



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Αξιολόγηση επενδύσεων με τη χρήση επενδυτικών
δικαιωμάτων προαίρεσης
(Real Option Analysis – ROA)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ειρήνη – Ιωάννα Ν. Μπαρμπάτη

Επιβλέπων: Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Αξιολόγηση επενδύσεων με τη χρήση επενδυτικών
δικαιωμάτων προαίρεσης
(Real Option Analysis – ROA)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ειρήνη – Ιωάννα Ν. Μπαρμπάτη

Επιβλέπων: Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 24^η Μαρτίου 2015.

.....
Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2015

.....

Ειρήνη – Ιωάννα Ν. Μπαρμπάτη

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Ειρήνη – Ιωάννα Ν. Μπαρμπάτη, 2015

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.

Περίληψη

Οι επενδύσεις στον τομέα της ενέργειας έχουν τρία σημαντικά χαρακτηριστικά: την μη αντιστρεψιμότητα μιας επένδυσης, την αβεβαιότητα όσον αφορά τις τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, τις τιμές αγοράς των καυσίμων καθώς και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, με άλλα λόγια την αβεβαιότητα αναφορικά με τα αναμενόμενα κέρδη από μια επένδυση, καθώς και την ευελιξία που διαθέτουν οι επενδυτές ώστε να μην επιλέξουν την πραγματοποίηση μιας επένδυσης έως ότου τα αναμενόμενα κέρδη ξεπερνούν κατά πολύ τον κίνδυνο που υπάρχει. Διαφορετικά θα αναμένουν για περισσότερες πληροφορίες και πιο ξεκάθαρη εικόνα του μέλλοντος. Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται μελέτη και αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων μέσω επενδυτικών πραγματικών δικαιωμάτων προαίρεσης. Αναλύεται πλήρως η καινοτόμος μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων που δίνει την δυνατότητα εύρεσης του βέλτιστου χρόνου πραγματοποίησης μιας επένδυσης μέσω δυναμικής ανάλυσης και παρουσιάζεται η εφαρμογή της κατά τη μοντελοποίηση της ανάπτυξης και λειτουργίας ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η προσομοίωση της τιμής καυσίμου (κόστος λιγνίτη και κόστος φυσικού αερίου) και του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα γίνεται με στοχαστικές ανελίξεις και συγκεκριμένα με χρήση δύο ανελίξεων, της exponential mean reverting process και της geometric brownian motion σε πέντε διαφορετικά σενάρια με διαφορετικές παραμέτρους. Αρχικά, αξιολογείται με τη μέθοδο των δικαιωμάτων προαίρεσης η αντικατάσταση των ήδη υπάρχοντων λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο. Στη συνέχεια, γίνεται μελέτη και σύγκριση κατασκευής των μονάδων αυτών (λιγνιτικές και φυσικού αερίου), με την ίδια μέθοδο, στην περίπτωση που δεν υπάρχει καμία μονάδα ήδη εγκατεστημένη στο έτος εκκίνησης της μελέτης αλλά είναι απαραίτητο μέχρι το τέλος της μελέτης να έχει κατασκευαστεί κάποια ώστε να μπορεί να συνεισφέρει στην παραγωγή. Και για τις δύο ανωτέρω αξιολογήσεις γίνεται επιπλέον μελέτη για την περίπτωση που οι τιμές του διοξειδίου του άνθρακα αυξάνονται με ιδιαίτερα μεγάλο ρυθμό, ώστε να φανεί η ευαισθησία της αξιολόγησης στην τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τέλος, τα αποτελέσματα από τις μελέτες αυτές εισάγονται ως περιορισμοί στο μοντέλο ανάπτυξης και λειτουργίας του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και πραγματοποιείται η βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία του. Κατά την μοντελοποίηση του συστήματος αυτού μελετώνται επιπλέον πέντε εναλλακτικά σενάρια για να προσδιοριστεί η συνεισφορά διαφόρων παραμέτρων στην απόφαση για επένδυση.

Λέξεις κλειδιά

αξιολόγηση επενδύσεων, δυναμική αξιολόγηση επενδύσεων, επενδυτικά δικαιώματα προαίρεσης, προαιρετικά δικαιώματα, exponential mean reverting process, geometric brownian motion, παραγωγή συστήματος ενέργειας, βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία ηλεκτρικού συστήματος

Abstract

Power investments are characterized by the irreversibility of investment, the uncertainty that clouds the electricity prices, fuel prices and carbon prices which result in uncertain cash flows, and also the option of power investors to delay investment until some of the uncertainty resolves. The objective of this thesis is to present a model to quantify these uncertainties on power investment that implements Real Options Approach (ROA) within a dynamic stochastic analysis approach for technology investment choice. ROA offers an approach to strategic investment that takes into account investment risks and the value of the open options for budget decision-makers. The benefits of this approach are presented through a case study of modelling the optimal energy mix in a power generation system. Fuel prices (lignite and gas prices) and carbon prices are simulated by stochastic analysis, and specifically by the exponential mean reverting process and the geometric brownian motion, in five different scenarios. To start with, we applied the model in a case study to examine the cost-benefits of switching an existing lignite power plant to a combined cycle gas turbine under uncertainties. Furthermore, we applied the model in a case study to evaluate the investment in these plants if none of them already exists but it is crucial to build one until the end of the examination time. For both of the above case studies, we did further evaluation in the case the carbon prices increase faster so that we find out the sensitivity factors of carbon prices to the investment decision. Lastly, the results of these studies are implemented in a model of optimising the energy mix in the Greek power generation system. Through this modelling process, six different scenarios are studied to address the contribution of different parameters in decision making policy.

Keywords

project evaluation, dynamic project evaluation, investment options, real options, real option modelling, real options approach, stochastic analysis, stochastic simulation, exponential mean reverting process, geometric brownian motion, energy system, optimal energy mix in power generation

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Παντελή Κάπρο, που μου έδωσε την δυνατότητα να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα και μου έδωσε το έναυσμα να διερευνήσω τους ορίζοντες μου σε αυτό το επιστημονικό επίπεδο. Θα ήθελα να ευχαριστήσω ακόμη τον κ. Κωνσταντίνο Ντελκή, επιστημονικό συνεργάτη, για την βοήθεια και την καθοδήγηση που μου παρείχε. Πολλά ευχαριστώ θα ήθελα να δώσω και στα υπόλοιπα μέλη του εργαστηρίου Υποδειγμάτων Ενέργειας – Οικονομίας – Περιβάλλοντος του ΕΜΠ.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω επίσης τους γονείς μου, τον αδερφό μου και τους φίλους μου για τη στήριξη που μου έδειξαν όλο αυτό το διάστημα της εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας. Τέλος, ευχαριστώ θερμά τον Παναγιώτη Βουνάτσο για την επιμονή και υπομονή που έδειξε, την υποστήριξή του και τη βοήθειά του καθ' όλη την προσπάθεια μου να ολοκληρώσω τις σπουδές μου.

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή.....	- 12 -
1.1. Αγορές ενέργειας	- 12 -
1.2. Κλιματική αλλαγή.....	- 13 -
1.3. Αύξηση τιμών ενέργειας	- 14 -
1.4. Σκοπός και δομή κειμένου	- 15 -
2. Αξιολόγηση επενδύσεων.....	- 18 -
2.1. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value – NPV)	- 18 -
2.2. Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return –IRR)	- 21 -
2.3. Χρόνος ανάκτησης κεφαλαίου (Payback period).....	- 22 -
2.4. Λόγος οφέλους – κόστους και Συνολικός Βαθμός Απόδοσης (Benefit – Cost Ratio)-	22 -
3. Real Options Approach.....	- 24 -
3.1. Πλεονεκτήματα ROA έναντι των προεξοφλητικών μεθόδων	- 24 -
3.2. Financial Options – Real Options.....	- 26 -
3.3. Αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options Approach)	- 28 -
4. Προσομοιώσεις Monte Carlo	- 32 -
4.1. Exponential mean reverting process.....	- 32 -
4.2. Geometric Brownian Motion.....	- 36 -
5. Αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options Approach)	- 38 -
5.1. Αντικατάσταση λιγνιτικών μονάδων από μονάδες συνδυασμένου κύκλου	- 38 -
5.1.1. Μεθοδολογία – καταγραφή δεδομένων	- 38 -
5.1.2. Αποτελέσματα	- 41 -
5.1.3. Εναλλακτικό σενάριο.....	- 43 -
5.2. Σύγκριση δύο νέων επενδύσεων λιγνιτικών μονάδων και μονάδων συνδυασμένου κύκλου	- 47 -
5.2.1. Μεθοδολογία – καταγραφή δεδομένων	- 47 -

5.2.2.	Αποτελέσματα	- 49 -
5.2.3.	Εναλλακτικό σενάριο.....	- 51 -
6.	Βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία ηλεκτρικού συστήματος παραγωγής – Εφαρμογή για το ελληνικό σύστημα στην περίοδο 2015 – 2030	- 54 -
6.1.	Καταγραφή δεδομένων.....	- 54 -
6.1.1.	Μονάδες παραγωγής ενέργειας	- 54 -
6.1.2.	Ζήτηση φορτίου.....	- 57 -
6.1.3.	Περιορισμοί συστήματος όπως προκύπτουν από την αξιολόγηση μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης	- 61 -
6.2.	Μεθοδολογία	- 65 -
6.3.	Αποτελέσματα	- 68 -
6.4.	Σχολιασμός αποτελεσμάτων – οριακά κόστη	- 71 -
6.4.1.	Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2015.....	- 72 -
6.4.2.	Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2020.....	- 77 -
6.4.3.	Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2025.....	- 82 -
6.4.4.	Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2030.....	- 85 -
6.5.	Εναλλακτικά σενάρια	- 87 -
6.5.1.	Εναλλακτικό Σενάριο 1	- 88 -
6.5.2.	Εναλλακτικό Σενάριο 2	- 89 -
6.5.3.	Εναλλακτικό Σενάριο 3	- 89 -
6.5.4.	Εναλλακτικό Σενάριο 4	- 89 -
6.5.5.	Εναλλακτικό Σενάριο 5	- 90 -
7.	Συμπεράσματα	- 92 -
8.	Δυνατότητες επέκτασης.....	- 94 -
9.	Βιβλιογραφία.....	- 96 -

