *Information Science and Engineering (ICISE), 2010 2nd International Conference on* (pp. 1053-1056). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICISE.2010.5691369>.
- Narayan, P. K., & Prasad, A. (2008). Electricity consumption–real GDP causality nexus: Evidence from a bootstrapped causality test for 30 OECD countries. *Energy Policy*, 36(2), 910-918. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.017>.
- Narayan, P. K., & Smyth, R. (2005). Electricity consumption, employment and real income in Australia evidence from multivariate Granger causality tests. *Energy policy*, 33(9), 1109-1116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.11.010>.
- Narayan, P., Meyer, P., & Campbell, D. (2013). Embedding human expert cognition into autonomous UAS trajectory planning. *IEEE transactions on cybernetics*, 43(2), 530-543. <https://doi.org/10.1109/TSMCB.2012.2211349>.
- Nawaz, S., Iqbal, N., & Anwar, S. (2014). Modelling electricity demand using the STAR (Smooth Transition Auto-Regressive) model in Pakistan. *Energy*, 78, 535-542. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.040>.
- Nelson, T., Nelson, J., Ariyaratnam, J., & Camroux, S. (2013). An analysis of Australia's large scale renewable energy target: Restoring market confidence. *Energy Policy*, 62, 386-400. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.096>.

- Newbery, D.M. (2016). Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform. *Applied Energy* 179, 1321-1330. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.046>.
- Nezzar, M. R., Farah, N., & Khadir, T. (2013, May). Mid-long term algerian electric load forecasting using regression approach. In *Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAEECE), 2013 International Conference on* (pp. 121-126). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TAEECE.2013.6557207>.
- Nikas, A., Doukas, H., Siskos, E., & Psarras, J. (2018). International Cooperation for Clean Electricity: A UTASTAR Application in Energy Policy. In *Preference Disaggregation in Multiple Criteria Decision Analysis* (pp. 163-186). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0_8).
- Nizami, S. J., & Al-Garni, A. Z. (1995). Forecasting electric energy consumption using neural networks. *Energy policy*, 23(12), 1097-1104. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(95\)00116-6](https://doi.org/10.1016/0301-4215(95)00116-6).
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2010). A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design – Technical Report, July 2010, <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2011). IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, Final Report WP1.
- ODYSSEE-MURE. (2015). Definition of ODEX indicators in ODYSSEE data base. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/odex-indicators-database-definition.pdf>.
- ODYSSEE-MURE. (2017). ODYSSEE Database. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html>.
- OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. (2016). Energy Transition after the Paris Agreement: Policy and Corporate Challenges. <https://www.oecd.org/sd-roundtable/meetings/energytransitionaftertheparisagreementpolicyandcorporatetchallenges.htm>.
- OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. (2017). Selected Good Practices for Risk Allocation and Mitigation in Infrastructure in APEC Economies. OECD Report in Cooperation with the Global Infrastructure Hub and the Asian Development Bank. <http://www.oecd.org/daf/fin/private-pensions/Selected-Good-Practices-for-Risk-allocation-and-Mitigation-in-Infrastructure-in-APEC-Economies.pdf>.
- OECD/IEA - Organisation for Economic Co-operation and Development / International Energy Agency. (2007). Energy Prices & Taxes, Volume 2007 Issue 1 - First Quarter 2007. [http://dx.doi.org/10.1787/energy\\_tax-v2007-1-en](http://dx.doi.org/10.1787/energy_tax-v2007-1-en).
- OECD/IEA - Organisation for Economic Co-operation and Development / International Energy Agency. (2009). Energy Prices & Taxes, Volume 2009 Issue 1 - First Quarter 2009. [http://dx.doi.org/10.1787/energy\\_tax-v2009-1-en](http://dx.doi.org/10.1787/energy_tax-v2009-1-en).
- OECD/IEA - Organisation for Economic Co-operation and Development / International Energy Agency. (2011). Energy Policies of IEA Countries - Greece 2011 Review. <https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-greece-2011-review>.

- OECD/IEA - Organisation for Economic Co-operation and Development / International Energy Agency. (2018). *Energy Prices & Taxes, Volume 2018 Issue 2 - Second Quarter 2018*. <https://doi.org/10.1787/16096835>.
- Oğcu, G., Demirel, O. F., & Zaim, S. (2012). Forecasting electricity consumption with neural networks and support vector regression. *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, 58, 1576-1585. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2012.09.1144>.
- Okajima, S., & Okajima, H. (2013). Estimation of Japanese price elasticities of residential electricity demand, 1990-2007. *Energy Economics*, 40, 433-440. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.07.026>.
- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, 888-898. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053>.
- Otsuka, A., & Haruna, S. (2016). Determinants of residential electricity demand: evidence from Japan. *International Journal of Energy Sector Management*, 10(4), 546-560. <https://doi.org/10.1108/IJESM-07-2015-0004>.
- Ouedraogo, N. S. (2017). Modeling sustainable long-term electricity supply-demand in Africa. *Applied Energy*, 190, 1047-1067. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.162>.
- Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy* 70, 64-73. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.030>.
- Oxera Consulting. (2011). *Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies*, OXERA, Oxford.
- Ozcan, M. (2014). Assessment of renewable energy incentive system from investors' perspective. *Renewable energy*, 71, 425-432. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.053>.
- Ozturk, H. K., Ceylan, H., Canyurt, O. E., & Hepbasli, A. (2005). Electricity estimation using genetic algorithm approach: a case study of Turkey. *Energy*, 30(7), 1003-1012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.08.008>.
- Pai, P. F., & Hong, W. C. (2005). Forecasting regional electricity load based on recurrent support vector machines with genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 74(3), 417-425. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.01.006>.
- Panklib, K., Prakasvudhisarn, C., & Khummongkol, D. (2015). Electricity consumption forecasting in Thailand using an artificial neural network and multiple linear regression. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 10(4), 427-434. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.559520>.
- Pao, H. T. (2006). Comparing linear and nonlinear forecasts for Taiwan's electricity consumption. *Energy*, 31(12), 2129-2141. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.08.010>.
- Pao, H. T. (2009). Forecasting energy consumption in Taiwan using hybrid nonlinear models. *Energy*, 34(10), 1438-1446. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.04.026>.
- Papada, L., & Kaliampakos, D. (2016). Measuring energy poverty in Greece. *Energy Policy*, 94, 157-165. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.004>.

- Papapostolou, A., Karakosta, C., Marinakis, V., & Flamos, A. (2016). Assessment of RES cooperation framework between the EU and North Africa: a multicriteria approach based on UTASTAR. *International Journal of Energy Sector Management*, 10(3), 402-426. <https://doi.org/10.1108/IJESM-12-2014-0007>.
- Papapostolou, A., Karakosta, C., Nikas, A., & Psarras, J. (2017). Exploring opportunities and risks for RES-E deployment under Cooperation Mechanisms between EU and Western Balkans: A multi-criteria assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 519-530. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.190>.
- Pappas, S. S., Ekonomou, L., Karamousantas, D. C., Chatzarakis, G. E., Katsikas, S. K., & Liatsis, P. (2008b). Electricity demand loads modeling using AutoRegressive Moving Average (ARMA) models. *Energy*, 33(9), 1353-1360. doi:10.1016/j.energy.2008.05.008.
- Pappas, S. S., Ekonomou, L., Karampelas, P., Karamousantas, D. C., Katsikas, S. K., Chatzarakis, G. E., & Skafidas, P. D. (2010). Electricity demand load forecasting of the Hellenic power system using an ARMA model. *Electric Power Systems Research*, 80(3), 256-264. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.09.006>.
- Pappas, S. S., Ekonomou, L., Moussas, V. C., Karampelas, P., & Katsikas, S. K. (2008a). Adaptive load forecasting of the Hellenic electric grid. *Journal of Zhejiang University-SCIENCE A*, 9(12), 1724-1730. <https://doi.org/10.1631/jzus.A0820042>.
- Parlos, A. G., Esmail, O., Muthusami, J., Patton, A., & Atiya, A. F. (1996). Development of an Intelligent Long-Term Electric Load Forecasting System, *Intelligent Systems Applications to Power Systems*. In *Proceeding, ISAP International Conference*. pp (pp. 288-292). <https://doi.org/10.1109/ISAP.1996.501084>.
- Pasiouras, F., Gaganis, C., & Zopounidis, C. (2007). Multicriteria decision support methodologies for auditing decisions: the case of qualified audit reports in the UK. *European Journal of Operational Research*, 180(3), 1317-1330. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2006.04.039>.
- Pasiouras, F., Gaganis, C., & Zopounidis, C. (2010). Multicriteria classification models for the identification of targets and acquirers in the Asian banking sector. *European Journal of Operational Research*, 204(2), 328-335. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2009.10.026>.
- Pätäri, S., Kyläheiko, K., & Sandström, J. (2011). Opening up new strategic options in the pulp and paper industry: Case biorefineries. *Forest Policy and Economics*, 13(6), 456-464. <https://doi.org/10.1016/j.forpol.2011.06.003>.
- Patiniotakis, I., Apostolou, D., & Mentzas, G. (2011). Fuzzy UTASTAR: A method for discovering utility functions from fuzzy data. *Expert Systems with Applications*, 38(12), 15463-15474. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2011.06.014>.
- Peerapong, P., & Limmeechokchai, B. (2014). Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand. *Energy Procedia*, 52, 179-189. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.069>.
- Pegels, A., & Lütkenhorst, W. (2014). Is Germany's energy transition a case of successful green industrial policy? Contrasting wind and solar PV. *Energy Policy*, 74, 522-534. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.031>.



- Pendaraki, K., Zopounidis, C., & Doumpos, M. (2005). On the construction of mutual fund portfolios: A multicriteria methodology and an application to the Greek market of equity mutual funds. *European Journal of Operational Research*, 163(2), 462-481. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2003.10.022>.
- Percy, S., Aldeen, M., & Berry, A. (2015, November). Residential precinct demand forecasting using optimised solar generation and battery storage. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2015 IEEE PES Asia-Pacific* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2015.7381039>.
- Pérez-García, J., & Moral-Carcedo, J. (2016). Analysis and long term forecasting of electricity demand through a decomposition model: A case study for Spain. *Energy*, 97, 127-143. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.055>.
- Perwez, U., Sohail, A., Hassan, S. F., & Zia, U. (2015). The long-term forecast of Pakistan's electricity supply and demand: An application of long range energy alternatives planning. *Energy*, 93, 2423-2435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.103>.
- Pesaran, M. H., Shin, Y., & Smith, R. J. (2001). Bounds testing approaches to the analysis of level relationships. *Journal of applied econometrics*, 16(3), 289-326. <https://doi.org/10.1002/jae.616>.
- Pessanha, J. F. M., & Leon, N. (2015). Forecasting long-term electricity demand in the residential sector. *Procedia Computer Science*, 55, 529-538. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.07.032>.
- Pi, D., Liu, J., & Qin, X. (2010). A grey prediction approach to forecasting energy demand in China. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 32(16), 1517-1528. <https://doi.org/10.1080/15567030902780360>.
- Piltan, M., Shiri, H., & Ghaderi, S. F. (2012). Energy demand forecasting in Iranian metal industry using linear and nonlinear models based on evolutionary algorithms. *Energy conversion and management*, 58, 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.12.022>.
- Polemis, M. L., & Dagoumas, A. S. (2013). The electricity consumption and economic growth nexus: Evidence from Greece. *Energy Policy*, 62, 798-808. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.086>.
- Politis, Y., & Siskos, Y. (2010). Self-assessment for measuring business excellence: The MUSABE method. *Total Quality Management*, 21(11), 1063-1083. <https://doi.org/10.1080/14783360902924283>.
- Politis, Y., Giovanis, A., & Binioris, S. (2014). Logistics service quality and its effects on customer satisfaction in the manufacturing companies' supply chains: Empirical evidence from Greece. *Journal of Modelling in Management*, 9(2), 215-237. <https://doi.org/10.1108/JM2-05-2012-0016>.
- Polzin, F., Migendt, M., Täube, F. A., & von Flotow, P. (2015). Public policy influence on renewable energy investments—A panel data study across OECD countries. *Energy Policy*, 80, 98-111. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.026>.
- Pourazarm, E., & Cooray, A. (2013). Estimating and forecasting residential electricity demand in Iran. *Economic Modelling*, 35, 546-558. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2013.08.006>.