Ευρετήριο εικόνων

Εικόνα 1: Διακύμανση τιμών φυσικού αερίου (Πηγή: Eurostat).....	- 15 -
Εικόνα 2: Δειγματοληψία 100 σημείων τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την exponential mean-reverting process και έχει αρχική τιμή 15 που αυξάνεται κατά 30% σε κάθε νέο σημείο, χρόνο ημιζωής 1 έτος και τυπική απόκλιση $\sigma = 0.7$	- 34 -
Εικόνα 3: Δειγματοληψία 100 σημείων τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την geometric Brownian motion και έχει αρχική τιμή 15 που αυξάνεται κατά 30% σε κάθε νέο σημείο και τυπική απόκλιση $\sigma = 0.7$	- 37 -
Εικόνα 4: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR)	- 43 -
Εικόνα 5: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM).....	- 43 -
Εικόνα 6: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1, 2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR) – εναλλακτικό σενάριο ..	- 46 -
Εικόνα 7: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM) – εναλλακτικό σενάριο	- 46 -
Εικόνα 8: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR)	- 51 -
Εικόνα 9: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM).....	- 51 -
Εικόνα 10: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR) – εναλλακτικό σενάριο	- 53 -
Εικόνα 11: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM) – εναλλακτικό σενάριο.....	- 53 -
Εικόνα 12: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2015.....	- 58 -
Εικόνα 13: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2020	- 59 -
Εικόνα 14: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2025	- 60 -
Εικόνα 15: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2030	- 60 -

Ευρετήριο πινάκων

Πίνακας 1: Πιθανότητα πραγματοποίησης της επένδυσης στα διάφορα σενάρια.	- 42 -
Πίνακας 2: Πιθανότητα πραγματοποίησης της επένδυσης στα διάφορα σενάρια - εναλλακτικό σενάριο.....	- 45 -
Πίνακας 3: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων παραγωγής	- 47 -
Πίνακας 4: Αποτελέσματα σύγκρισης των δύο επενδύσεων συνοδευόμενα από το ποσοστό που προέκυψε πως είναι συμφέρουσα η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου	- 50 -
Πίνακας 5: Αποτελέσματα σύγκρισης των δύο επενδύσεων συνοδευόμενα από το ποσοστό που προέκυψε πως είναι συμφέρουσα η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου - εναλλακτικό σενάριο.....	- 52 -
Πίνακας 6: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	- 56 -
Πίνακας 7: Διαμόρφωση συνολικής ζητούμενης ενέργειας και αιχμής	- 57 -
Πίνακας 8: Ζήτηση έτους 2015.....	- 58 -
Πίνακας 9: Ζήτηση έτους 2020.....	- 59 -
Πίνακας 10: Ζήτηση έτους 2025.....	- 59 -
Πίνακας 11: Ζήτηση έτους 2030.....	- 60 -
Πίνακας 12: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου.....	- 61 -
Πίνακας 13: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου- εναλλακτικό σενάριο	- 62 -
Πίνακας 14: Αποτελέσματα από την αξιολόγηση νέων επενδύσεων σε θερμικές μονάδες ...	- 63 -
Πίνακας 15: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου- εναλλακτικό σενάριο	- 64 -
Πίνακας 16: Επενδύσεις μονάδων σε κάθε έτος. Οι επενδύσεις που εμφανίζονται το 2015 είναι οι αρχικές εγκατεστημένες ισχύεις των μονάδων. Οι επενδύσεις στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενικές.....	- 68 -
Πίνακας 17: Συνολικές εγκατεστημένες ισχύεις σε κάθε έτος.	- 68 -
Πίνακας 18: Παραγωγή μονάδων. Η παραγωγή στα κελιά που είναι κενά και στα κελιά που παραλήφθηκαν είναι μηδενική.....	- 69 -
Πίνακας 19: Συνολική παραγωγή μονάδων για κάθε επίπεδο ζήτησης για κάθε έτος t. Η παραγωγή στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενική.....	- 70 -
Πίνακας 20: Συνολική παραγόμενη ενέργεια από τους διάφορους τύπους μονάδων	- 70 -
Πίνακας 21: Εισαγωγές	- 70 -
Πίνακας 22: Παραγόμενη ισχύς το 2015.....	- 72 -
Πίνακας 23: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα.	- 74 -

<i>Πίνακας 24: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 75 -
<i>Πίνακας 25: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 76 -
<i>Πίνακας 26: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 76 -
<i>Πίνακας 27: Κατανομή ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης με αρχικά δεδομένα</i>	- 77 -
<i>Πίνακας 28: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα</i>	- 79 -
<i>Πίνακας 29: Μεταβολή κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 80 -
<i>Πίνακας 30: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 80 -
<i>Πίνακας 31: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 81 -
<i>Πίνακας 32: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα</i>	- 83 -
<i>Πίνακας 33: Κατανομή ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 83 -
<i>Πίνακας 34: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 84 -
<i>Πίνακας 35: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 84 -
<i>Πίνακας 36:Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα</i>	- 85 -
<i>Πίνακας 37: Κατανομή ισχύος το 2030</i>	- 86 -
<i>Πίνακας 38: Κατανομή ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 86 -
<i>Πίνακας 39: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 87 -
<i>Πίνακας 40: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW</i>	- 87 -
<i>Πίνακας 41: Διαμόρφωση τιμών λιγνίτη όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES</i>	- 88 -
<i>Πίνακας 42: Διαμόρφωση τιμών λιγνίτη και φυσικού αερίου όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES</i>	- 89 -
<i>Πίνακας 43: Διαμόρφωση τιμών CO2 όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES</i>	- 89 -
<i>Πίνακας 44: Διαμόρφωση τιμής CO2 - αύξηση 150%</i>	- 90 -
<i>Πίνακας 45: Επενδύσεις μονάδων σε κάθε έτος – εναλλακτικό σενάριο 5. Οι επενδύσεις που εμφανίζονται το 2015 είναι οι αρχικές εγκατεστημένες ισχύεις των μονάδων. Οι επενδύσεις στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενικές.</i>	- 90 -
<i>Πίνακας 46: Συνολικές εγκατεστημένες ισχύεις σε κάθε έτος</i>	- 90 -

1. Εισαγωγή

Στον σύγχρονο κόσμο αυξάνεται συνεχώς η αναγκαιότητα ενός αξιόπιστου και οικονομικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Όλες σχεδόν οι πτυχές της κοινωνίας εξαρτώνται άμεσα ή έμμεσα από την ηλεκτρική ενέργεια για τα πλεονεκτήματα που έχει στη χρήση της. Ο κλάδος της παραγωγής ενέργειας σε όλο τον κόσμο έχει να αντιμετωπίσει τρεις μεγάλες προκλήσεις: την αναμόρφωση – αναδιοργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας λόγω του ανταγωνισμού, την προσπάθεια για μετριασμό των εκπομπών αερίων που συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου (greenhouse gases – GHG) καθώς και την συνεχή αύξηση των τιμών ενέργειας, όπως αναλύεται στη συνέχεια. Οι τρεις αυτές προαναφερθείσες προκλήσεις αποτελούν σημαντικές παραμέτρους κατά την αξιολόγηση επενδύσεων διότι συντελούν σε αβεβαιότητες αναφορικά με παραμέτρους κόστους. Καθίσταται αναγκαίο να αναλυθούν εκτενέστερα ώστε να γίνει αντιληπτή η αναγκαιότητα αξιολόγησης επενδύσεων με τέτοιο τρόπο ώστε να συνυπολογίζονται οι κίνδυνοι αυτοί. Μια τέτοια μεθοδολογία αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

1.1. Αγορές ενέργειας

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει ως στόχο την πλήρη ενοποίηση των εθνικών αγορών ενέργειας και παράλληλα την ενίσχυση του ανταγωνισμού και της ασφάλειας εφοδιασμού. Η διαδικασία δημιουργίας ανταγωνιστικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην Ευρώπη ξεκίνησε το 1992, όταν η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε επισήμως το πρώτο πακέτο Οδηγιών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου προκειμένου να αναγκάσει τα κράτη μέλη να εγκαταλείψουν την μονοπωλιακή δομή και να ανοίξουν την αγορά στο ανταγωνισμό. Αναφορικά με τον ηλεκτρισμό, η πρώτη Οδηγία (96/92/ΕΚ) υιοθετήθηκε το 1996. Σχετικά με το φυσικό αέριο, η πρώτη Οδηγία (98/30/ΕΚ) που αφορά στη θέσπιση κοινών κανόνων της εσωτερικής αγοράς υιοθετήθηκε το 1998, με προθεσμία ενσωμάτωσης στο εθνικό δίκαιο των Κρατών Μελών τον Αύγουστο 2000. Πριν από αυτή την πρωτοβουλία, οι επιχειρήσεις παραγωγής ενέργειας αποτελούσαν κρατικά μονοπώλια με το δικαίωμα να προμηθεύουν κατ' αποκλειστικότητα τους τελικούς καταναλωτές με ενέργεια. Τα αποκλειστικά αυτά δικαιώματα λόγω του ότι έθεταν μεγάλα εμπόδια στη δημιουργία μιας κοινής αγοράς άρχισαν να αμφισβητούνται.

Από το 2004, σύμφωνα με την Οδηγία 2003/54/ΕΚ, αναγνωρίζεται το δικαίωμα επιλογής προμηθευτή για όλους τους καταναλωτές πλην των οικιακών. Για τους τελευταίους το δικαίωμα αυτό αναγνωρίστηκε το 2007 (με την ίδια προαναφερθείσα οδηγία), με εξαίρεση τους καταναλωτές που είναι εγκατεστημένοι σε απομονωμένα μικροδίκτυα (μη διασυνδεδεμένα νησιά). Έτσι το 2007 θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως ορόσημο για τις ενεργειακές αγορές σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, λόγω της πλήρους απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αποτέλεσμα η παραγωγή, και η προμήθεια ενέργειας σε πελάτες να

είναι ανοικτές και σε ιδιώτες επενδυτές. Οι καταναλωτές πλέον έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν μεταξύ διαφόρων φορέων παροχής υπηρεσιών και προϊόντων γεγονός που αποτελεί πλεονέκτημα των καταναλωτών, αλλά ταυτόχρονα και κίνδυνο για τους παραγωγούς και προμηθευτές. Για τον λόγο αυτό, σε μια ανταγωνιστική αγορά, οι κίνδυνοι που αντιμετωπίζουν οι φορείς λήψης αποφάσεων (ιδιώτες επενδυτές) είναι πιο έντονοι από εκείνους που αντιμετωπίζουν οι αρμόδιοι κρατικοί φορείς όταν η αγορά της ενέργειας βρίσκεται σε κατάσταση μονοπωλίου, γεγονός που τους κάνει περισσότερο σκεπτικούς πριν αποφασίσουν την πραγματοποίηση κάποιας επένδυσης.

1.2. Κλιματική αλλαγή

Ο όρος κλιματική αλλαγή ή «φαινόμενο του θερμοκηπίου» αναφέρεται στην αύξηση της θερμοκρασίας της γης, η οποία προκαλείται από την αύξηση στην ατμόσφαιρα των συγκεντρώσεων αερίων που έχουν την ιδιότητα να παγιδεύουν θερμότητα. Τέτοιου είδους αέρια είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), το μεθάνιο (CH₄), το εξαφθοριούχο θείο (SF₆) κ.α. Από αυτά, το διοξείδιο του άνθρακα συμβάλλει κατά το μέγιστο στην κλιματική αλλαγή, καθώς αντιστοιχεί περίπου στο 80% των εκπομπών όλων των αερίων του θερμοκηπίου.

Κατά τη διάρκεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εκλύονται μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα μέσω της καύσης ορυκτών καυσίμων (όπως λιγνίτη, πετρελαίου, φυσικού αερίου), με τον λιγνίτη να εκλύει το περισσότερο. Έτσι, προκειμένου να μετριαστεί το φαινόμενο του θερμοκηπίου που συντελεί σε κλιματική αλλαγή γίνονται προσπάθειες περιορισμού των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, μία από τις πιο σημαντικές προκλήσεις που έχουν να αντιμετωπίσουν οι παραγωγείς ενέργειας. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτό, οι πολιτικές ελάττωσης των αερίων του θερμοκηπίου έχουν αποδώσει αρνητική αξία, κόστος, στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Ειδικότερα για την Ευρώπη, οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας υπόκεινται πλέον σε ένα σύστημα εμπορίας των δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου (Emission Trading Scheme – ETS).

Τα δικαιώματα αυτά μπορούν να μεταβιβάζονται και οι επιχειρήσεις μπορούν να τα χρησιμοποιήσουν για εκπλήρωση μέρους των υποχρεώσεών τους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Οι επιχειρήσεις από την πλευρά τους έχουν την δυνατότητα πώλησης ή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ελεύθερα στην αγορά μέσω των χρηματιστηρίων ρύπων, μέσω τραπεζικών και χρηματιστηριακών οίκων είτε μέσω απευθείας συναλλαγών με άλλες επιχειρήσεις. Η τιμή του δικαιώματος διαμορφώνεται σε συνάρτηση με την προσφορά και ζήτηση δικαιωμάτων και εξαρτάται κάθε φορά από το μέγεθος των υποχρεώσεων. Αυτό σημαίνει πως οι παραγωγοί ενέργειας αντιμετωπίζουν μεγάλη αβεβαιότητα όσον αφορά τις τιμές του διοξειδίου του άνθρακα, γεγονός που καθιστά δύσκολη τη χάραξη σαφούς πολιτικής

ως προς την επιλογή επενδύσεων και κατ' επέκταση τους αποτρέπει από την λήψη επενδυτικών αποφάσεων σχετικά νωρίς και ειδικά για εγκαταστάσεις με στερεά καύσιμα με υψηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

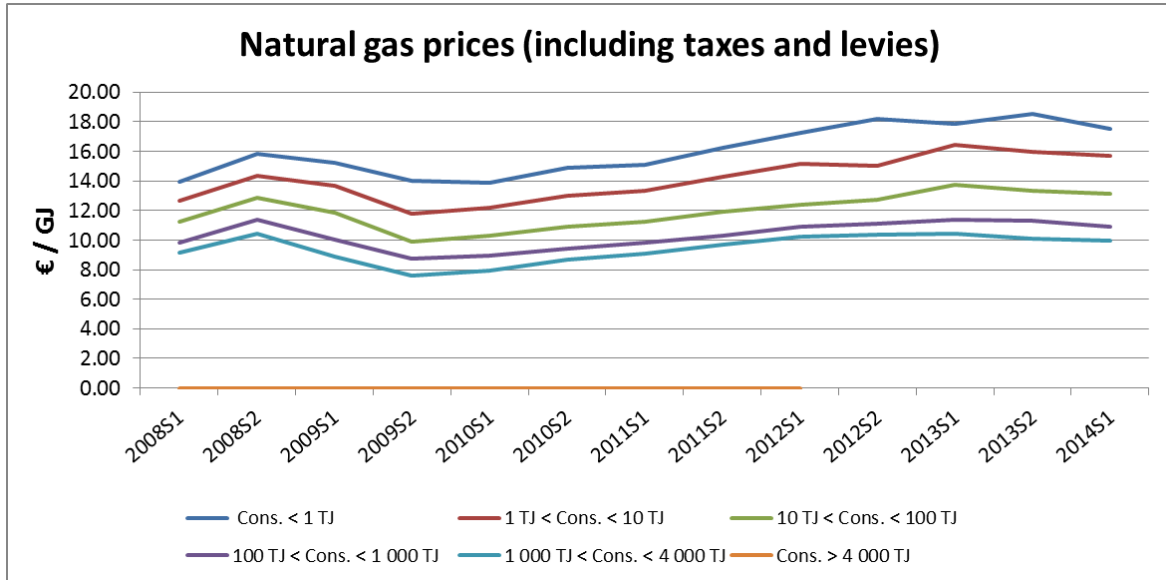
1.3. Αύξηση τιμών ενέργειας

Οι τρέχουσες υψηλές τιμές του πετρελαίου και του φυσικού αερίου έχουν αυξήσει σημαντικά το κόστος παραγωγής και κατά συνέπεια την τιμή πώλησης της ενέργειας.

Οι τιμές των βασικών ενεργειακών προϊόντων, ιδίως των ορυκτών καυσίμων, έχουν σημειώσει αύξηση κατά τα τελευταία χρόνια. Η άνοδος των τιμών και του κόστους της ενέργειας δεν αποτελεί νέο φαινόμενο. Η Ευρώπη καταβάλλει διαρκώς προσπάθειες για την εξασφάλιση επαρκούς και οικονομικά προσιτής ενέργειας. Σήμερα η διαφορά έγκειται στο ότι ο κλάδος της ενέργειας στην Ευρώπη προσπαθεί να απεξαρτηθεί από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και χρειάζεται μεγάλες επενδύσεις, παρά την οικονομική αβεβαιότητα των ημερών μας. Οι πρωτοβουλίες για την μείωση ή και απαλλαγή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνθρακα οδήγησαν σε μεγάλη ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και ειδικότερα της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, γεγονός που έχει επηρεάσει σε μεγάλο βαθμό τα δίκτυα και το κόστος παραγωγής της ενέργειας. Επίσης, αναπτύσσεται ο εναλλακτικός εφοδιασμός φυσικού αερίου, με χαρακτηριστικά παραδείγματα το σχιστολιθικού αερίου ή το αέριο από την Κασπία, γεγονός που απαιτεί περαιτέρω επενδύσεις. Ταυτόχρονα, οι κλάδοι του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης στρέφονται από τα κρατικά μονοπώλια στις απελευθερωμένες αγορές, στις οποίες συμμετέχουν ανταγωνιστικές ιδιωτικές εταιρείες.

Στην αγορά του φυσικού αερίου, εκτός από τη συγκέντρωση της αγοράς και τη ρύθμιση των τιμών, διαπιστώνεται συχνά περιορισμός του εφοδιασμού (περιορισμένος αριθμός προμηθευτών και ανταγωνισμός) και συχνά οι τιμές του φυσικού αερίου εξακολουθούν να καθορίζονται με βάση τις τιμές του πετρελαίου. Η πρακτική αυτή αποσυνδέει τις τιμές χονδρικής πώλησης φυσικού αερίου από την πραγματική προσφορά και ζήτησή του και περιορίζει την ικανότητα των προμηθευτών ενέργειας να ανταποκριθούν με ευελιξία στις μεταβαλλόμενες συνθήκες της αγοράς ή να μετακυλήσουν το πραγματικό κόστος στους καταναλωτές. Στις περιπτώσεις αυτές η άνοδος της τιμής του πετρελαίου κατά τα τελευταία χρόνια συνέβαλε άμεσα στην αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου για επιλεγμένες και περιορισμένες αγορές, γεγονός που απέβη εις βάρος των καταναλωτών και της βιομηχανίας στις συγκεκριμένες περιοχές.

Οι τιμές, και το σημαντικότερο, το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας εξακολούθησαν να αυξάνονται γενικά τόσο για τα νοικοκυριά όσο και για τη βιομηχανία, παρά τα μειούμενα ή σταθερά επίπεδα κατανάλωσης. Οι τιμές του φυσικού αερίου αντίστοιχα παρουσίασαν μικρές αυξήσεις κατά την περίοδο 2010-2014, όπως εμφανίζεται στο παρακάτω διάγραμμα [Εικόνα 1].