- Prasad, R. D., & Raturi, A. (2017). Grid electricity for Fiji islands: Future supply options and assessment of demand trends. *Energy*, 119, 860-871. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.054>.
- Psiloglou, B. E., Giannakopoulos, C., Majithia, S., & Petrakis, M. (2009). Factors affecting electricity demand in Athens, Greece and London, UK: A comparative assessment. *Energy*, 34(11), 1855-1863. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.033>.
- Pusnik, M., Al-Mansour, F., Sucic, B., & Cesen, M. (2016). Trends and prospects of energy efficiency development in Slovenian industry. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.027>.
- Rafati, H. H. M., Jalili, M., Davari, H., & Maknoon, R. (2015, November). Prediction of Iran's annual electricity demand: Artificial intelligence approaches. In *Innovations in Information Technology (IIT), 2015 11th International Conference on* (pp. 373-377). IEEE. <https://doi.org/10.1109/INNOVATIONS.2015.7381570>.
- Ragwitz M., Held A., Resch G., Faber T., Haas R., & Huber C. (2007). OPTRES. Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market. Fraunhofer IRB Verl., Stuttgart.
- Ragwitz, M., & Rathmann, M. (2011). Renewable energy policies in the EU member states: Indicators assessing market status policy effectiveness & efficiency. Fraunhofer ISI and Ecofys.
- Ragwitz, M., Steinhilber, S., Breitschopf, B., Resch, G., Panzer, C., Ortner, A., ... & de Lovinfosse, I. (2012). D23 Final Report: RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market.
- Rahman, A., Srikumar, V., & Smith, A. D. (2018). Predicting electricity consumption for commercial and residential buildings using deep recurrent neural networks. *Applied Energy*, 212, 372-385. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.051>.
- Rahman, M. Z., Sajib, M. N., Rifat, M. S. H., Hossam-E-Haider, M., & Khan, M. A. A. (2016, September). Forecasting the long term energy demand of Bangladesh using SPSS from 2011-2040. In *Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT), 2016 3rd International Conference on* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CEEICT.2016.7873123>.
- Rapanos, V. T., & Polemis, M. L. (2006). The structure of residential energy demand in Greece. *Energy Policy*, 34(17), 3137-3143. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.05.017>.
- Rastad, M., & Nazarzadeh, J. (2006). A hybrid nonlinear model for the annual maximum simultaneous electric power demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), 1069-1078. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873105>.
- Raza, M. Q., & Khosravi, A. (2015). A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 1352-1372. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.065>.
- Reichelstein, S., & Yorston, M. (2013). The prospects for cost competitive solar PV power. *Energy Policy*, 55, 117-127. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.003>.
- Rexha, B., Ahmeti, A., Ahmedi, L., & Komoni, V. (2011, February). Developing electricity forecast web tool for Kosovo market. *WSEAS Transactions on Information Science and Applications*, ISSN: 1790-0832, 8(2), 55-64.

- Richards, G., Noble, B., & Belcher, K. (2012). Barriers to renewable energy development: A case study of large-scale wind energy in Saskatchewan, Canada. *Energy Policy*, 42, 691-698. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.049>.
- Ringel, M., Schlomann, B., Krail, M., & Rohde, C. (2016). Towards a green economy in Germany? The role of energy efficiency policies. *Applied Energy*, 179, 1293-1303. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.063>.
- Ringwood, J. V., Bofelli, D., & Murray, F. T. (2001). Forecasting electricity demand on short, medium and long time scales using neural networks. *Journal of Intelligent and Robotic Systems*, 31(1-3), 129-147. <https://doi.org/10.1023/A:1012046824237>.
- Roinioti, A., Koroneos, C., & Wangensteen, I. (2012). Modeling the Greek energy system: Scenarios of clean energy use and their implications. *Energy Policy*, 50, 711-722. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.017>.
- Roy, B. (1985). *Méthodologie Multicritère d'Aide à la Décision*, Economica, Paris.
- Saab, S., Badr, E., & Nasr, G. (2001). Univariate modeling and forecasting of energy consumption: the case of electricity in Lebanon. *Energy*, 26(1), 1-14. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00049-9](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00049-9).
- Sackdara, V., Premrudeepreechacharn, S., & Ngamsanroj, K. (2010, November). Electricity demand forecasting of Electricite Du Lao (EDL) using neural networks. In *TENCON 2010-2010 IEEE Region 10 Conference* (pp. 640-644). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2010.5686767>.
- Saidur, R., Islam, M.R., Rahim, N.A., & Solangi, K.H. (2010). A review on global wind energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 1744-1762. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.007>.
- Sajadi, S. M., Asadzadeh, S. M., Dalfard, V. M., Asli, M. N., & Nazari-Shirkouhi, S. (2013). A new adaptive fuzzy inference system for electricity consumption forecasting with hike in prices. *Neural Computing and Applications*, 23(7-8), 2405-2416. <https://doi.org/10.1007/s00521-012-1197-6>.
- Samaras, G. D., Matsatsinis, N. F., & Zopounidis, C. (2003). A multicriteria DSS for a global stock evaluation. *Operational Research*, 3(3), 281-306. <https://doi.org/10.1007/BF02936406>.
- Samaras, G. D., Matsatsinis, N. F., & Zopounidis, C. (2008). A multicriteria DSS for stock evaluation using fundamental analysis. *European Journal of Operational Research*, 187(3), 1380-1401. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2006.09.020>.
- Sanchez-Alfaro, P., Sielfeld, G., Van Campen, B., Dobson, P., Fuentes, V., Reed, A., ... & Morata, D. (2015). Geothermal barriers, policies and economics in Chile—Lessons for the Andes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1390-1401. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.001>.
- Sandalidou, E., Baourakis, G., & Siskos, Y. (2002). Customers' perspectives on the quality of organic olive oil in Greece: A satisfaction evaluation approach. *British Food Journal*, 104(3/4/5), 391-406. <https://doi.org/10.1108/00070700210425787>.

- Santamouris, M., Cartalis, C., Synnefa, A., & Kolokotsa, D. (2015). On the impact of urban heat island and global warming on the power demand and electricity consumption of buildings— A review. *Energy and Buildings*, 98, 119-124. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.09.052>.
- Saravanan, S., Kannan, S., & Thangaraj, C. (2012, March). Forecasting India's electricity demand using artificial neural network. In *Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM), 2012 International Conference on* (pp. 79-83). IEEE.
- Saravanan, S., Kannan, S., Nithya, R., & Thangaraj, C. (2014, March). Modeling and prediction of India's electricity demand using fuzzy logic. In *Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), 2014 International Conference on* (pp. 93-96). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IC-CPCT.2014.7054813>.
- Saravanan, S., Nithya, R., Kannan, S., & Thangaraj, C. (2015). Forecasting India's electricity consumption using particle swarm optimization. In *Power Electronics and Renewable Energy Systems* (pp. 843-851). Springer, New Delhi. [https://doi.org/10.1007/978-81-322-2119-7\\_82](https://doi.org/10.1007/978-81-322-2119-7_82).
- Sardianou, E. (2007). Estimating energy conservation patterns of Greek households. *Energy Policy*, 35(7), 3778-3791. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.020>.
- Sarkar, M. R., Rabbani, M. G., Khan, A. R., & Hossain, M. M. (2015, May). Electricity demand forecasting of Rajshahi City in Bangladesh using fuzzy linear regression model. In *Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT), 2015 International Conference on* (pp. 1-3). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEEICT.2015.7307424>.
- Scannella, G., & Beuthe, M. (2001). Assessing risky public investments with MUSTARD. *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, 10(6), 287-302. <https://doi.org/10.1002/mcda.309>.
- Schillig, I. (2012, May). Demand forecast for electric power for the city of St. Gallen in the year 2050. In *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the* (pp. 1-8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2012.6254778>.
- Schweizer, V. J., & Morgan, M. G. (2016). Bounding US electricity demand in 2050. *Technological Forecasting and Social Change*, 105, 215-223. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2015.09.001>.
- Sharpe, W.F. (1964). Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance* 19(3), 425-442. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1964.tb02865.x>.
- Shen, J., & Yang, S. (2012, December). Research of Annual Electricity Demand Forecasting Based on Kernel Partial Least Squares Regression. In *Control Engineering and Communication Technology (ICCECT), 2012 International Conference on* (pp. 601-604). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCECT.2012.237>.
- Shi, Y., Yang, H., Ding, Y., & Pang, N. (2008, December). Research on long term load forecasting based on improved genetic neural network. In *Computational Intelligence and Industrial Application, 2008. PACIIA'08. Pacific-Asia Workshop on* (Vol. 2, pp. 80-84). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PACIIA.2008.313>.
- Shrimali, G., Nelson, D., Goel, S., Konda, C., & Kumar, R. (2013). Renewable deployment in India: Financing costs and implications for policy. *Energy Policy*, 62, 28-43. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.071>.

- Silk, J. I., & Joutz, F. L. (1997). Short and long-run elasticities in US residential electricity demand: a co-integration approach. *Energy economics*, 19(4), 493-513. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(97\)01027-X](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(97)01027-X).
- Silva, F. L., Souza, R. C., Oliveira, F. L. C., Lourenco, P. M., & Calili, R. F. (2018). A bottom-up methodology for long term electricity consumption forecasting of an industrial sector-Application to pulp and paper sector in Brazil. *Energy*, 144, 1107-1118. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.078>.
- Simoglou, C. K., Bakirtzis, E. A., Biskas, P. N., & Bakirtzis, A. G. (2018). Probabilistic evaluation of the long-term power system resource adequacy: The Greek case. *Energy Policy*, 117, 295-306. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.047>.
- Simoglou, C. K., Biskas, P. N., Vagropoulos, S. I., & Bakirtzis, A. G. (2014). Electricity market models and RES integration: The Greek case. *Energy Policy*, 67, 531-542. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.065>.
- Simsek, H. A., & Simsek, N. (2013). Recent incentives for renewable energy in Turkey. *Energy Policy*, 63, 521-530. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.036>.
- Simshauser, P. (2014). The cost of capital for power generation in atypical capital market conditions. *Economic Analysis and Policy*, 44 (2014), 184-201. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2014.05.002>.
- Singh, A. (2009). A market for renewable energy credits in the Indian power sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(3), 643-652. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.011>.
- Singh, A. K., Ibraheem, S. K., Muazzam, M., & Chaturvedi, D. K. (2013). An overview of electricity demand forecasting techniques. *Network and complex systems*, 3(3), 38-48.
- Singh, A. K., Khatoon, S., Muazzam, M., & Chaturvedi, D. K. (2012, December). Load forecasting techniques and methodologies: A review. In *Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2012 2nd International Conference on* (pp. 1-10). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPCES.2012.6508132>.
- Siskos, E., & Tsotsolas, N. (2015). Elicitation of criteria importance weights through the Simos method: A robustness concern. *European Journal of Operational Research*, 246 (2), 543-553. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.04.037>.
- Siskos, E., Askounis, D., & Psarras, J. (2014). Multicriteria decision support for global e-government evaluation. *Omega*, 46, 51-63. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2014.02.001>.
- Siskos, E., Malafekas, M., Askounis, D., & Psarras, J. (2013b, April). E-government benchmarking in European Union: a multicriteria extreme ranking approach. In *Conference on e-Business, e-Services and e-Society* (pp. 338-348). Springer, Berlin, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-37437-1\\_28](https://doi.org/10.1007/978-3-642-37437-1_28).
- Siskos, J. (1984). Le traitement des solutions quasi-optimales en programmation linéaire continue: Une synthèse, *RAIRO Recherche Opérationnelle*, 18, 382-401.
- Siskos, J. (1985). Analyses de régression et programmation linéaire. *Revue de statistique appliquée*, 23(2), 41-55.