Εικόνα 1: Διακύμανση τιμών φυσικού αερίου (Πηγή: Eurostat)

1.4. Σκοπός και δομή κειμένου

Λαμβάνοντας υπόψη τους λόγους που προαναφέρθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο υπάρχουν μεγάλες αβεβαιότητες όσον αφορά τις τιμές του διοξειδίου του άνθρακα και τις τιμές των καυσίμων. Σε συνδυασμό με το γεγονός πως η απόφαση για πραγματοποίηση μιας επένδυσης δεν μπορεί να αντιστραφεί σε περίπτωση που οι εξελίξεις δεν είναι τελικά ευνοϊκές συντελούν στην καθυστέρηση των επενδυτών να επενδύσουν έως ότου τα αναμενόμενα κέρδη ξεπερνούν κατά πολύ τον κίνδυνο που υπάρχει.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων μέσω επενδυτικών (πραγματικών), δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Option Analysis – ROA,) κατ'αντιστοιχία με τα χρηματοοικονομικά δικαιώματα προαίρεσης (Financial Options). Η μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων μέσω των προαιρετικών δικαιωμάτων στηρίζεται:

- a) στην παραδοσιακή μέθοδο αξιολόγησης (Αναγωγή σε παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών (Net Cash Flow - NCF) της επένδυσης και υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας – Net Present Value (NPV),

- b) στη στοχαστική προσομοίωση των παραμέτρων αβεβαιότητας ενσωματώνοντας τις αβεβαιότητες μέσω στοχαστικών ανελίξεων, και
- c) στη χρησιμοποίηση των επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης για την αξιολόγηση της ευελιξίας (flexibility) όσον αφορά τον υπολογισμό του βέλτιστου χρόνου πραγματοποίησης της επένδυσης.

Στόχος είναι η όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστική προσομοίωση και αξιολόγηση των καθαρών ταμειακών ροών των επενδύσεων. Η ανάλυση γίνεται λαμβάνοντας υπόψη δύο κριτήρια: α) τη δυνατότητα που έχουν οι ιδιώτες επενδυτές να καθυστερήσουν τη λήψη μιας απόφασης, όπως συμβαίνει στην πραγματικότητα, και β) την αξιολόγηση του κόστους μιας απόφασης στην περίπτωση υποχρεωτικής (χωρίς ευελιξία) λήψη απόφασης για την πραγματοποίηση της επένδυσης.

Η ανάπτυξη της διερεύνησης έγινε σε 6 κεφάλαια, περίληψη των οποίων δίνεται παρακάτω.

Στο κεφάλαιο 2 αρχικά αναλύονται οι παραδοσιακοί τρόποι αξιολόγησης επενδύσεων, με κύρια τη μέθοδο της Καθαρής Παρούσας Αξίας, μιας μεθοδολογίας όμως που όπως αναλύεται έχει αρκετές αδυναμίες.

Στο κεφάλαιο 3 αναπτύσσεται η μέθοδος της αξιολόγησης επενδύσεων μέσω δικαιωμάτων προαίρεσης και επεξηγούνται τα οφέλη της μεθοδολογίας αυτής έναντι των προεξοφλητικών μεθόδων αξιολόγησης που αναπτύχθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Στο κεφάλαιο 4 αναλύονται οι δύο στοχαστικές ανελίξεις που θα χρησιμοποιηθούν για την ενσωμάτωση των αβεβαιοτήτων των τιμών καυσίμου και διοξειδίου του άνθρακα.

Στο κεφάλαιο 5 εφαρμόζεται η αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options Approach) σε δύο διαφορετικά σενάρια. Αρχικά, εξετάζεται η αντικατάσταση ενός εγκατεστημένου λιγνιτικού σταθμού παραγωγής ενέργειας από έναν σταθμό συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο. Στη συνέχεια, συγκρίνονται δύο επενδυτικά σχέδια για δύο αντίστοιχους σταθμούς δεδομένου ότι δεν έχουμε κανέναν από τους δύο ήδη εγκατεστημένους.

Στο κεφάλαιο 6 ενσωματώνονται τα αποτελέσματα από την ανωτέρα αξιολόγηση ως περιορισμοί στην μοντελοποίηση του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας και στη συνέχεια αναζητείται η βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία του. Στην μοντελοποίηση αυτή εξετάζονται έξι διαφορετικά σενάρια όπου μεταβάλλονται διάφοροι παράμετροι του συστήματος. Ταυτόχρονα

γίνεται και ανάλυση των δεικτών τιμών (οριακά κόστη) του περιορισμού ζήτησης που καλείται το σύστημα να καλύψει.

Στο κεφάλαιο 7 αναλύονται κάποιες σκέψεις όσον αφορά πιθανές επεκτάσεις της παρούσας διπλωματικής εργασίας στο μέλλον.

Τέλος, παρουσιάζεται πλήρες ευρετήριο της βιβλιογραφίας που χρησιμοποιήθηκε.

2. Αξιολόγηση επενδύσεων

Οι υφιστάμενοι κίνδυνοι και οι αβεβαιότητες τείνουν να οδηγήσουν τους επενδυτές προς μονάδες μικρής δυναμικότητας, επιλέγοντας κυρίως ευέλικτες τεχνολογίες με τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

- βραχυπρόθεσμη απόσβεση της επένδυσης,
- σύντομο χρόνο κατασκευής, και
- την ικανότητα να μεταβάλλουν το κύριο καύσιμο χρήσης.

Από την άλλη πλευρά, οι οικονομίες κλίμακας ενθαρρύνουν τους επενδυτές να αναπτύξουν μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, γίνεται προσπάθεια κατανόησης των επιπτώσεων αυτών των κινδύνων και των αβεβαιοτήτων στη βιωσιμότητα και την ασφάλεια τροφοδοσίας ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο την εύρεση τρόπων περιορισμού.

Για να μελετήσουν τις προαναφερθείσες αβεβαιότητες, οι οποίες αφορούν κυρίως σενάρια ως προς τις κλιματικές αλλαγές, τα επίπεδα των τιμών του διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και την μελλοντική διαμόρφωση των τιμών καυσίμων, οι επενδυτές χρησιμοποιούσαν παραδοσιακές μεθόδους αξιολόγησης των επενδύσεων. Οι κύριες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για τη αξιολόγηση επενδύσεων στην παραγωγή ενέργειας είναι οι εξής:

- Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value – NPV)
- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return –IRR)
- Χρόνος ανάκτησης κεφαλαίου (Payback period)
- Λόγος οφέλους – κόστους και Συνολικός Βαθμός Απόδοσης (Benefit – Cost Ratio)

Παρακάτω γίνεται ανάλυση των μεθόδων αυτών.

2.1. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value – NPV)

Ένα από τα δύο κυριότερα και ευρέως αποδεκτά κριτήρια αξιολόγησης επενδύσεων αποτελεί αυτό της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) / (Net Present Value – NPV). Πρώτος εισήγαγε την έννοια ο Irving Fisher το 1907 [1], προσπαθώντας να αποτιμήσει τον κίνδυνο μιας επένδυσης, υπολογίζοντας το προεξοφλητικό επιτόκιο. Η μέθοδος αυτή στηρίζεται στον υπολογισμό των καθαρών ταμειακών ροών (ΚΤΡ) / (Net Cash Flows) που αναμένονται στο μέλλον και η μετέπειτα αναγωγή τους στην παρούσα χρονική στιγμή ώστε από το άθροισμά τους να υπολογιστεί η παρούσα αξία του πλεονάσματος που θα προκύψει από την επένδυση (Discounted Cash Flow –DCF).

Η αναγωγή ενός μεγέθους στην παρούσα χρονική στιγμή γίνεται μέσω του τύπου:

$$PV = \frac{FV}{(1+i)^t}$$

- όπου: PV : παρούσα αξία του μεγέθους (present value)
 FV : αξία του μεγέθους την χρονική στιγμή (future value)
 i : επιτόκιο προεξόφλησης (ή επιτόκιο αναγωγής)
 t : χρονική στιγμή στο μέλλον (συνήθως αφορά έτος)

Με τον τρόπο αυτό δίνεται η δυνατότητα να συγκριθεί η παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών με το αρχικό κόστος υλοποίησης της επένδυσης.

Συγκεκριμένα, ως Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) μιας επένδυσης στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας ορίζεται η διαφορά της παρούσας αξίας του συνόλου των ετησίων καθαρών ταμειακών ροών (προ ή μετά φόρων) μείον το αρχικό κόστος της επένδυσης. Η ΚΠΑ υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$ΚΠΑ = -K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+i)^t}$$

- όπου: K_0 : το κόστος της επένδυσης
 KTP_t : οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t εκφρασμένες σε τιμές συγκεκριμένης περιόδου, δηλαδή χωρίς πληθωρισμό
 i : η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται, χωρίς πληθωρισμό (προ ή μετά φόρων). Σε περιβάλλον χωρίς κίνδυνο η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων αντανάκλα το επιτόκιο σε αντίστοιχες επενδύσεις σταθερού εισοδήματος. Αντιθέτως, σε περιβάλλον με κίνδυνο το επιτόκιο αναγωγής αναπροσαρμόζεται με το πριμ του κινδύνου και αντανάκλα το Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου της επιχείρησης – WACC Weight Average Cost of Capital.
 n : η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου

Στην περίπτωση όπου η ΚΠΑ προκύψει θετικός αριθμός ($ΚΠΑ > 0$), τότε η επένδυση θεωρείται ότι θα δώσει επιπλέον αξία στην επιχείρηση, οπότε και εγκρίνεται. Αντίθετα, αν η ΚΠΑ προκύψει αρνητικός αριθμός ($ΚΠΑ < 0$), η επένδυση απορρίπτεται ως μη συμφέρουσα. Τέλος, στην περίπτωση που η ΚΠΑ προκύψει ίση με το μηδέν ($ΚΠΑ = 0$), σημαίνει ότι η επένδυση είναι

αδιάφορη, δηλαδή δεν δημιουργεί πρόσθετο πλεόνασμα έναντι της εναλλακτικής λύσης, που είναι η τοποθέτηση των χρημάτων με επιτόκιο i .

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως το επιτόκιο αναγωγής i εκφράζει την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται. Όταν δεν υπάρχει κίνδυνος, το επιτόκιο αυτό είναι το χωρίς κίνδυνο επιτόκιο. Ειδικότερα, υπό προϋποθέσεις, το επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται ίσο με το Μέσο Σταθμικό Κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επιχείρησης (Weight Average Cost of Capital – WACC) και θεωρείται σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Αυτό συμβαίνει στην περίπτωση που η νέα επένδυση είναι στην ίδια κατηγορία κινδύνου με τις άλλες σε λειτουργία επενδύσεις μιας επιχείρησης και η σύνθεση της χρηματοδότησης της επένδυσης, δηλαδή η συμμετοχή των ιδίων και ξένων κεφαλαίων, είναι η ίδια με αυτή της επιχείρησης.