- Siskos, J., & Assimakopoulos, N. (1989). Multicriteria highway planning: A case study. In *Models and Methods in Multiple Criteria Decision Making* (pp. 1401-1410). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037938-8.50020-3>.
- Siskos, J., & Zopounidis, C. (1987). The evaluation criteria of the venture capital investment activity: An interactive assessment. *European Journal of Operational Research*, 31(3), 304-313. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(87\)90040-3](https://doi.org/10.1016/0377-2217(87)90040-3).
- Siskos, Y. (2008). *Decision Models – Operational Research Methodology, Multicriteria Analysis Theory, Applications to Businesses and Organizations* [In Greek]. New Tech Pub.
- Siskos, Y., & Grigoroudis, E. (2002). Measuring customer satisfaction for various services using multicriteria analysis. In *Aiding decisions with multiple criteria* (pp. 457-482). Springer, Boston, MA. [https://doi.org/10.1007/978-1-4615-0843-4\\_20](https://doi.org/10.1007/978-1-4615-0843-4_20).
- Siskos, Y., & Matsatsinis, N. (1993). A DSS for market analysis and new product design. *Journal of Decision Systems*, 2(1), 35-60. <https://doi.org/10.1080/12460125.1993.10511556>.
- Siskos, Y., & Spyridakos, A. (1999). Intelligent multicriteria decision support: Overview and perspectives. *European Journal of Operational Research*, 113(2), 236-246. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(98\)00213-6](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(98)00213-6).
- Siskos, Y., & Yannacopoulos, D. (1985). UTASTAR: An ordinal regression method for building additive value functions. *Investigação Operacional*, 5(1), 39-53.
- Siskos, Y., Grigoroudis, E., & Matsatsinis, N. F. (2016). UTA methods. In *Multiple Criteria Decision Analysis* (pp. 315-362). Springer New York. <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3094-4>.
- Siskos, Y., Grigoroudis, E., Matsatsinis, N. F., & Baourakis, G. (1995a). Preference disaggregation analysis in agricultural product consumer behaviour. In *Advances in Multicriteria Analysis* (pp. 185-202). Springer, Boston, MA. [https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0\\_12](https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2383-0_12).
- Siskos, Y., Grigoroudis, E., Matsatsinis, N. F., Baourakis, G., & Niguez, F. (1995b). Comparative behavioural analysis of European olive oil consumers. In *Advances in Stochastic Modelling and Data Analysis* (pp. 293-310). Springer, Dordrecht. [https://doi.org/10.1007/978-94-017-0663-6\\_18](https://doi.org/10.1007/978-94-017-0663-6_18).
- Siskos, Y., Grigoroudis, E., Zopounidis, C., & Saurais, O. (1998). Measuring customer satisfaction using a collective preference disaggregation model. *Journal of Global Optimization*, 12(2), 175-195. <https://doi.org/10.1023/A:1008262411587>.
- Siskos, Y., Matsatsinis, N. F., & Baourakis, G. (2001). Multicriteria analysis in agricultural marketing: The case of French olive oil market. *European Journal of Operational Research*, 130(2), 315-331. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00043-6](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00043-6).
- Siskos, Y., Rodios, V., & Tsotsolas, N. (2013a). A tourist satisfaction measurement model based on multiple criteria: application to the case of Skopelos Island. *International Journal of Data Analysis Techniques and Strategies* 7, 5(1), 63-83. <https://doi.org/10.1504/IJDATS.2013.051741>.
- Siskos, Y., Spyridakos, A., & Yannacopoulos, D. (1999). Using artificial intelligence and visual techniques into preference disaggregation analysis: The MUDAS system. *European Journal of Operational Research*, 113(2), 281-299. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(98\)00217-3](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(98)00217-3).

- Siskos, Y., Zopounidis, C., & Pouliezios, A. (1994). An integrated DSS for financing firms by an industrial development bank in Greece. *Decision Support Systems*, 12(2), 151-168. [https://doi.org/10.1016/0167-9236\(94\)90013-2](https://doi.org/10.1016/0167-9236(94)90013-2).
- Skiadas, C. H., & Giovanis, A. N. (1997). A stochastic Bass innovation diffusion model for studying the growth of electricity consumption in Greece. *Applied stochastic models and data analysis*, 13(2), 85-101. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-0747\(199706\)13:2<85::AID-ASM298>3.0.CO;2-Z](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-0747(199706)13:2<85::AID-ASM298>3.0.CO;2-Z).
- Skordoulis, M., Alasonas, P., & Pekka-Economou, V. (2017). E-government services quality and citizens' satisfaction: a multi-criteria satisfaction analysis of TAXISnet information system in Greece. *International Journal of Productivity and Quality Management*, 22(1), 82-100. <https://doi.org/10.1504/IJPQM.2017.085848>.
- SolarPower Europe. (2015). *Global Market Outlook for Solar Power /2015-2019*. [https://helapco.gr/pdf/Global\\_Market\\_Outlook\\_2015\\_-2019\\_lr\\_v23.pdf](https://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2015_-2019_lr_v23.pdf).
- SolarPower Europe. (2016a). *Future of Solar Power in Europe: Perspectives for the Contracting Parties of the Energy Community*. Alexandre Roesch, Policy Director. Energy Community - Renewable Energy Coordination Group - 10 November 2016.
- SolarPower Europe. (2016b). *Solar Power in Europe: Market Trends and System Integration*. Thomas Doering.
- Son, H., & Kim, C. (2015). Forecasting Short-term Electricity Demand in Residential Sector Based on Support Vector Regression and Fuzzy-rough Feature Selection with Particle Swarm Optimization. *Procedia Engineering*, 118, 1162-1168. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.459>.
- Sözen, A., & Arcaklioglu, E. (2007). Prediction of net energy consumption based on economic indicators (GNP and GDP) in Turkey. *Energy policy*, 35(10), 4981-4992. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.029>.
- Sözen, A., Akçayol, M. A., & Arcaklioğlu, E. (2006). Forecasting net energy consumption using artificial neural network. *Energy Sources, Part B*, 1(2), 147-155. <https://doi.org/10.1080/009083190881562>.
- Spalding-Fecher, R., Senatla, M., Yamba, F., Lukwesa, B., Himunzowa, G., Heaps, C., ... & Nyambe, I. (2017). Electricity supply and demand scenarios for the Southern African power pool. *Energy Policy*, 101, 403-414. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.033>.
- Spathis, C., Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2002a). Detecting falsified financial statements: a comparative study using multicriteria analysis and multivariate statistical techniques. *European Accounting Review*, 11(3), 509-535. <https://doi.org/10.1080/096381802200000966>.
- Spathis, C., Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2003). Using client performance measures to identify pre-engagement factors associated with qualified audit reports in Greece. *The International Journal of Accounting*, 38(3), 267-284. [https://doi.org/10.1016/S0020-7063\(03\)00047-5](https://doi.org/10.1016/S0020-7063(03)00047-5).
- Spathis, C., Kosmidou, K., & Doumpos, M. (2002b). Assessing profitability factors in the Greek banking system: A multicriteria methodology. *International Transactions in operational research*, 9(5), 517-530. <https://doi.org/10.1111/1475-3995.00371>.

- Spyridakos, A., & Yannacopoulos, D. (2018). Collaborative Decision Making for Small Groups Utilizing UTA Methods. In *Preference Disaggregation in Multiple Criteria Decision Analysis* (pp. 59-76). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0_3).
- Spyridakos, A., Siskos, Y., Yannacopoulos, D., & Skouris, A. (2001). Multicriteria job evaluation for large organizations. *European Journal of Operational Research*, 130(2), 375-387. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00039-4](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00039-4).
- Spyridakos, A., Tsotsolas, N., Siskos, Y., Yannacopoulos, D., & Vryzidis, I. (2018). A visualization approach for robustness analysis in multicriteria disaggregation–aggregation approaches. *Operational Research*, 1-21. <https://doi.org/10.1007/s12351-018-0394-1>.
- Staffell, I., & Pfenninger, S. (2018). The increasing impact of weather on electricity supply and demand. *Energy*, 145, 65-78. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.051>.
- Stavrou, D. I., Siskos, E. Y., Ventikos, N. P., & Psarras, J. E. (2018). Robust Evaluation of Risks in Ship-to-Ship Transfer Operations: Application of the STOCHASTIC UTA Multicriteria Decision Support Method. In *Multi-Criteria Decision Making in Maritime Studies and Logistics* (pp. 175-218). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-62338-2\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-319-62338-2_8).
- Stepanov, V. S., & Stepanova, T. B. (2004). Energy demand forecasting by thermodynamic analysis of energy consumed processes. *Energy sources*, 26(7), 647-660. <https://doi.org/10.1080/00908310490445526>.
- Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(2), 1223-1240. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>.
- Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2016). Modelling and forecasting energy consumption in INDIA: Influence of socioeconomic variables. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 11(5), 404-411. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.631087>.
- Suhono, S. (2015). Long-term electricity demand forecasting of Sumatera system based on electricity consumption intensity and Indonesia population projection 2010-2035. *Energy Procedia*, 68, 455-462. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.277>.
- Sumer, K. K., Goktas, O., & Hepsag, A. (2009). The application of seasonal latent variable in forecasting electricity demand as an alternative method. *Energy policy*, 37(4), 1317-1322. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.014>.
- Sun, W., & Yan, Y. (2008, October). The model based on grey theory and pso for electricity consumption forecasting. In *Intelligent Computation Technology and Automation (ICICTA), 2008 International Conference on* (Vol. 1, pp. 152-156). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICICTA.2008.40>.
- Szabó, S., Jäger-Waldau, A., & Szabó, L. (2010). Risk adjusted financial costs of photovoltaics. *Energy Policy*, 38(7), 3807-3819. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.001>.
- Tabaei, Z., & Fathian, M. (2014). Measuring and analysing customer satisfaction with multi-criteria satisfaction analysis (MUSA) model: an electronic retailing case study. *International Journal of Business Information Systems*, 15(2), 189-204. <https://doi.org/10.1504/IJBIS.2014.059253>.
- Talavera, D. L., De La Casa, J., Muñoz-Cerón, E., & Almonacid, G. (2014). Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain:



- The case of the University of Jaén Campus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 752-771. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.023>.
- Talavera, D. L., Muñoz-Cerón, E., De La Casa, J., Ortega, M. J., & Almonacid, G. (2011). Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4310-4319. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.119>.
- Talavera, D. L., Pérez-Higueras, P., Ruíz-Arias, J. A., & Fernández, E. F. (2015). Levelised cost of electricity in high concentrated photovoltaic grid connected systems: spatial analysis of Spain. *Applied energy*, 151, 49-59. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.072>.
- Tao, J. Y., & Finenko, A. (2016). Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS. *Energy Policy*, 98, 749-758. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.021>.
- Thiam, D. R. (2011). An energy pricing scheme for the diffusion of decentralized renewable technology investment in developing countries. *Energy Policy*, 39(7), 4284-4297. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.046>.
- Toksari, M. D. (2007). Ant colony optimization approach to estimate energy demand of Turkey. *Energy Policy*, 35(8), 3984-3990. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.028>.
- Toksari, M. D. (2009). Estimating the net electricity energy generation and demand using the ant colony optimization approach: case of Turkey. *Energy Policy*, 37(3), 1181-1187. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.017>.
- Toksari, M. D. (2016). A hybrid algorithm of ant colony optimization (ACO) and iterated local search (ILS) for estimating electricity domestic consumption: case of Turkey. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78, 776-782. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.032>.
- Tongsopit, S. (2015). Thailand's feed-in tariff for residential rooftop solar PV systems: Progress so far. *Energy for sustainable development*, 29, 127-134. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2015.10.012>.
- Torrini, F. C., Souza, R. C., Oliveira, F. L. C., & Pessanha, J. F. M. (2016). Long term electricity consumption forecast in Brazil: A fuzzy logic approach. *Socio-Economic Planning Sciences*, 54, 18-27. <https://doi.org/10.1016/j.seps.2015.12.002>.
- Tripathy, S. C. (1997). Demand forecasting in a power system. *Energy conversion and management*, 38(14), 1475-1481. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00101-X](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00101-X).
- Trotter, I. M., Bolkesjø, T. F., Féres, J. G., & Hollanda, L. (2016). Climate change and electricity demand in Brazil: A stochastic approach. *Energy*, 102, 596-604. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.120>.
- Trypolska, G. (2014). An assessment of the optimal level of feed-in tariffs in Ukraine. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 7, 178-186. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.06.002>.
- Tsani, S. Z. (2010). Energy consumption and economic growth: a causality analysis for Greece. *Energy Economics*, 32(3), 582-590. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.09.007>.

- Tsekouras, G. J., Dialynas, E. N., Hatziargyriou, N. D., & Kavatza, S. (2007). A non-linear multi-variable regression model for midterm energy forecasting of power systems. *Electric Power Systems Research*, 77(12), 1560-1568. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.11.003>.
- Tsekouras, G. J., Hatziargyriou, N. D., & Dialynas, E. N. (2006). An optimized adaptive neural network for annual midterm energy forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 385-391. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.860926>.
- Tserkezos, E. D. (1992). Forecasting residential electricity consumption in Greece using monthly and quarterly data. *Energy Economics*, 14(3), 226-232. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(92\)90016-7](https://doi.org/10.1016/0140-9883(92)90016-7).
- Tsitsiloni, M., Grigoroudis, E., & Zopounidis, C. (2013). Service quality evaluation in the tourism industry: A SWOT analysis approach. In *Optimization theory, decision making, and operations research applications* (pp. 249-266). Springer, New York, NY. [https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5134-1\\_18](https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5134-1_18).
- Tudisca, S., Di Trapani, A. M., Sgroi, F., Testa, R., & Squatrito, R. (2013). Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms. *Renewable and sustainable energy reviews*, 28, 691-701. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.035>.
- Turmes C. (2015). The Luxembourg Declaration - Boosting Investments in Energy Efficiency and Renewable Energy Sources in the Energy Union. Luxembourg, 23 September 2016 by Claude Turmes, Member of the European Parliament. <https://www.ceps.eu/system/files/The%20Luxembourg%20Declaration%20FINAL.pdf>.
- Tyralis, H., Karakatsanis, G., Tzouka, K., & Mamassis, N. (2017). Exploratory data analysis of the electrical energy demand in the time domain in Greece. *Energy*, 134, 902-918. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.074>.
- Uher, V., Burget, R., Dutta, M. K., & Mlynek, P. (2015, July). Forecasting electricity consumption in Czech Republic. In *Telecommunications and Signal Processing (TSP), 2015 38th International Conference on* (pp. 262-265). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TSP.2015.7296264>.
- UKERC. (2014). UKERC Energy Strategy under Uncertainties – Financing the Power Sector: Is the Money Available. Working Paper – April 2014.
- UNDP - United National Development Programme. (2014). Market and Policy Outlook for Renewable Energy in Europe and the CIS. <http://uabio.org/img/files/news/pdf/undp2014-market-policy-outlook-cis.pdf>.
- UNEP - United Nations Environment Programme. (2012). Terminal Evaluation of Project GF/4040-05-09 (4826) Assessment of Risk Management Instruments for Financing Renewable Energy. Evaluation Office, March 2012. <https://wedocs.unep.org/rest/bitstreams/944/retrieve>.
- United Nations. (2017). Guidebook for Project Developers for Preparing Renewable Energy Investments Business Plans. <https://www.unescwa.org/publications/guidebook-project-developers-renewable-energy-investments-business-plans>.
- Valasai, G., Uqaili, M. A., & Harijan, K. (2012). Forecasting Electricity Demand for Agricultural and Services Sector of Pakistan. In *Energy, Environment and Sustainable Development* (pp. 59-67). Springer, Vienna. [https://doi.org/10.1007/978-3-7091-0109-4\\_9](https://doi.org/10.1007/978-3-7091-0109-4_9).

- Valiakos, A., & Siskos, Y. (2015). Multicriteria decision support for the evaluation of agricultural units in Greece. *Operational Research*, 15(3), 379-393. <https://doi.org/10.1007/s12351-015-0186-9>.
- Venetsanos, K., Angelopoulou, P., & Tsoutsos, T. (2002). Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy*, 30(4), 293-307. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00096-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00096-9).
- Verdejo, H., Awerkin, A., Becker, C., & Olguin, G. (2017). Statistic linear parametric techniques for residential electric energy demand forecasting. A review and an implementation to Chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 512-521. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.110>.
- Von Hirschhausen, C., & Andres, M. (2000). Long-term electricity demand in China—from quantitative to qualitative growth?. *Energy policy*, 28(4), 231-241. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00014-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00014-8).
- Voormolen, J. A., Junginger, H. M., & Van Sark, W. G. J. H. M. (2016). Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. *Energy Policy*, 88, 435-444. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2015.10.047>.
- Voulgaris, F., Doumpos, M., & Zopounidis, C. (2000). On the evaluation of Greek industrial SME's performance via multicriteria analysis of financial ratios. *Small business economics*, 15(2), 127-136. <https://doi.org/10.1023/A:1008159408904>.
- Vryzidis, I., Spyridakos, A., & Tsotsolas, N. (2018). Projects Portfolio Selection Framework Combining MCDA UTASTAR Method with 0-1 Multi-Objective Programming. In *Preference Disaggregation in Multiple Criteria Decision Analysis* (pp. 125-146). Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-319-90599-0_6).
- Vu, D. H., Muttaqi, K. M., & Agalgaonkar, A. P. (2014, July). Assessing the influence of climatic variables on electricity demand. In *PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939377>.
- Vu, N. H. M., Khanh, N. T. P., Cuong, V. V., & Binh, P. T. T. (2017, October). Forecast on vietnam electricity consumption to 2030. In *2017 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICELTICS)* (pp. 72-77). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICELTICS.2017.8253238>.
- Waissbein O., Glemarec Y., Bayraktar H., & Schmidt T.S. (2013). *Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries*. New York, NY: United Nations Development Programme.
- Waite, M., Cohen, E., Torbey, H., Piccirilli, M., Tian, Y., & Modi, V. (2017). Global trends in urban electricity demands for cooling and heating. *Energy*, 127, 786-802. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.095>.
- Wang, C., Hong, M., Wanlei, X., Xin, Z., & Hainan, Z. (2014, September). Analysis and forecast on mid-long term electricity market of Shandong province. In *Electricity Distribution (CICED)*,

- 2014 China International Conference on (pp. 801-805). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CICED.2014.6991820>.
- Wang, H. F., & Lai, C. L. (2016, December). Monthly electricity demand forecasting by GANN. In Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM), 2016 IEEE International Conference on (pp. 1908-1912). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEM.2016.7798210>.
- Wang, H., Yang, K., Xue, L. Y., & Liu, S. (2015). The Study of Long-term Electricity Load Forecasting Based on Improved Grey Prediction. In Proceedings of the 21st International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management 2014 (pp. 441-444). Atlantis Press, Paris. <https://doi.org/10.1109/ICMLC.2013.6890371>.
- Wang, J., Li, L., Niu, D., & Tan, Z. (2012). An annual load forecasting model based on support vector regression with differential evolution algorithm. *Applied Energy*, 94, 65-70. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.010>.
- Wang, L., Hu, H., Ai, X. Y., & Liu, H. (2018a). Effective electricity energy consumption forecasting using echo state network improved by differential evolution algorithm. *Energy*, 153, 801-815. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.078>.
- Wang, X. (2007, November). Grey prediction with rolling mechanism for electricity demand forecasting of Shanghai. In Grey Systems and Intelligent Services, 2007. GSIS 2007. IEEE International Conference on (pp. 689-692). IEEE. <https://doi.org/10.1109/GSIS.2007.4443362>.
- Wang, X. P., & Meng, M. (2008, July). Forecasting electricity demand using Grey-Markov model. In Machine Learning and Cybernetics, 2008 International Conference on (Vol. 3, pp. 1244-1248). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICMLC.2008.4620595>.
- Wang, Y., & Li, Y. (2010, November). Applying LS-SVM to predict primary energy consumption. In E-Product E-Service and E-Entertainment (ICEEE), 2010 International Conference on (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEEE.2010.5660473>.
- Wang, Z. X., Li, Q., & Pei, L. L. (2018b). A seasonal GM (1, 1) model for forecasting the electricity consumption of the primary economic sectors. *Energy*, 154, 522-534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.155>.
- WEF - World Economic Forum. (2011). Green Investing 2011 – Reducing the Cost of Financing. April 2011.
- Welch, I. (2008). The Consensus Estimate for the Equity Premium by Academic Financial Economists in December 2007 (January 18, 2008). <http://ssrn.com/abstract=1084918>.
- Welch, J. B., & Venkateswaran, A. (2009). The dual sustainability of wind energy. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(5), 1121-1126. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.05.001>.
- WindEurope. (2016a). Post-2020 Renewable Energy Directive. <https://windeurope.org/policy/position-papers/windepopes-position-post-2020-renewable-energy-directive/>.
- WindEurope. (2016b). Financing Wind Energy Beyond 2020 - A Dedicated Finance Instrument to Meet the EU 2030 Renewable Energy Target. <https://windeurope.org/policy/position-papers/financing-wind-energy-beyond-2020/>.
- WindEurope. (2017). Wind Energy in Europe: Scenarios for 2030. <https://windeurope.org/about-wind/reports/wind-energy-in-europe-scenarios-for-2030/>.