Το μέσο σταθμικό κόστος των κεφαλαίων μιας επιχείρησης προ φορολογίας υπολογίζεται από τον τύπο:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \cdot R_d + \frac{E}{D + E} \cdot R_e \cdot \frac{1}{1 - T}$$

Όπου:

D : το συνολικό χρέος

E : τα ίδια κεφάλαια της εταιρίας

R_d : το κόστος του δανεισμού (χρέους)

R_e : το κόστος των ιδίων κεφαλαίων

T : ο συντελεστής φορολογίας

Το κόστος των ιδίων κεφαλαίων (R_e) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$R_e = R_f + b \cdot (R_m - R_f)$$

όπου:

R_f : το χωρίς κίνδυνο επιτόκιο δανεισμού

b : ο συντελεστής ο οποίος ανακλά τον κίνδυνο και είναι ίσος με το λόγο της συνδιακύμανσης (covariance) της απόδοσης της μετοχής της επιχείρησης με την απόδοση της αγοράς προς τη διακύμανση της απόδοσης του συνόλου της αγοράς: $b = cov(R_e, R_m) / var(R_m)$.

R_m : η απόδοση του συνόλου της αγοράς (μετοχές, σταθεροί τίτλοι εισοδήματος)

$R_m - R_f$: πριμ κινδύνου

Μετά φορολογίας, το μέσο σταθμικό κόστος των κεφαλαίων μιας επιχείρησης υπολογίζεται από τον τύπο:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \cdot R_d \cdot (1 - T) + \frac{E}{D + E} \cdot R_e$$

Διευκρινίζεται εδώ ότι τα ίδια κεφάλαια της επιχείρησης είναι το μετοχικό κεφάλαιο και τα αποθεματικό, που κάθε χρόνο κρατάει από τα κέρδη της για την αντικατάσταση του εξοπλισμού, τον εκσυγχρονισμό, την επέκταση των εργασιών της κ.λ.π. Τα ξένα κεφάλαια είναι αυτά τα οποία προέρχονται από δανεισμό.

2.2. Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return –IRR)

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επένδυσης (EBA ή Internal Rate of Return – IRR) ορίζεται ως το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει τη καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης, δηλαδή εκείνο το επιτόκιο που εξισώνει την αρχική επένδυση με την παρούσα αξία όλων των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών. Η διαφορά μεταξύ του επιτοκίου που δίνεται από τη μέθοδο του EBA και του επιτοκίου της προεξόφλησης έγκειται στο γεγονός ότι το πρώτο προσδιορίζεται από τα χαρακτηριστικά των ταμειακών ροών (για το λόγο αυτό καλείται και εσωτερική απόδοση) ενώ το επιτόκιο προεξόφλησης καθορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτικό φορέα και τις συνθήκες της αγοράς (με ή χωρίς κίνδυνο). Ο EBA υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1 + EBA)^t} = 0$$

όπου: K_0 : το κόστος της επένδυσης
 KTP_t : οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t εκφρασμένες σε τιμές συγκεκριμένης περιόδου, δηλαδή χωρίς πληθωρισμό
 n : η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου
 EBA : το επιτόκιο προεξόφλησης που καθιστά την ΚΠΑ ίση με 0

Από τον παραπάνω τύπο υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και συγκρίνεται με το επιτόκιο προεξόφλησης το οποίο δίνεται για την επένδυση. Εάν ο EBA είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο αναγωγής I (ελάχιστη απόδοση), τότε το επενδυτικό σχέδιο θεωρείται κερδοφόρο και επιλέγεται, ενώ εάν ο EBA είναι μικρότερος, τότε η επένδυση απορρίπτεται. Ο συντελεστής αυτός μετρά κατά κάποιο τρόπο την «εσωτερική» δυνατότητα της επένδυσης ή την αντοχή της

σε υψηλά επιτόκια προεξόφλησης ή ακόμη την εξασφάλιση κατά του κινδύνου που παρέχεται από επενδύσεις με υψηλό εσωτερικό βαθμό απόδοσης.

Εδώ χρειάζεται να διευκρινιστεί πως το κριτήριο επιλογής βασίζεται στο γεγονός ότι συνήθως η ΚΠΑ είναι μονότονα φθίνουσα συνάρτηση του επιτοκίου αναγωγής με αποτέλεσμα να υπάρχει ένας και μόνο ΕΒΑ. Ειδικότερα η συνθήκη $KTP_t \geq 0$, όπως συμβαίνει συνήθως εξασφαλίζει ότι υπάρχει ένας και μόνο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και τα δύο κριτήρια της ΚΠΑ και του ΕΒΑ οδηγούν στα ίδια συμπεράσματα (επιλογή ή απόρριψη) όταν αξιολογείται ένα και μόνο συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο. Σε αντίθετη περίπτωση, όπου η ΚΠΑ δεν είναι μονότονη συνάρτηση οπότε θα υπάρχουν περισσότερες της μίας τιμές ΕΒΑ που την μηδενίζουν, είναι απαραίτητο να εξεταστεί η επένδυση και με επιπλέον κριτήρια προκειμένου να αποφευχθεί λανθασμένη εκτίμηση.

2.3. Χρόνος ανάκτησης κεφαλαίου (Payback period)

Ένα από τα κριτήρια που αναπτύχθηκαν με σκοπό την αξιολόγηση επενδύσεων είναι το καλούμενο κριτήριο του χρόνου ανάκτησης του κεφαλαίου (Payback period). Ορίζεται ως η χρονική περίοδος που απαιτείται ώστε να καλυφθεί η δαπάνη της αρχικής επένδυσης από τις ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρων, με άλλα λόγια αποτελεί τον χρονικό διάστημα ανάκτησης του επενδυμένου κεφαλαίου.

Το κριτήριο αυτό όμως υστερεί σε δύο βασικά σημεία. Αφενός δεν λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος και αφ' ετέρου δεν λαμβάνει υπόψη τις ταμειακές ροές που πραγματοποιούνται μετά την περίοδο ανάκτησης του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης. Το κριτήριο εφαρμόστηκε και εφαρμόζεται ευρέως, κυρίως όμως επικουρικά μαζί με άλλα κριτήρια για να δώσει περισσότερες πληροφορίες για την επένδυση και να κάνει πιο κατανοητό το μέγεθός της, καθώς αποτελεί τον χρόνο ανάκτησης του επενδυμένου κεφαλαίου. Όσο μικρότερη είναι η περίοδος ανάκτησης του κεφαλαίου τόσο ασφαλέστερη θεωρείται η επένδυση. Γενικά, σχέδια με περίοδο ανάκτησης κεφαλαίου μεγαλύτερη από 7-8 χρόνια θεωρούνται από τους επενδυτές ριψοκίνδυνα ή χαμηλής απόδοσης .

2.4. Λόγος οφέλους – κόστους και Συνολικός Βαθμός Απόδοσης (Benefit – Cost Ratio)

Ένα άλλο κριτήριο που έχει αναπτυχθεί αποτελεί το κριτήριο του λόγου οφέλους – κόστους (Benefit – Cost Ratio) και υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$\Lambda\text{ΠΑ} = \frac{\sum_{t=1}^n K\text{ΤΡ}_t \cdot (1+i)^{-t}}{K_0}$$

- όπου: t : το έτος
 n : η διάρκεια ζωής του σχεδίου σε έτη
 $K\text{ΤΡ}_t$: οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t εκφρασμένες σε τιμές συγκεκριμένης περιόδου, δηλαδή χωρίς πληθωρισμό
 i : το επιτόκιο προεξόφλησης
 K_0 : το κόστος της επένδυσης

Ο λόγος παρούσας αξίας υπολογίζει την παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης προς το σύνολο της αρχικής επένδυσης. Κριτήριο αποδοχής ή απόρριψης αποτελεί η σχέση του λόγου με τη μονάδα. Πιο συγκεκριμένα, εάν:

- $\Lambda\text{ΠΑ} > 1$, η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- $\Lambda\text{ΠΑ} < 1$, η επένδυση απορρίπτεται
- $\Lambda\text{ΠΑ} = 1$, η επένδυση θεωρείται οριακή, μπορεί να υλοποιηθεί όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση

Σημειώνεται ότι ο ανωτέρω λόγος αποτελεί δείκτη αποδοτικότητας και χρησιμοποιείται για την ιεράρχηση επενδυτικών σχεδίων και την επιλογή κατά σειρά των πιο αποδοτικών στην περίπτωση που έχουμε περιορισμό ως προς τη δυνατότητα χρηματοδότησης επενδυτικών σχεδίων.

3. Real Options Approach

3.1. Πλεονεκτήματα ROA έναντι των προεξοφλητικών μεθόδων

Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας αποτελεί την κύρια μέθοδο αξιολόγησης μιας επένδυσης. Μέσω της μεθόδου αυτής εξετάζεται εάν θα πραγματοποιηθεί μια επένδυση. Δηλαδή εξετάζεται η άσκηση του δικαιώματος σε ένα επενδυτικό δικαίωμα προαίρεσης (Real Option), κατ' αντιστοιχία, της άσκησης του δικαιώματος σε ένα χρηματοοικονομικό δικαίωμα (financial option). Στην περίπτωση του επενδυτικού δικαιώματος προαίρεσης ως τιμή άσκησης δικαιώματος (exercise price / strike price) θεωρείται το αρχικό κόστος επένδυσης και η παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών της επένδυσης θεωρείται ως αξία του δικαιώματος (option value).

Στη βιβλιογραφία η μέθοδος της καθαρής παρούσας αξίας αναγνωρίζεται ως αρκετά συνεπής στην αξιολόγηση μιας επένδυσης δεδομένου ότι αναγνωρίζεται η χρονική αξία του χρήματος (time value of money) καθώς και ο κίνδυνος της επένδυσης με την αναπροσαρμογή του επιτοκίου αναγωγής (WACC).