- WindEurope. (2018). European Wind Power. Last Update: October 2018. <http://energytransition.ro/wp-content/uploads/2018/11/Ivan-K.pdf>.
- Wing, L. C., Jin, Z. (2015). Risk management methods applied to renewable and sustainable energy: a review. *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 3(1), 1-12. <https://doi.org/10.11648/j.jeee.s.2015030101.11>.
- Wiser, R. H., & Pickle, S. J. (1998). Financing investments in renewable energy: the impacts of policy design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2(4), 361-386. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(98\)00007-0](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(98)00007-0).
- World Bank Group. (2018). Commodity Markets Outlook, October. World Bank, Washington, DC. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO.
- Wu, L., Gao, X., Xiao, Y., Yang, Y., & Chen, X. (2018). Using a novel multi-variable grey model to forecast the electricity consumption of Shandong Province in China. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.147>.
- Wustenhagen, R., & Menichetti, E. (2012). Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. *Energy Policy* 40, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.050>.
- Xie, Y., & Li, M. (2010, January). Application of gray forecasting model optimized by genetic algorithm in electricity demand forecasting. In *Computer Modeling and Simulation, 2010. ICCMS'10. Second International Conference on* (Vol. 4, pp. 275-277). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICCMS.2010.156>.
- Xing-Ping, Z., & Rui, G. (2007). Electrical energy consumption forecasting based on cointegration and a support vector machine in China. *Wseas transactions on mathematics*, 6(12), 878-883.
- Xiong, T., Bao, Y., & Hu, Z. (2014). Interval forecasting of electricity demand: a novel bivariate EMD-based support vector regression modeling framework. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 353-362. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.010>.
- Xu, N., Dang, Y., & Gong, Y. (2017). Novel grey prediction model with nonlinear optimized time response method for forecasting of electricity consumption in China. *Energy*, 118, 473-480. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.003>.
- Yang, M., Nguyen, F., De T'Serclaes, P., & Buchner, B. (2010). Wind farm investment risks under uncertain CDM benefit in China. *Energy Policy*, 38(3), 1436-1447. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.024>.
- Yao, A. W., Chi, S. C., & Chen, J. H. (2003). An improved grey-based approach for electricity demand forecasting. *Electric Power Systems Research*, 67(3), 217-224. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00112-3](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00112-3).
- Yao, M., Duan, W., Hu, Z., & Wang, S. (2014, December). Electricity demand forecasts of Chinese urbanization policy scenarios based on agents response equilibrium model. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066092>.
- Yichun, W., Zhenying, C., & Miao, L. (2013, November). Med-long term system structure forecasting of power consumption based on grey derived model. In *Grey Systems and Intelligent*

- Services, 2013 IEEE International Conference on (pp. 142-146). IEEE. <https://doi.org/10.1109/GSIS.2013.6714759>.
- Ying, L. C., & Pan, M. C. (2008). Using adaptive network based fuzzy inference system to forecast regional electricity loads. *Energy Conversion and Management*, 49(2), 205-211. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.06.015>.
- Yingying, L., & Dongxiao, N. (2010, August). Application of Principal Component Regression Analysis in power load forecasting for medium and long term. In *Advanced Computer Theory and Engineering (ICACTE)*, 2010 3rd International Conference on (Vol. 3, pp. V3-201). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICACTE.2010.5579658>.
- Yu, S., Wang, K., & Wei, Y. M. (2015). A hybrid self-adaptive Particle Swarm Optimization–Genetic Algorithm–Radial Basis Function model for annual electricity demand prediction. *Energy Conversion and Management*, 91, 176-185. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.059>.
- Yukseltan, E., Yucekaya, A., & Bilge, A. H. (2017). Forecasting electricity demand for Turkey: Modeling periodic variations and demand segregation. *Applied Energy*, 193, 287-296. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.054>.
- Yumurtaci, Z., & Asmaz, E. (2004). Electric energy demand of Turkey for the year 2050. *Energy Sources*, 26(12), 1157-1164. <https://doi.org/10.1080/00908310490441520>.
- Zachariadis, T. (2010). Forecast of electricity consumption in Cyprus up to the year 2030: The potential impact of climate change. *Energy Policy*, 38(2), 744-750. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.019>.
- Zahedi, G., Azizi, S., Bahadori, A., Elkamel, A., & Alwi, S. R. W. (2013). Electricity demand estimation using an adaptive neuro-fuzzy network: a case study from the Ontario province–Canada. *Energy*, 49, 323-328. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.019>.
- Zeng, Y. R., Zeng, Y., Choi, B., & Wang, L. (2017). Multifactor-influenced energy consumption forecasting using enhanced back-propagation neural network. *Energy*, 127, 381-396. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.094>.
- Zhang, R., & Wang, D. (2008, July). Forecasting annual electricity demand using BP neural network based on three sub-swarms PSO. In *Control and Decision Conference*, 2008. CCDC 2008. Chinese (pp. 1409-1413). IEEE. <https://doi.org/10.1109/CCDC.2008.4597550>.
- Zhao, H., & Guo, S. (2016). An optimized grey model for annual power load forecasting. *Energy*, 107, 272-286. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.009>.
- Zhou, P. A. B. W., Ang, B. W., & Poh, K. L. (2006). A trigonometric grey prediction approach to forecasting electricity demand. *Energy*, 31(14), 2839-2847. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.12.002>.
- Zopounidis, C. (2001). Preference disaggregation in financial modeling: basic features and some examples. *Oper Res Int J* 1(3):263-284. <https://doi.org/10.1007/BF02936355>.
- Zopounidis, C., & Doumpos, M. (1997). Preference disaggregation methodology in segmentation problems: The case of financial distress. In *New Operational Approaches for Financial Modelling* (pp. 417-439). Physica, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-59270-6\\_31](https://doi.org/10.1007/978-3-642-59270-6_31).

- Zopounidis, C., & Doumpos, M. (1998). Developing a multicriteria decision support system for financial classification problems: The FINCLAS system. *Optimization Methods and Software*, 8(3-4), 277-304. <https://doi.org/10.1080/10556789808805680>.
- Zopounidis, C., & Doumpos, M. (1999). Business failure prediction using the UTADIS multicriteria analysis method. *Journal of the Operational research Society*, 50(11), 1138-1148. <https://doi.org/10.1057/palgrave.jors.2600818>.
- Zopounidis, C., & Doumpos, M. (2000). Building additive utilities for multi-group hierarchical discrimination: The MH DIS method. *Optimization Methods and Software*, 14(3), 219-240. <https://doi.org/10.1080/10556780008805801>.
- Zopounidis, C., Doumpos, M., & Zanakis, S. (1999). Stock evaluation using a preference disaggregation methodology. *Decision Sciences*, 30(2), 313-336. <https://doi.org/10.1111/j.1540-5915.1999.tb01612.x>.
- Zopounidis, C., Pardalos, P. M., Doumpos, M., & Mavridou, T. (1998). Multicriteria decision aid in credit cards assessment. In *Managing in Uncertainty: Theory and Practice* (pp. 163-178). Springer, Boston, MA. [https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2845-3\\_12](https://doi.org/10.1007/978-1-4757-2845-3_12).





---

## Παράρτημα

---



## Παράρτημα Α

Πίνακας Α.1. Μεταβλητές / Κριτήρια της Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης στην Ανάλυση και Εκτίμηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

<i>Οικονομικά Κριτήρια</i>	<i>Δημογραφικά Κριτήρια</i>	<i>Καιρικά Κριτήρια</i>	<i>Ενεργειακά Κριτήρια</i>	<i>Κριτήρια Ενεργειακής Αποδοτικότητας</i>	<i>Λοιπά Κριτήρια</i>
Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία	Αριθμός και Μέγεθος Νοικοκυριών	Βαθμομημέρες Θέρμανσης	Δείκτης Εξηλεκτρισμού	Εκπομπές CO <sub>2</sub>	Ειδικά Γεγονότα (special events)
Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν	Αριθμός Πελατών / Καταναλωτών	Βαθμομημέρες Ψύξης	Εγκατεστημένη Ηλεκτρική Ισχύς	Ενεργειακή Απόδοση	Ημερολογιακή Επίδραση (calendar effect)
Αξία Επενδύσεων	Αστικοποίηση	Θερμοκρασία	Ένταση Ενέργειας / Ηλεκτρικής Ενέργειας	Ηλεκτρικές Συσκευές (χωρητικότητα, τεχνολογία και χρήση)	

Απασχόληση / Ανεργία	Πληθυσμός	Λοιπές Καιρικές Συνθήκες	Παραγωγή και Ζή- τηση Ενέργειας / Η- λεκτρικής Ενέργειας	Τεχνολογική Ανάπτυξη	
Δεδομένα Δαπανών			Τιμές Ηλεκτρικής Ε- νέργειας και Λοιπών Ενεργειακών Προϊό- των (Πετρέλαιο, Φυ- σικό Αέριο κτλ.)		
Δεδομένα Εισαγωγών & Εξαγωγών					
Δείκτης Βιομηχανικής Παραγωγής					
Δείκτης Τιμών Καταναλωτή					
Δείκτης Τιμών Παραγωγού					

Δείκτης Χονδρικής Πώλησης					
Εισόδημα					
Ελαστικότητες (εισοδήματος/τιμών) Ηλεκτρικής Ενέργειας					
Επιτόκιο Δανεισμού					
Πληθωρισμός					
Σχηματισμός Ακαθάριστου Παγίου Κεφαλαίου					

**Παράρτημα Β****Πίνακας Β.1.** Σενάρια Εξέλιξης του ΑΠΕ στην Ελλάδα

<i>Σενάρια</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022-2025</i>	<i>2026-2030</i>
<i>Χαμηλής Ανάπτυξης</i>	1,0%	1,0%	0,8%	0,6%	0,5%
<i>Μέσης Ανάπτυξης</i>	2,0%	2,0%	1,6%	1,2%	1,0%
<i>Υψηλής Ανάπτυξης</i>	2,4%	2,2%	1,9%	1,9%	1,8%

**Πηγή:** ΙΡΤΟ (2019)

Πίνακας Β.2. Ιστορικά Δεδομένα των Κριτηρίων του Μοντέλου (Περίοδος 1999-2018)

Έτος	ΑΕΠ (Εκατ. €)	Ποσοστό Ανεργίας (%)	Πληθυσμός (Άτομα)	HDD (Ημέρες)	CDD (Ημέρες)	Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh)	Τιμή Φυσικού Αερίου (€/10 <sup>7</sup> kcal GCV)	Τιμή Πετρελαίου (€/1.000lt)	ODEX (%)
1999	129.111,37	12,00	10.747.768	1.600,12	280,14	80,80	276,50	325,40	100,66
2000	139.032,94	11,20	10.775.627	1.683,95	276,88	75,70	276,50	503,70	100,00
2001	147.083,07	10,70	10.835.989	1.630,14	331,73	78,40	288,40	501,70	99,36
2002	158.164,21	10,30	10.888.274	1.580,52	282,75	81,50	321,80	442,00	98,46
2003	172.932,55	9,70	10.915.770	1.787,11	349,28	84,90	347,00	487,20	96,98
2004	187.959,27	10,60	10.940.369	1.634,52	234,85	86,00	341,00	555,20	95,67
2005	194.876,46	10,00	10.969.912	1.714,28	249,51	90,30	483,70	686,70	94,36
2006	210.504,35	9,00	11.004.716	1.776,31	289,52	94,30	502,50	764,90	93,46
2007	224.993,80	8,40	11.036.008	1.578,42	382,91	98,40	730,10	770,00	92,48
2008	231.914,66	7,80	11.060.937	1.507,29	376,70	107,30	830,50	879,70	91,97
2009	231.583,03	9,60	11.094.745	1.515,34	278,64	109,30	749,90	705,40	90,84

<i>Έτος</i>	<i>ΑΕΠ (Εκατ. €)</i>	<i>Ποσοστό Ανεργίας (%)</i>	<i>Πληθυσμός (Άτομα)</i>	<i>HDD (Ημέρες)</i>	<i>CDD (Ημέρες)</i>	<i>Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh)</i>	<i>Τιμή Φυσικού Αερίου (€/10<sup>7</sup> kcal GCV)</i>	<i>Τιμή Πετρελαίου (€/1.000lt)</i>	<i>ODEX (%)</i>
2010	224.520,57	12,70	11.119.289	1.409,89	350,57	119,60	818,90	825,40	89,52
2011	205.389,14	17,90	11.123.392	1.806,95	313,85	124,40	903,20	876,50	88,10
2012	191.914,75	24,50	11.086.406	1.664,76	443,64	140,50	1.249,00	1.140,40	88,06
2013	185.006,18	27,50	11.003.615	1.450,99	319,21	163,00	1.327,30	1.268,70	87,31
2014	181.990,72	26,50	10.926.807	1.408,34	270,20	177,60	1.225,30	1.188,40	86,71
2015	177.874,26	24,90	10.858.018	1.577,85	331,13	176,90	1.181,20	895,60	84,88
2016	176.919,88	23,60	10.783.748	1.463,71	349,51	176,00	1.192,60	791,40	83,89
2017	179.144,27	21,50	10.768.193	1.657,68	349,63	177,80	1.355,68	868,82	82,89
2018	183.703,67	19,30	10.741.165	1.382,68	306,20	173,98	1.287,69	992,04	81,90



Πίνακας Β.3. Προβλέψεις των Κριτηρίων του Μοντέλου (Περίοδος 2019-2030)

Έτος	ΑΕΠ (Εκατ. €)	Ποσοστό Ανεργίας (%)	Πληθυσμός (Άτομα)	HDD	CDD	Τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh)	Τιμή Φυσικού Αερίου (€/10 <sup>7</sup> kcal GCV)	Τιμή Πετρελαίου (€/1.000lt)	ODEX (%)
2019	187.745,15	18,10	10.619.752	1.484,37	374,45	177,48	1.207,21	1.019,60	80,90
2020	192.063,29	16,30	10.560.467	1.474,18	380,11	181,05	1.126,73	950,71	79,91
2021	195.136,30	15,20	10.501.315	1.463,99	385,77	183,37	1.142,83	952,08	78,91
2022	197.477,94	14,40	10.440.359	1.453,80	391,42	185,72	1.158,93	953,46	77,92
2023	199.847,67	14,10	10.378.244	1.443,61	397,08	188,10	1.175,02	954,84	76,92
2024	202.245,85	13,80	10.315.272	1.433,42	402,73	190,51	1.191,12	956,22	75,93
2025	204.672,80	13,50	10.251.912	1.423,23	408,39	192,95	1.207,21	957,59	74,93
2026	207.128,87	13,20	10.188.932	1.413,03	414,04	195,27	1.222,90	958,97	73,94
2027	209.614,42	12,90	10.126.466	1.402,84	419,70	197,62	1.238,78	960,34	72,95
2028	212.129,79	12,60	10.064.818	1.392,65	425,35	200,00	1.254,88	961,72	71,95
2029	214.675,35	12,30	10.004.178	1.382,46	431,01	202,41	1.271,18	963,10	70,96
2030	217.251,45	12,00	9.944.658	1.372,27	436,66	204,84	1.287,69	964,48	69,96

**Πίνακας Β.4.** Δεδομένα της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στο ΕΣΜΗΕ (Περίοδος 1999-2018)

<i>Έτος</i>	<i>Πραγματικές Τιμές</i>	<i>Κλασικό Μοντέλο</i>	<i>Αξιακό Μοντέλο</i>	<i>Μοντέλο Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης</i>
1999	41.060.463			41.995.192
2000	44.108.220	50.617.522	42.764.068	45.014.339
2001	45.914.430	50.619.828	45.910.159	45.879.879
2002	46.974.000	50.628.223	47.449.726	45.486.377
2003	49.732.000	52.235.607	48.853.189	49.472.998
2004	51.225.000	50.681.485	50.498.804	50.660.344
2005	52.880.000	50.697.592	52.922.174	51.863.231
2006	53.990.000	52.042.504	55.003.715	54.961.346
2007	55.690.000	53.448.326	55.808.532	55.641.085
2008	56.310.000	56.294.444	56.369.868	55.746.258
2009	53.490.000	56.254.188	55.832.977	54.082.684
2010	53.545.000	53.528.711	53.211.662	54.319.307
2011	52.915.000	52.898.539	52.853.795	53.202.064
2012	52.611.000	50.716.388	52.498.996	52.483.213

<i>Έτος</i>	<i>Πραγματικές Τιμές</i>	<i>Κλασικό Μοντέλο</i>	<i>Αξιακό Μοντέλο</i>	<i>Μοντέλο Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης</i>
2013	50.664.000	50.647.539	51.367.303	50.587.840
2014	50.228.000	50.630.798	50.250.472	50.316.467
2015	51.355.000	50.635.176	50.615.713	51.038.720
2016	51.212.000	50.612.029	51.365.744	51.389.077
2017	51.932.000	50.641.343	51.916.530	51.881.461
2018	51.486.417	50.615.052	51.128.370	53.302.667

Πίνακας Β.5. Βάρη των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=5\%$ )

<i>Κριτήρια Μοντέλου</i>	<i>Μέσο Βάρος</i>	<i>Μέγιστο Βάρος</i>	<i>Ελάχιστο Βάρος</i>
$X_1$	48,5%	61,0%	33,0%
$X_2$	3,2%	6,8%	3,0%
$X_3$	3,4%	9,6%	3,0%
$X_4$	16,1%	32,5%	7,8%
$X_5$	14,2%	22,7%	3,1%
$X_6$	3,2%	5,9%	3,0%
$X_7$	3,5%	11,1%	3,0%
$X_8$	3,5%	10,5%	3,0%
$X_9$	4,5%	11,0%	3,0%

Πίνακας Β.6. Βάρη των Κριτηρίων του Μοντέλου ( $\epsilon=0,5\%$ )

<i>Κριτήρια Μοντέλου</i>	<i>Μέσο Βάρος</i>	<i>Μέγιστο Βάρος</i>	<i>Ελάχιστο Βάρος</i>
$X_1$	43,2%	46,6%	41,8%
$X_2$	3,0%	3,4%	3,0%
$X_3$	3,0%	3,7%	3,0%
$X_4$	22,3%	24,7%	20,8%
$X_5$	14,2%	15,8%	11,8%
$X_6$	3,0%	3,3%	3,0%
$X_7$	3,1%	3,8%	3,0%
$X_8$	3,0%	3,7%	3,0%
$X_9$	5,1%	6,0%	3,2%

Πίνακας Β.7. Προβλέψεις της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (σε MWh) (Περίοδος 2019-2030)

Έτος	Αξιακό Μοντέλο (ε=5%) (Μέση Ανάπτυξη)	Αξιακό Μοντέλο (ε=5%) (Υψηλή Ανάπτυξη)	Αξιακό Μοντέλο (ε=5%) (Χαμηλή Ανάπτυξη)	ΑΔΜΗΕ (Χαμηλή Ανάπτυξη)	ΑΔΜΗΕ (Μέση Ανάπτυξη)	ΑΔΜΗΕ (Υψηλή Ανάπτυξη)
2019	51.929.316	51.961.023	51.890.206	51.900.000	52.330.000	52.500.000
2020	53.102.244	53.163.209	52.991.265	53.130.000	54.000.000	54.270.000
2021	54.221.357	54.319.761	54.081.280	54.275.000	55.520.000	55.900.000
2022	55.031.214	55.182.618	54.868.638	55.050.000	56.590.000	57.300.000
2023	56.363.530	56.568.967	56.178.094	56.470.000	58.360.000	59.450.000
2024	56.613.873	56.874.909	56.404.963	56.780.000	58.970.000	60.400.000
2025	57.157.006	57.474.163	56.924.443	57.430.000	59.930.000	61.700.000
2026	57.396.694	57.762.379	57.144.029	57.750.000	60.560.000	62.670.000
2027	57.634.979	58.049.618	57.362.066	58.020.000	61.100.000	63.640.000
2028	59.305.399	59.769.417	59.012.087	59.700.000	63.060.000	66.040.000
2029	59.548.445	60.063.447	59.234.104	60.000.000	63.620.000	67.060.000
2030	59.791.359	60.357.787	59.455.834			



## Παράρτημα Γ

### Μοντέλο Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης

Το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης χρησιμοποιήθηκε, μαζί με τα προτεινόμενα μοντέλα ποιοτικής ανάλυσης παλινδρόμησης, προκειμένου να συγκριθούν οι εξαγόμενες προβλέψεις όσον αφορά στην ακρίβειά τους. Συγκεκριμένα, το αντίστοιχο μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης παρουσιάζεται παρακάτω:

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i X_i \quad (1)$$

Όπου  $Y$  είναι η εκτιμώμενη εξαρτημένη μεταβλητή (ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας) και  $b_0, b_1, \dots, b_n$  είναι ο σταθερός όρος και οι συντελεστές παλινδρόμησης των ανεξάρτητων μεταβλητών (κριτηρίων) του μοντέλου, αντίστοιχα.

### Αποτελέσματα

Αυτή η ενότητα παρουσιάζει τα αποτελέσματα της στατιστικής ανάλυσης που υλοποιήθηκε μέσω της χρήσης του προγράμματος SPSS για την περίπτωση του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης.

Ο Πίνακας Γ.1 ενσωματώνει τους συντελεστές συσχέτισης Pearson των μεταβλητών του μοντέλου.

Πίνακας Γ.1. Συντελεστές Συσχέτισης Pearson των Μεταβλητών του Μοντέλου

	<i>Electricity_</i> <i>Demand</i>	<i>GDP</i>	<i>Unem</i> <i>ploym</i> <i>ent</i>	<i>Popul</i> <i>ation</i>	<i>HDD</i>	<i>CDD</i>	<i>Electr</i> <i>icity_</i> <i>Price</i>	<i>Natur</i> <i>al_Ga</i> <i>s_Pric</i> <i>e</i>	<i>Oil_P</i> <i>rice</i>	<i>ODEX</i>	<i>Electricit</i> <i>y_Dema</i> <i>nd</i>
<i>Pearso</i> <i>n</i>	<i>Electricity_</i> <i>Demand</i>	1.000	0.954	-0.011	0.861	-0.086	0.362	0.324	0.489	0.554	-0.648
<i>Correl</i> <i>ation</i>	<i>GDP</i>	0.954	1.000	-0.115	0.903	-0.200	0.298	0.248	0.428	0.474	-0.588
	<i>Unemployment</i>	-0.011	-0.115	1.000	0.058	-0.318	0.187	0.898	0.826	0.767	-0.712
	<i>Population</i>	0.861	0.903	0.058	1.000	-0.115	0.408	0.293	0.512	0.564	-0.625
	<i>HDD</i>	-0.086	-0.200	-0.318	-0.115	1.000	-0.053	-0.478	-0.459	-0.406	0.361
	<i>CDD</i>	0.362	0.298	0.187	0.408	-0.053	1.000	0.238	0.436	0.380	-0.329
	<i>Electricity_Price</i>	0.324	0.248	0.898	0.293	-0.478	0.238	1.000	0.946	0.872	-0.913
	<i>Natural_Gas_Pric</i> <i>e</i>	0.489	0.428	0.826	0.512	-0.459	0.436	0.946	1.000	0.952	-0.944
	<i>Oil_Price</i>	0.554	0.474	0.767	0.564	-0.406	0.380	0.872	0.952	1.000	-0.894
	<i>ODEX</i>	-0.648	-0.588	-0.712	-0.625	0.361	-0.329	-0.913	-0.944	-0.894	1.000
	<i>Electricity_</i> <i>Demand</i>	.	0.000	0.484	0.000	0.371	0.077	0.102	0.023	0.011	0.002



<i>Sig. (1-tailed)</i>	<i>GDP</i>										
		.000	.	0.330	0.000	0.221	0.123	0.169	0.043	0.027	0.007
	<i>Unemployment</i>	0.484	0.330	.	0.412	0.107	0.236	0.000	0.000	0.000	0.001
	<i>Population</i>	0.000	0.000	0.412	.	0.329	0.052	0.127	0.018	0.009	0.004
	<i>HDD</i>	0.371	0.221	0.107	0.329	.	0.421	0.026	0.032	0.053	0.077
	<i>CDD</i>	0.077	0.123	0.236	0.052	0.421	.	0.178	0.040	0.066	0.099
	<i>Electricity_Price</i>	0.102	0.169	0.000	0.127	0.026	0.178	.	0.000	0.000	0.000
	<i>Natural_Gas_Price</i>	0.023	0.043	0.000	0.018	0.032	0.040	0.000	.	0.000	0.000
	<i>Oil_Price</i>	0.011	0.027	0.000	0.009	0.053	0.066	0.000	0.000	.	0.000
	<i>ODEX</i>	0.002	0.007	0.001	0.004	0.077	0.099	0.000	0.000	0.000	.