Η μέθοδος της καθαρής παρούσας αξίας (θα γίνεται αναφορά σε αυτή δεδομένου ότι οι υπόλοιπες αποτελούν παραλλαγές της) στηρίζονται σε ορισμένες παραδοχές, οι οποίες πολύ συχνά φαίνεται πως παραβλέπονται. Αρχικά, γίνεται η θεώρηση πως οι τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, οι τιμές αγοράς των καυσίμων καθώς και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα είναι πλήρως γνωστά για όλα τα χρόνια τα οποία θα διαρκέσει η επένδυση. Επιπλέον, η αναγωγή των χρηματικών ροών στο έτος βάσης (έτος ενδιαφέροντος) γίνεται με τη βοήθεια του μέσου σταθμισμένου κόστους κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital – WACC) το οποίο θεωρείται πως παραμένει σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Το WACC χρησιμοποιείται συχνά ως επιτόκιο αναγωγής και είναι η ελάχιστη απόδοση που πρέπει μια εταιρεία να έχει από τα υπάρχοντα οικονομικά της στοιχεία (επενδύσεις κτλ.) έτσι ώστε να διατηρήσει (σε παρούσα αξία) σταθερή την τιμή της μετοχής της και να ικανοποιήσει τους πιστωτές και τους ιδιοκτήτες της. Τέλος, μια ακόμη παραδοχή που πραγματοποιείται είναι πως το επενδυτικό σχέδιο είναι μη αντιστρέψιμο και με δυνατότητα απόφασης για την πραγματοποίηση ή μη της επένδυσης άμεσα, δηλαδή μελετάται εάν συμφέρει να πραγματοποιηθεί πλήρως η επένδυση «ή τώρα ή ποτέ» και για τον λόγο αυτό συχνά αναφέρεται πως τα χρηματοοικονομικά επενδυτικά δικαιώματα αποτελούν «υποχρέωση» της επιχείρησης να πραγματοποιήσει την επένδυση τη στιγμή που έχει την δυνατότητα [2].

Η μέθοδος αυτή όμως έχει ορισμένες αδυναμίες. Αρχικά, η ενσωμάτωση της αβεβαιότητας γίνεται μέσω προσαρμογής του επιτοκίου αναγωγής. Εντούτοις δεν μπορεί εύκολα να επιλεγεί

το κατάλληλο επιτόκιο προεξόφλησης προσαρμοσμένο στον κίνδυνο. Εάν επιλεγεί πολύ μικρό κατ' ουσίαν δεν προσομοιάζει τον κίνδυνο, ενώ εάν επιλεγεί πολύ μεγάλο τότε οι επενδύσεις δεν επιλέγονται σχεδόν ποτέ. Παράλληλα, οι μέθοδοι αυτοί δεν έχουν τη δυνατότητα να ενσωματώσουν στο αποτέλεσμα της αξιολόγησής τους μη αναμενόμενες εξελίξεις στις συνθήκες της αγοράς, ούτε την ευχέρεια των επενδυτών να προσαρμόζουν ή να αναθεωρούν τις επιλογές τους ανταποκρινόμενοι στις εξελίξεις αυτές και για το λόγο αυτό χαρακτηρίζονται ως «στατικές» ή «παθητικές». [3] Ωστόσο, είναι ιδιαίτερα σημαντική αυτή η δυνατότητα προσαρμογής στις εκάστοτε συνθήκες και γίνεται προσπάθεια να εκτιμηθεί αυτή η αξία και να συμπεριληφθεί στον υπολογισμό της ΚΠΑ. Η αξία της δυνατότητας προσαρμογής στις εκάστοτε συνθήκες γίνεται πιο εύκολα κατανοητή με δύο παραδείγματα, τα οποία δείχνουν την αδυναμία της μεθόδου της ΚΠΑ να αποτιμήσει βέλτιστα το επενδυτικό σχέδιο.

Εξετάζεται πρώτα μια επένδυση η οποία δεν φαίνεται να είναι αποδοτική οικονομικά, έχει δηλαδή αρνητική ΚΠΑ, όταν αξιολογείται με την προεξοφλητική μέθοδο αναγωγής των ταμειακών ροών. Αν δεν ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα των τιμών, τότε η απόφαση θα είναι να μην πραγματοποιηθεί ποτέ η επένδυση αυτή. Ωστόσο, η ίδια επένδυση μπορεί στην πραγματικότητα να είναι αποδοτική κάτω από ορισμένες συνθήκες στο μέλλον, δεδομένου ότι οι τιμές είναι αβέβαιες ή ασταθείς. Στην περίπτωση αυτή, μια αξιολόγηση της επένδυσης με δυνατότητα προσαρμογής στις συνθήκες της αγοράς θα έδειχνε ότι κάποια στιγμή στο μέλλον οι συνθήκες μπορεί να είναι ευνοϊκές και η επένδυση αυτή να μπορεί να γίνει και να είναι επικερδής, οπότε η ανάλυση αυτή προσφέρει τη δυνατότητα άμεσης ανάληψης της απόφασης για πραγματοποίηση της επένδυσης στη χρονική στιγμή που αποβαίνει πιο αποδοτική.

Θεωρείται τώρα μια επένδυση η οποία αξιολογείται με την μέθοδο της ΚΠΑ και φαίνεται πως είναι αποδοτική αφού η καθαρή παρούσα αξία της βγαίνει μεγαλύτερη του μηδενός. Τότε το συμπέρασμα μέσω της προεξοφλητικής μεθόδου αξιολόγησης θα ήταν να πραγματοποιηθεί η επένδυση. Όμως, μια αξιολόγηση που λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα των τιμών μπορεί να δείξει πως οι τιμές στο μέλλον θα γίνουν ευνοϊκότερες και τα κέρδη θα είναι μεγαλύτερα εάν η επένδυση καθυστερήσει οπότε η βέλτιστη επιλογή έγκειται στην καθυστέρηση της πραγματοποίησης της επένδυσης για όταν οι συνθήκες της αγοράς γίνουν πιο αποδοτικές.

Ο Trigeorgis [4] επισημαίνει πως πολλοί επαγγελματίες στο χώρο της επιχειρηματικής στρατηγικής αναγνωρίζουν δύο όψεις της αξίας, οι οποίες δεν ενσωματώνονται επαρκώς στη μέθοδο της καθαρής παρούσας αξίας: τη «λειτουργική ευελιξία» του επενδυτικού σχεδίου, ως μια ομάδα δικαιωμάτων (options), που θα δίνει στην διοίκηση την ευχέρεια να πάρει ή να αναθεωρήσει αποφάσεις σε μεταγενέστερο χρόνο όταν οι συνθήκες θα είναι πιο ευνοϊκές και τη «στρατηγική αξία» του επενδυτικού σχεδίου που απορρέει από την αλληλεξάρτησή του με μεταγενέστερες διαδοχικές επενδύσεις, καθώς και από την αλληλεπίδραση των ανταγωνιστών

και έδειξε πως αυτή η αξία του δικαιώματος για καθυστέρηση μια επένδυσης μπορεί να είναι μεγάλη και οι αξιολογήσεις που δεν το λαμβάνουν υπόψη είναι αρκετά πιθανό να καταλήξουν σε λάθος αποτελέσματα.

Γίνεται λοιπόν κατανοητό πως η μη αντιστρεψιμότητα και η πιθανότητα καθυστέρησης πραγματοποίησης μιας επένδυσης αποτελούν δύο πολύ σημαντικά χαρακτηριστικά των επενδύσεων. Οπότε, η δυνατότητα καθυστέρησης μιας μη αντιστρέψιμης επένδυσης μπορεί να επηρεάσει καθοριστικά την απόφασή για την πραγματοποίησή της. Ο λόγος γι' αυτό είναι πως μια επιχείρηση που εξετάζει την πραγματοποίηση μιας επένδυσης έχει ένα «προαιρετικό δικαίωμα» (real option) ανάλογο με το χρηματοοικονομικό δικαίωμα, με άλλα λόγια, έχει την επιλογή και όχι την υποχρέωση να επενδύσει το κεφάλαιο της κάποια στιγμή στο μέλλον. Ένα επενδυτικό (πραγματικό) προαιρετικό δικαίωμα (real option) είναι η ευελιξία που έχει κάποιος στη λήψη αποφάσεων για την αξιοποίηση των κεφαλαίων, με πιο απλά λόγια αποτελεί την επιλογή και όχι την υποχρέωση που έχει κάποιος να λάβει κάποιες αποφάσεις. [5, 6] Οι αποφάσεις αυτές μπορεί να είναι η έγκριση μιας επένδυσης, η αναβολή της, η μεταβολή της ή ακόμη και η εγκατάλειψή της. Όταν μια επιχείρηση πραγματοποιεί μια επένδυση, τότε «κάνει χρήση» του δικαιώματός της αυτού να επενδύσει. Εγκαταλείπει την πιθανότητα να περιμένει για νέες πληροφορίες που μπορεί να επηρεάσουν την απόφασή της ή τη χρονική στιγμή που θα κάνει την επένδυση, μια επένδυση που δεν μπορεί να αντιστρέψει εάν οι συνθήκες τελικά εξελιχθούν με τρόπο που δεν την συμφέρουν. Αυτή η χαμένη επιλογή, το δικαίωμα που δεν έχει πια, έχει ένα κόστος το οποίο πρέπει να συμπεριληφθεί κατά την αξιολόγηση της επένδυσης. Ως αποτέλεσμα, η προεξοφλητική μέθοδος αξιολόγησης της ΚΠΑ χρειάζεται να μεταβληθεί. Η αξία μιας μονάδας του κεφαλαίου πρέπει να ξεπερνά το κόστος αγοράς και εγκατάστασής του κατά μια τιμή ίση με την αξία που επιφέρει η αναβολή της επένδυσης. [7]

3.2. Financial Options – Real Options

Κρίνεται σκόπιμο να αναφερθεί εδώ ο ορισμός του option, ώστε να γίνει πιο κατανοητό το θεωρητικό υπόβαθρο της προσέγγισης. Ένα option απεικονίζει την ελευθερία επιλογής μετά την εμφάνιση μιας πληροφορίας. Είναι η επιλογή ή το δικαίωμα, και όχι η υποχρέωση, για να πραγματοποιηθεί μία ενέργεια. Στην οικονομική επιστήμη, και πιο συγκεκριμένα στα χρηματοοικονομικά, το option αποτελεί την ελευθερία επιλογής, μετά την αποκάλυψη επιπλέον πληροφοριών οι οποίες αυξάνουν ή μειώνουν την αξία ενός περιουσιακού στοιχείου, του κατόχου αυτού του δικαιώματος. Δηλαδή, το χρηματοοικονομικό δικαίωμα (financial option) δίνει στον κάτοχο του το δικαίωμα να αγοράσει ή να πουλήσει μία μετοχή στο μέλλον σε μία προκαθορισμένη τιμή [8]. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι δικαιωμάτων: call option και put option. Ένα call δικαίωμα παρέχει στον κάτοχο το δικαίωμα να αγοράσει ένα υποκείμενο στοιχείο ενεργητικού για μια καθορισμένη τιμή άσκησης εντός χρονικού διαστήματος ή σε