Ο συντελεστής προσδιορισμού και ο προσαρμοσμένος συντελεστής προσδιορισμού του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης παρουσιάζονται στον Πίνακα Γ.2.

**Πίνακας Γ.2.** Συντελεστής Προσδιορισμού Μοντέλου Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης

<i>Model</i>	<i>R</i>	<i>R Square</i>	<i>Adjusted R Square</i>	<i>Std. Error of the Estimate</i>	<i>Change Statistics</i>				
					<i>R Square Change</i>	<i>F Change</i>	<i>df1</i>	<i>df2</i>	<i>Sig. F Change</i>
1	0.986 <sup>a</sup>	0.971	0.935	1053103.414	0.971	26.410	9	7	0.000

\*Predictors: (Constant), ODEX, CDD, HDD, GDP, Oil Price, Population, Natural Gas Price, Unemployment, Electricity Price.

Ο Πίνακας Γ.3 παρουσιάζει τα αποτελέσματα του ελέγχου F του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης.

**Πίνακας Γ.3.** F-test Μοντέλου Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης

<i>Model</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>df</i>	<i>Mean Square</i>	<i>F</i>	<i>Sig.</i>
<i>Regression</i>	2.636E+14	9	2.929E+13	26.410	0,000 <sup>b</sup>
<i>Residual</i>	7.763E+12	7	1.109E+12		
<i>Total</i>	2.714E+14	16			

\*Dependent variable: Electricity Demand

\*Predictors: (Constant), ODEX, CDD, HDD, GDP, Oil Price, Population, Natural Gas Price, Unemployment, Electricity Price.

Τα αποτελέσματα του ελέγχου F (Πίνακας Γ.3) δείχνουν ότι το μοντέλο πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης είναι στατιστικά σημαντικό.

Πίνακας Γ.4. t-test Μοντέλου Πολλαπλής Γραμμικής Παλινδρόμησης

Model	Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficient	t	Sig.
	B	Std. Error	Beta		
(Constant)	231177941.715	156075112.424		1.481	0.182
GDP	150.378	84.827	1.162	1.773	0.120
Unemployment	162584.034	402641.039	0.276	.0404	0.698
Population	-15.308	10.703	-0.435	-1.430	0.196
HDD	3204.051	4167.959	0.097	0.769	0.467
CDD	13340.262	8429.488	0.174	1.583	0.158
Electricity_Price	-41703.361	94244.875	-0.348	-0.443	0.671
Natural_Gas_Price	-8361.071	6303.331	-0.768	-1.326	0.226
Oil_Price	7323.434	4827.895	0.484	1.517	0.173
ODEX	-512478.873	697804.611	-0.628	-0.734	0.487

\*Dependent variable: Electricity demand

Από τον Πίνακα Γ.4, η στήλη "B" ενσωματώνει τους εκτιμώμενους συντελεστές του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης. Στη στήλη "t" παρουσιάζονται οι τιμές των μεμονωμένων t-ελέγχων, στις οποίες ελέγχεται η ακόλουθη υπόθεση:

$$H_0: \beta_i = 0 \text{ vs } H_1: \beta_i \neq 0 \quad (2)$$

Στη στήλη "Sig", συμπεριλαμβάνονται οι τιμές p των σχετικών ελέγχων. Οι αντίστοιχες τιμές είναι υψηλές και έτσι η υπόθεση  $H_0$  δεν απορρίπτεται. Στο πλαίσιο αυτό, κάθε ανεξάρτητη μεταβλητή θεωρείται μη στατιστικά σημαντική για την εκτίμηση της εξαρτημένης μεταβλητής.

Τα αμφιλεγόμενα αποτελέσματα που εξάγονται από την εφαρμογή των F-test και t-test αποτελούν ένδειξη ύπαρξης πολυσυγγραμμικότητας μεταξύ των μεταβλητών του μοντέλου. Η πολυσυγγραμμικότητα μπορεί να αυξήσει τις διακυμάνσεις των εκτιμώμενων παραμέτρων του μοντέλου, να επηρεάσει τη σταθερότητα του μοντέλου πολλαπλής γραμμικής παλινδρόμησης και, συνεπώς, να οδηγήσει σε εσφαλμένα αποτελέσματα.

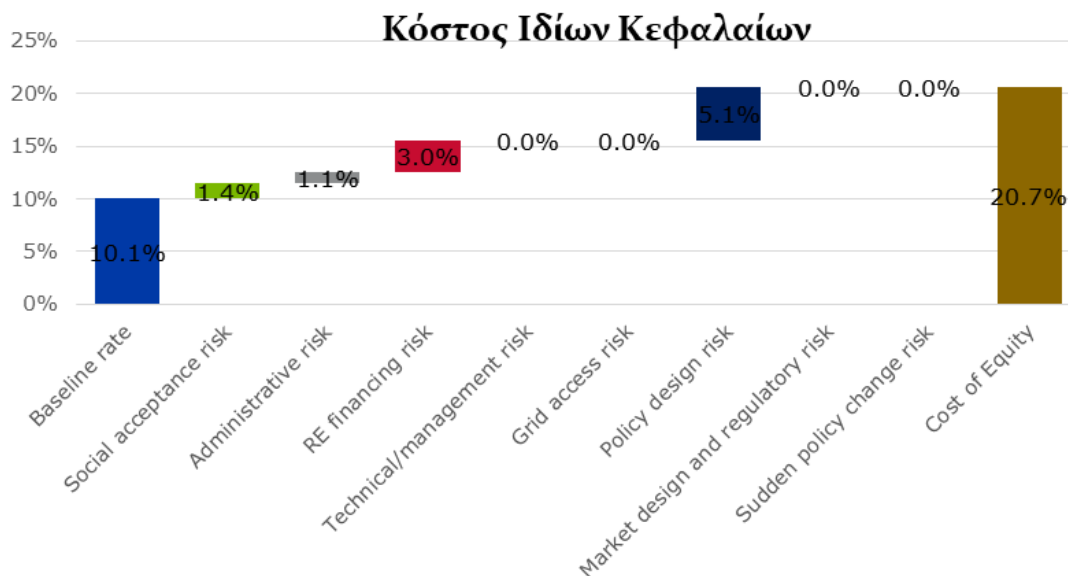
## Παράρτημα Δ

### Πρότυπο Ερωτηματολογίου για Συνεντεύξεις

#### Μέρος 1: Επενδυτικοί Κίνδυνοι Έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Το κόστος ιδίων κεφαλαίων θεωρείται ως το άθροισμα ενός βασικού επιτοκίου και των ασφαλιστρών κινδύνου ενός έργου ΑΠΕ. Ειδικότερα, εντοπίστηκαν εννέα κατηγορίες κινδύνου που θα μπορούσαν να επηρεάσουν το κόστος ιδίων κεφαλαίων.

Το σχήμα που ακολουθεί δείχνει μια πιθανή αποσύνθεση για ένα χερσαίο αιολικό έργο στην Ελλάδα. Στο αριστερό μέρος απεικονίζεται το βασικό επιτόκιο (επιτόκιο μηδενικού κινδύνου) και στο δεξί μέρος το κόστος ιδίων κεφαλαίων. Οι διαφορές μεταξύ των επιτοκίων (ασφαλιστρών κινδύνου) οφείλονται σε εννέα κατηγορίες κινδύνου.



Κατά την γνώμη σας:

Α. Υπάρχουν κίνδυνοι που λείπουν;

Β Ποια κατηγορία κινδύνου έχει την μεγαλύτερη και την μικρότερη επίδραση στο κόστος ιδίων κεφαλαίων;

Γ. Θα μπορούσατε να δώσετε ποσοστά στους μεμονωμένους κινδύνους;

Δ. Εάν όχι, μπορείτε να παρέχετε μια ταξινόμηση των κινδύνων με βάση την σημαντικότητά τους;

#### Μέρος 2: Κίνδυνοι Πολιτικής

Α. Ποια μέτρα ή αλλαγές πολιτικής για τις ΑΠΕ της τελευταίας πενταετίας έχουν οδηγήσει σε μεταβολή των ποσοστών κινδύνου; Μπορείτε να υπολογίσετε τον αντίκτυπο σε μονάδες βάσης (basis points);

Β. Πόσο αποτελεσματικές είναι οι τρέχουσες πολιτικές στις ΑΠΕ όσον αφορά στη μείωση των επενδυτικών κινδύνων σε έργα ΑΠΕ; Θα μπορούσατε να αξιολογήσετε την αποτελεσματικότητα σε μια κλίμακα από το 1 σε 5 (1 = χωρίς καθόλου επιρροή, 5 = μείωση του συνολικού κινδύνου) ή να την ποσοτικοποιήσετε σε μονάδες βάσης;

### Μέρος 3: Αποτελέσματα Μοντέλου

Στο τελευταίο μέρος της συνέντευξης, θα θέλαμε να μοιραστούμε μαζί σας κάποιες από τις υποθέσεις και τα αποτελέσματα του υποδείγματος που εφαρμόστηκε, για να ελέγξουμε τα εξαγόμενα αποτελέσματα με τις εκτιμήσεις σας.

#### 1. Δείκτης Χρέους/ Ίδια Κεφάλαια

Α. Για να υπολογίσουμε το WACC (Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου), υποθέσαμε ότι το έργο χρηματοδοτείται με 70% δανειακά κεφάλαια και 30% ίδια κεφάλαια. Κρίνετε ότι η συγκεκριμένη αναλογία είναι λογική; Έχετε παρατηρήσει κάτι διαφορετικό;

Β. Ποιοι παράγοντες ασκούν την μεγαλύτερη επιρροή στον δείκτη δανειακών / ίδια κεφάλαια ενός έργου ΑΠΕ;

#### 2. WACC

Δείκτης	Περιγραφή
WACC	Χερσαία Αιολικά: 13,5%

Α. Συμφωνείτε με την εκτίμηση του WACC; Θα έπρεπε να είναι χαμηλότερο / υψηλότερο;

Β. Το WACC αλλάζει στα δικά σας έργα (ανάλογα με τη χώρα, την τεχνολογία, το μέγεθος του έργου κλπ.);

Γ. Περιμένετε υψηλότερο ή χαμηλότερο WACC για Φ/Β μεγάλης κλίμακας (> 1 MW); Πώς θα άλλαζε σε αυτήν την περίπτωση το WACC;

#### 3. Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων

Για την εκτίμηση του κόστους ιδίων κεφαλαίων, χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες υποθέσεις και δεδομένα:

$$\text{Cost of Equity} = \text{Risk-free rate} + \text{beta} * (\text{Market risk premium})$$

Όπου χρησιμοποιήθηκαν τα ακόλουθα δεδομένα:

Δείκτης	Περιγραφή
Απόδοση Μηδενικού Κινδύνου (Risk-free Rate)	Απόδοση 10-ετούς Ελληνικού Κρατικού Ομολόγου

Ασφάλιστρο Κινδύνου Αγοράς ( <i>Market Risk Premium</i> )	7,3%
Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων ( <i>Cost of Equity</i> )	Αιολικά: 20,7%

A. Συμφωνείτε με την εκτίμηση του κόστους ιδίων κεφαλαίων για ένα χερσαίο αιολικό πάρκο στην Ελλάδα; Θεωρείτε ότι το κόστος ιδίων κεφαλαίων για την Ελλάδα είναι υψηλότερο ή χαμηλότερο; Μπορείτε να υποδείξετε πόσο υψηλότερο ή χαμηλότερο είναι;

B. Αναμένετε υψηλότερο ή χαμηλότερο κόστος ιδίων κεφαλαίων για Φ/Β μεγάλης κλίμακας (> 1 MW); Πώς θα άλλαζε το κόστος ιδίων κεφαλαίων;

#### 4. Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων

Για την εκτίμηση του κόστους δανειακών κεφαλαίων χρησιμοποιήθηκαν οι παρακάτω υποθέσεις και δεδομένα:

$$\text{Cost of Debt} = \text{Risk-free rate} + \text{Country risk spread} + \text{Renewable energy project spread}$$

Όπου:

Δείκτης	Περιγραφή
Απόδοση Μηδενικού Κινδύνου ( <i>Risk-free rate</i> )	2,7% zero swap curve (10 years maturity)
Διαφορά Απόδοσης Κινδύνου Χώρας ( <i>Country Risk Spread</i> )	8,5%
Διαφορά Απόδοσης Έργου ΑΠΕ ( <i>Renewable Energy Project Spread</i> )	Χερσαία Αιολικά: 3% Φ/Β: 3,5%
Διάρκεια Δανειοδότησης ( <i>Debt Term</i> )	10 έτη
Κόστος Δανειακών Κεφαλαίων ( <i>Cost of Debt</i> )	Χερσαία Αιολικά: 9,5-14,2% Φ/Β: 10,0-14,7%

A. Συμφωνείτε με την εκτίμηση του κόστους δανειακών κεφαλαίων; Είναι, μήπως, χαμηλότερο / υψηλότερο;

B. Πόσες μονάδες βάσης προσθέτετε για την περίπτωση έργων Φ/Β τεχνολογίας;



## Λίστα Δημοσιεύσεων

### Δημοσιευμένες Εργασίες σε Επιστημονικά Περιοδικά

- **Angelopoulos, D.**, Siskos, Y., & Psarras, J. (2019). Disaggregating time series on multiple criteria for robust forecasting: The case of long-term electricity demand in Greece. *European Journal of Operational Research*, 275(1), 252-265. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.11.003>.
- **Angelopoulos, D.**, Doukas, H., Psarras, J., & Stamtsis, G. (2017). Risk-based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece. *Energy Policy*, 105, 512-523. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.048>.
- **Angelopoulos, D.**, Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., ... & Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, 27(1), 82-104. <https://doi.org/10.1177/0958305X16638573>.
- Doukas, H., Xidonas, P., **Angelopoulos, D.**, Askounis, D., & Psarras, J. (2016). Distribution transformers failures: How does it cost? Evidence from Greece. *Energy Systems*, 7(4), 601-613. <https://doi.org/10.1007/s12667-015-0186-0>.
- Askounis, D., Doukas, H., **Angelopoulos, D.**, & Marinakis, V. (2013). Assessing the socioeconomic effects caused by overvoltages to residential blocks: the case of Greece. *Int. J. Green Economics*, 7 (4), 320-332. <https://doi.org/10.1504/IJGE.2013.058554>.

### Ανακοινώσεις σε Επιστημονικά Συνέδρια

- **Angelopoulos, D.**, Siskos, Y., & Psarras, J. (2017). Long-term Electricity Demand Forecasting via Ordinal Regression Analysis: The Case of Greece. *IEEE PowerTech Conference 2017, June 18-22, Manchester, United Kingdom*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981153>.
- **Angelopoulos, D.**, Siskos, Y., & Psarras, J. (2017). Disaggregating time series on multiple criteria for robust forecasting: The case of long-term electricity demand in Greece. *85<sup>th</sup> Meeting of the EURO working group on MCDA, April 20-22, Padova, Italy*.
- Doukas, H., **Angelopoulos, D.**, Breitschopf, B., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Tesnière, L., Psarras, J., & Ragwitz, M. (2016). Energy policies to support Renewable Energy Development. *Proceedings of the Workshop on Technical and Economic Aspects of Renewable Energies – Know-how Transfer as Development Opportunity for Southern Europe, July 4-7*,

- Berlin, Germany. Mensch und Buch Verlag 2016. <http://d-nb.info/114283983>. ISBN: 978-3-86387-721-7.
- **Angelopoulos, D.**, Doukas, H., & Psarras, J. (2015). Identification and assessment of risks for wind and solar energy investments in Greece. *4<sup>th</sup> International Symposium & 26<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, June 4-6, Chania, Greece*. ISBN: 978-618-80361-4-7.
  - **Αγγελόπουλος, Δ.**, Δούκας, Χ., Παπαποστόλου, Α., & Ψαρράς, Ι. (2015). Κίνδυνοι και Κόστος Κεφαλαίου σε Επενδύσεις ΑΠΕ. *4<sup>ο</sup> Φοιτητικό Συνέδριο της Ελληνικής Εταιρίας Επιχειρησιακών Ερευνών «Επιχειρησιακή Έρευνα: Ευκαιρίες και Προκλήσεις μέσα στην Κρίση», 17-18 Δεκεμβρίου, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο*.
  - **Angelopoulos, D.**, Doukas, H., & Psarras, J. (2015). The role of investment risks in renewable energy projects: The case of Greece. *14<sup>th</sup> Special Conference of the Hellenic Operational Research Society & 11<sup>th</sup> Meeting of Multicriteria Decision Analysis, March 12-14, Agrinion, Greece*.
  - **Angelopoulos, D.**, Milios, K., Doukas, H., & Psarras, J. (2014). Application of modern portfolio theory for the evaluation of onshore wind power investments in EU countries. *20<sup>th</sup> Conference of the International Federation of Operational Research Societies (IFORS), July 13-18, Barcelona, Spain*.
  - **Angelopoulos, D.**, Doukas, H., Mouriadou, G., & Psarras J. (2014). Can Renewables Foster Sustainable Energy Transition? A Comparative Cost Analysis. *3<sup>rd</sup> International Symposium & 25<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, June 26-28, Volos, Greece*.
  - **Angelopoulos, D.**, Milios, K., & Psarras, J. (2014). Evaluation of Cross-Country wind energy investments: A portfolio-based approach. *53<sup>rd</sup> Meeting of the EURO Working Group for Commodities and Financial Modelling and 2<sup>nd</sup> International Conference of the Research Center for Energy Management, May 22-24, Chania, Greece*.
  - **Angelopoulos D.** (2013). Assessment and convergence of RES policy in EU member states. *2<sup>nd</sup> International Symposium & 24<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, September 26-28, Athens, Greece*.
  - Androulaki, S., Psarras, J, & **Angelopoulos, D.** (2013). Evaluating long term potential natural gas supply alternatives for Greece with multicriteria decision analysis. *2<sup>nd</sup> International Symposium & 24<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, September 26-28, Athens, Greece*. ISBN: 978-618-80361-1-6.
  - Sietis, A., **Angelopoulos, D.**, Doukas, H., & Psarras, J. (2013). The effect of Wind Power penetration on the wholesale prices in Electricity Markets. *2<sup>nd</sup>*



*International Symposium & 24<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, September 26-28, Athens, Greece. ISBN: 978-618-80361-1-6.*

- Papapostolou, A., **Angelopoulos, D.**, & Psarras, J. (2013). Development of a Sustainable Energy Action Plan for the municipality of Chalkis to support energy policy decision making in Greece. *2<sup>nd</sup> International Symposium & 24<sup>th</sup> National Conference on Operational Research, September 26-28, Athens, Greece. ISBN: 978-618-80361-1-6.*

*Ανακοινώσεις σε Συνέδρια και Ημερίδες*

- **Angelopoulos, D.** (2016). Assessment of Risks and Cost of Capital for Onshore Wind Energy Investments in EU Member States. *DIA-CORE Regional Workshop in Vilnius ‘Best practice policies to finance renewable energy’, January 29, Vilnius, Lithuania.*
- Ασκούνης, Δ., Ψαρράς, Ι., Δούκας, Χ. & **Αγγελόπουλος, Δ.** (2013). Πολιτικές βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης – Μία κριτική επισκόπηση στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. *Συνέδριο Συλλόγου Διπλωματούχων Μηχανικών ΔΕΗ με θέμα: ‘Η Παρουσία και ο Ρόλος του Ομίλου ΔΕΗ στη Σημερινή Οικονομική και Κοινωνική Πραγματικότητα’, 8 Νοεμβρίου 2013, ΤΕΕ, Αθήνα.*

*Άρθρα σε Περιοδικό Τεχνικό Τύπο*

- Δούκας, Χ., & **Αγγελόπουλος, Δ.** (2016). Κόστος Κεφαλαίου για Επενδύσεις Ανανεώσιμων στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Περιοδικό ‘Ανεμολόγιο’ της Ελληνικής Εταιρείας Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ) (Απρίλιος – Ιούνιος 2016, Τεύχος 87).*



## Διακρίσεις / Βραβεία

- Υποτροφία από τον Ειδικό Λογαριασμό Κονδυλίων Έρευνας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΛΚΕ-ΕΜΠ), ως 1<sup>ος</sup> Ερευνητής στον Τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων, για την εκπόνηση της Διδακτορικής Διατριβής (2013-2016).
- Υποτροφία από την Φοιτητική Λέσχη του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) για τη συμμετοχή στο Συνέδριο “IEEE PowerTech Conference 2017, June 18-22, Manchester, United Kingdom” και την παρουσίαση της επιστημονικής εργασίας με τίτλο “Forecasting via Ordinal Regression Analysis: The Case of Greece”.
- Θωμάϊδειο Βραβείο (έτους 2017) από το Τμήμα Φοιτητικής Μέριμνας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) για τη δημοσίευση: Angelopoulos, D., Doukas, H., Psarras, J., & Stamtzis, G. (2017). ‘Risk-based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece. *Energy Policy*, 105, 512-523.
- Θωμάϊδειο Βραβείο (έτους 2016) από το Τμήμα Φοιτητικής Μέριμνας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) για τη δημοσίευση: Angelopoulos, D., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., ... & Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, 27(1), 82-104.