καθορισμένη χρονική στιγμή. Ένα put δικαίωμα παρέχει στον κάτοχο το δικαίωμα να πουλήσει το υποκείμενο υπό παρόμοιες συνθήκες. Η ημερομηνία λήξης του δικαιώματος (expiration date) επίσης ονομάζεται ωριμότητα (maturity). Η τιμή άσκησης του δικαιώματος (exercise price) ονομάζεται και τιμή απεργίας (strike price). Τα χρηματοοικονομικά δικαιώματα, επίσης, χαρακτηρίζονται από τη στιγμή που μπορούν να ασκηθούν. Τα Αμερικανικά δικαιώματα (American Options) μπορούν να ασκηθούν σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή μέχρι την ημερομηνία λήξης. Από την άλλη πλευρά, τα Ευρωπαϊκά δικαιώματα (European Options) μπορούν να ασκηθούν μόνο κατά την ημερομηνία λήξης. Τα υποκείμενα στοιχεία των χρηματοοικονομικών δικαιωμάτων μπορεί να περιλαμβάνουν αποθέματα, δείκτες μετοχών, ξένα νομίσματα, χρεόγραφα, εμπορεύματα και μελλοντικά συμβόλαια [9]. Ο κάτοχος ενός χρηματοοικονομικού δικαιώματος έχει τη δυνατότητα να ασκήσει το δικαίωμα, αλλά όχι την υποχρέωση οπωσδήποτε να το ασκήσει. Η βασική ιδιότητα ενός δικαιώματος είναι η ασυμμετρία της εξόφλησης, δηλαδή ο κάτοχος του δικαιώματος μπορεί να αποφύγει τους κινδύνους αρνητικών εξελίξεων και να περιορίσει τις απώλειες στην τιμή του δικαιώματος, ενώ μπορεί να επωφεληθεί από τους αυξημένους κινδύνους και το ενδεχόμενο κέρδος να είναι απεριόριστο. Αν η τρέχουσα τιμή ενός χρηματοοικονομικού προϊόντος (π.χ. μετοχής) είναι χαμηλότερη από την τιμή άσκησης, ο κάτοχος του δικαιώματος δεν θα το ασκήσει, έτσι η απώλεια περιορίζεται στην τιμή αγοράς του δικαιώματος [10]. Εάν η τρέχουσα τιμή του χρηματοοικονομικού προϊόντος είναι υψηλότερη από την τιμή άσκησης, ο κάτοχος θα το ασκήσει, και η εξόφληση είναι η τρέχουσα τιμή του χρηματοοικονομικού προϊόντος μείον την τιμή άσκησης. Δεν υπάρχει ανώτερο όριο εξόφλησης, αλλά το χαμηλότερο όριο της εξόφλησης είναι μηδέν. Η μέγιστη απώλεια είναι ισοδύναμη με την αρχική τιμή αγοράς του χρηματοοικονομικού δικαιώματος [11].

Σύμφωνα με τους Copeland και Antikarov, ένα real option είναι το δικαίωμα, όχι όμως και η υποχρέωση, για μία μελλοντική ενέργεια, σε προκαθορισμένο χρονικό διάστημα που είναι και η διάρκεια ζωής ενός option [12]. Με άλλα λόγια, η ανάλυση των real options (Real Option Analysis – ROA), επεκτείνει την θεωρία χρηματοοικονομικών δικαιωμάτων Όπως αναφέρθηκε παραπάνω ένα χρηματοοικονομικό δικαίωμα (financial option) δίνει στον κάτοχό του το δικαίωμα, χωρίς την υποχρέωση, να αγοράσει ή να πουλήσει ένα αξιόγραφο σε δεδομένη τιμή. Ανάλογα, ένα πραγματικό δικαίωμα προαίρεσης (real option), δίνει σε μία επιχείρηση το δικαίωμα, χωρίς την υποχρέωση, να προχωρήσει σε μία δυνητικά αυξημένης αξίας επένδυση [13]. Οι οικονομικές και επιχειρηματικές συνθήκες θεωρούνται ευμετάβλητες, οι επενδύσεις είναι υψηλές και τα αποτελέσματα είναι εξαιρετικά αβέβαια. Ωστόσο, τα περιθώρια ανόδου μπορεί να είναι τεράστια. Τα πραγματικά δικαιώματα αναγνωρίζουν ότι οι σημερινές επενδύσεις δίνουν στους επενδυτές την επιλογή περαιτέρω συνέχισης των επενδύσεων αργότερα, αν οι συνθήκες φαίνονται ευνοϊκές, ή εγκατάλειψη του σχεδίου εάν η κατάσταση επιδεινωθεί [14].

Η θεωρία των Πραγματικών Χρηματοοικονομικών Δικαιωμάτων Προαίρεσης (Real Options) αποτελεί ένα από τα πιο πρόσφατα επενδυτικά εργαλεία για την αξιολόγηση επενδύσεων κυρίως σε πάγια περιουσιακά στοιχεία. Ο όρος «Real Options» αποδόθηκε για πρώτη φορά από τον Stewart Myers το 1977 [15], τρία χρόνια μετά την δημοσίευση της μαθηματικής εξίσωσης των Fisher Black και Myron Scholes για την αποτίμηση των χρηματοοικονομικών δικαιωμάτων (Financial Options). Η εξίσωση των Black και Scholes έβαλε τα θεμέλια για τα χρηματοοικονομικά δικαιώματα που εφαρμόστηκαν και συνεχίζουν να εφαρμόζονται στις παγκόσμιες αγορές και αργότερα για την ανάλυση των πραγματικών χρηματοοικονομικών δικαιωμάτων [16]

Επομένως για την πραγματοποίηση «έξυπνων επιλογών», οι επενδυτές χρειάζεται να διατηρούν την αξία των επιλογών τους ανοικτή. Η χρησιμοποίηση της μεθοδολογίας των χρηματοοικονομικών δικαιωμάτων προαίρεσης προσδίδει στους επενδυτές έναν καλύτερο χειρισμό της αβεβαιότητας. Τα πραγματικά προαιρετικά δικαιώματα αποτελούν ένα σύγχρονο και ενισχυμένο επενδυτικό εργαλείο που αντιμετωπίζει την αβεβαιότητα όχι ως εμπόδιο, αλλά ως ευκαιρία για επενδυτικές αποφάσεις. Τα Real Options είναι «ένας τρόπος σκέψης» προσαρμοσμένος σε μια γενικότερη στρατηγική της επιχείρησης. Η γνώση που συσσωρεύει η επιχείρηση τη βοηθάει να ανταποκριθεί στη διαδικασία της αξιολόγησης και να εκτιμήσει τις ευκαιρίες για μελλοντικές ενέργειες που θα έχει [17]. Πρέπει να σημειώσουμε ότι η θεωρία των Real Options δεν αποκλείει ούτε αντικαθιστά εντελώς την μέθοδο της ΚΠΑ, αλλά στηρίζεται και σε αυτήν δημιουργώντας μία «διευρυμένη ΚΠΑ» που ενσωματώνει στην αξιολόγηση το ασφάλιστρο διοικητικής ευελιξίας (option premium). Η μεθοδολογία της αποβλέπει στο να συνθέσει τους κινδύνους του ανταγωνιστικού περιβάλλοντος σχετικά με την αβεβαιότητα της ζήτησης, τους κινδύνους παραγωγής, την αβεβαιότητα των διαφόρων παραμέτρων κόστους, την τεχνολογική αβεβαιότητα και όλους τους άλλους κινδύνους. Ένας από τους βασικότερους λόγους που η μεθοδολογία των Real Options δεν έχει υιοθετηθεί ευρέως από τα διοικητικά στελέχη, είναι η μέχρι πρότινος στασιμότητα στην εξέλιξη των πολύπλοκων μαθηματικών μοντέλων που απαιτούνται για την επίλυσή τους.

3.3. Αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options Approach)

Όπως αναλύθηκε παραπάνω, πιθανή καθυστέρηση στην απόφαση επένδυσης μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα να χαθεί η ευκαιρία για απόκτηση του πλεονεκτήματος του «πρωτοπόρου», που θα έδινε το έναυσμα για ισχυρότερη και δυναμικά πιο ασφαλή επένδυση με μεγαλύτερες προοπτικές κέρδους. Από την άλλη, όμως, υπερεκτίμηση της αγοράς και επένδυση σε πολλά ή ακριβά σχέδια μπορεί να οδηγήσει σε σπατάλη πόρων που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν

διαφορετικά με πιθανώς πιο επικερδής τρόπους εάν οι συνθήκες της αγοράς βελτιωθούν. Ως εκ τούτου, δημιουργείται ένα δίλημμα αναφορικά με το «κόστος» της επένδυσης και την «αξία» που επιφέρει η αναβολή της επένδυσης σε ένα περιβάλλον που χαρακτηρίζεται από αβεβαιότητα. Σύμφωνα με τη θεωρία των Real Options, μία επένδυση – όσο μένει ανοιχτή η επιλογή να την πραγματοποιήσουμε – έχει μια αξία η οποία πρέπει να αποτιμηθεί. Γνωρίζοντας νέες πληροφορίες για τις μεταβλητές ενδιαφέροντος, οι συνθήκες αξιολόγησης της επένδυσης μεταβάλλονται, οπότε μεταβάλλεται και η αξία της επένδυσης. [18, 19, 20]

Για να μπορέσει να υπολογιστεί η αξία της επένδυσης είναι απαραίτητη η αποτίμηση των τιμών των μεγεθών που μεταβάλλονται καθώς και πως αυτά επηρεάζουν τις υπόλοιπες συνιστώσες που υπολογίζονται. Αυτό καθίσταται εφικτό μέσω προσομοιώσεων (simulations). Προσομοίωση είναι κάθε αναλυτική μέθοδος η οποία προσπαθεί να μιμηθεί ένα σύστημα της πραγματικότητας. Η πιο διαδεδομένη μέθοδος προσομοίωσης είναι η Monte Carlo που πήρε το όνομά της από τη μητρόπολη των τυχερών παιχνιδιών και πηγή έμπνευσής της ήταν η πλέον απλή μηχανή παραγωγής τυχαίων αριθμών, η ρουλέτα. Η προσομοίωση Monte Carlo δεν χρησιμοποιείται αποκλειστικά στη διοικητική επιστήμη, αλλά σε ένα ευρύ φάσμα άλλων επιστημονικών περιοχών όπως η φυσική, τα μαθηματικά, η μηχανική, ιατρική κ.α. Η προσομοίωση Monte Carlo υπολογίζει πολυάριθμα σενάρια ενός μοντέλου παίρνοντας τιμές από κάποιο μοντέλο πρόβλεψης τιμών (στοχαστική ανέλιξη) και τις χρησιμοποιεί για την αξιολόγηση της επένδυσης. Η αξιολόγηση δηλαδή γίνεται μέσα από κάποια δειγματοληψία .

Μεγάλο πλεονέκτημα της μεθόδου είναι η δυνατότητα πρόσθεσης νέων και περισσότερων πηγών αβεβαιότητας, από ότι στις άλλες μεθόδους εκτίμησης της αξίας των options. Αν και οι υπολογισμοί είναι πολλοί και περίπλοκοι, αυτό έχει ξεπεραστεί με την ανάπτυξη της τεχνολογίας των υπολογιστών, όπου εκατομμύρια πράξεις μπορούν να πραγματοποιηθούν.

Προσπάθειες να χρησιμοποιηθεί η μέθοδος των Real Options στην αξία μιας επένδυσης χρησιμοποιώντας στοχαστικές ανελιξεις έχουν πραγματοποιηθεί από τον Sekar [21], από τους McDonald and Siegel [22] όπου η στοχαστική ανέλιξη που χρησιμοποιείται είναι η Geometric Brownian Motion καθώς και από τους Bhattacharya [23] και Abadie [24], οι οποίοι ακολούθησαν mean reverting processes.

Στη μελέτη αυτή, θεωρείται μια ήδη εγκατεστημένη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (base scenario BS – υπάρχον σενάριο) και εξετάζεται εάν σε βάθος χρόνου συμφέρει η αντικατάστασή της με μια διαφορετική μονάδα (test scenario TS – εξεταζόμενο σενάριο). Η εξεταζόμενη περίοδος της επένδυσης θεωρήθηκε 20 χρόνια οπότε η μεταβλητή χρόνου μπορεί να πάρει τιμές $t=1,2,..T$, όπου $T=20$. Με δειγματοληψία των τιμών μέσω στοχαστικών ανελιξεων υπολογίζονται οι ετήσιες χρηματοροές CF που θα προκύψουν από τα δύο σενάρια

και ονομάζονται αντιστοίχως CF_{TS} και CF_{BS} . Επίσης, η αναγωγή στο εξεταζόμενο έτος t_1 των χρηματοροών που προκύπτουν στο έτος t_2 πραγματοποιείται μέσω μιας συνάρτησης αναγωγής $d(t_1, t_2)$. Εξ ορισμού, ισχύει πως $d(t_1, t_1) = 1$. Έστω K_0 το κόστος κεφαλαίου της εξεταζόμενης επένδυσης.

Για να βρεθεί εάν είναι συμφέρουσα μια επένδυση και τη βέλτιστη χρονική στιγμή πραγματοποίησής της θα πρέπει κάθε φορά συγκρίνεται η αξία που θα προσδώσει η πραγματοποίηση της επένδυσης (V_{ex} – exercise value) με την αξία αναμονής για περισσότερες πληροφορίες ή καλύτερες συνθήκες (V_{cont} – continuation value). Και οι δύο υπολογίζονται ντετερμινιστικά για μία δειγματοληψία των τυχαίων μεταβλητών.

Η αξία πραγματοποίησης της επένδυσης (V_{ex}) σε κάθε έτος ισούται με το άθροισμα των μελλοντικών χρηματοροών που αναμένονται λόγω της επένδυσης ανηγμένων στο εκάστοτε εξεταζόμενο έτος.

$$V_{ex,t} = \sum_{k=t}^T \frac{CF_{TS}}{(1+i)^k}$$

Η αξία αναμονής της επένδυσης (V_{cont}) σε κάθε έτος υπολογίζεται εάν αθροιστούν οι χρηματοροές που αναμένονται από την υπάρχουσα μονάδα το έτος αυτό με την βέλτιστη επιλογή του επόμενου έτους εάν αναχθούν στο έτος αυτό.

$$V_{cont,t} = CF_{BS} + \frac{V_{t+1}^*}{1+i}$$

Για τον υπολογισμό της βέλτιστης επιλογής (V_t^*) η διαδικασία που ακολουθείται έχει ως εξής. Ξεκινώντας από το τελευταίο έτος γίνεται σύγκριση των χρηματοροών της παρούσας κατάστασης (προσαυξημένες κατά το ετήσιο ανηγμένο κόστος εγκατάστασης της επένδυσης) με τις αναμενόμενες της επένδυσης. Σαν βέλτιστη επιλογή θεωρείται η μέγιστη τιμή αυτών των δύο. Στο προηγούμενο έτος συγκρίνονται οι αναμενόμενες χρηματοροές των δύο σεναρίων πάλι. Εφόσον σε κάποιο έτος οι αναμενόμενες χρηματοροές από την επένδυση είναι μεγαλύτερες και όπως έχει προκύψει στο επόμενο έτος πάλι συμφέρει η επένδυση τότε ουσιαστικά συμφέρει να γίνει η επένδυση ένα χρόνο νωρίτερα. Αυτός ο περιορισμός μπαίνει κατ' ουσίαν για να διασφαλιστεί πως αν επιλεγεί σε κάποιο έτος η επένδυση, αυτή θα είναι η συμφέρουσα επιλογή και για όλα τα μετέπειτα έτη.

$$V_t^* = \max\{CF_{TS}, CF_{BS} + K_t\}$$

Εν τέλει, για την αξιολόγηση της επιλογής ή μη της επένδυσης στο έτος t , θα συγκριθούν οι δύο αξίες μεταξύ τους. Έτσι,

Θα πραγματοποιηθεί η επένδυση στο έτος t εάν:

$$V_{ex,t} - V_{cont,t} > K_t$$

Ενώ δεν θα πραγματοποιηθεί η επένδυση εάν:

$$V_{ex,t} - V_{cont,t} \leq K_t$$

Εναλλακτικά, οι παραπάνω συνθήκες μπορούν να γραφούν στη μορφή:

$$-K_t + V_{ex,t} - V_{cont,t} \geq 0$$

ή

$$NPV_{ex,t} - V_{cont,t} \geq 0$$

Ακόμη, είναι δυνατό να ενσωματωθεί το ετήσια ανηγμένο κόστος κεφαλαίου στον υπολογισμό του $V_{ex,t}$ όμως χρειάζεται προσοχή πως σε κάθε εξεταζόμενο έτος θα είναι απαραίτητο να αθροίζονται τα υπολειπόμενα ετήσια κόστη κεφαλαίου έως το τελευταίο έτος της μελέτης.

Στη διαδικασία αξιολόγησης επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης χρησιμοποιούνται στοχαστικές ανεξίτητες οπότε η διαδικασία εντάσσεται στην κατηγορία της στοχαστικής ανάλυσης και επιπλέον επιλύεται χρησιμοποιώντας τις αρχές του δυναμικού προγραμματισμού.

Θα πραγματοποιηθούν 100 δειγματοληψίες για τις τιμές του CO₂ και των καυσίμων. Ένας τρόπος αξιολόγησης αποτελεί η εύρεση της προσδοκίτης τιμής των V_{ex} και V_{cont} κι ύστερα η αξιολόγηση της επένδυσης με τις τιμές αυτές. Όμως επειδή οι προσδοκίτες τιμές δεν είναι risk neutral τότε είναι αρκετά πιθανό η οδήγηση σε λάθος συμπεράσματα. Έτσι, από τις 100 δειγματοληψίες θα βρεθεί το ποσοστό που αντιστοιχεί κάθε φορά στην πραγματοποίηση ή μη της επένδυσης ώστε να προσδώσει μια πιο πλήρη εικόνα.

4. Προσομοιώσεις Monte Carlo

Ένα μοντέλο στοχαστικής προσομοίωσης αξιολογεί τα χαρακτηριστικά μιας τυχαίας μεταβλητής παράγοντας προσεγγίσεις των τιμών που θα πάρει. Έτσι, έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως η τεχνική μοντελοποίησης αβεβαιοτήτων στον τομέα της ενέργειας μέσω μοντέλων στοχαστικής προσομοίωσης. Στη μελέτη θα γίνει χρήση δύο στοχαστικών ανελίξεων για τη δειγματοληψία των τιμών των παραμέτρων που μας απασχολούν, η Exponential Mean-Reverting Process (EMR) και η Geometric Brownian Process (GBM). Χρησιμοποιώντας αυτές τις τεχνικές πραγματοποιείται δειγματοληψία για την προσέγγιση των εξής παραμέτρων: το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα και το κόστος του βασικού καυσίμου που χρησιμοποιείται από τις δύο θερμικές μονάδες (λιγνίτη και φυσικό αέριο αντίστοιχα).

4.1. Exponential mean reverting process

Η ανέλιξη αυτή προτάθηκε πρώτη φορά από τον Vasicek [25] και είναι επίσης γνωστή με τους όρους «Exponential Vasicek Process» και «Exponential Ornstein-Uhlenbeck Process».

Η μέση τιμή της μεταβλητής που δειγματοληπτείται αυξάνεται με σταθερό ετήσιο ρυθμό. Λόγω στοχαστικότητας η τιμή της παραμέτρου θα αποκλίνει εκθετικά από αυτήν με τυχαίο τρόπο (exponential) τείνοντας, όμως, μακροχρόνια να επιστρέψει στη μέση τιμή της (mean reverting). Με άλλα λόγια εάν η μεταβλητή βρεθεί σε χαμηλότερα επίπεδα από τη μέση τιμή, τείνει να αυξηθεί και να επιστρέψει σε αυτήν, ενώ εάν βρεθεί σε υψηλότερα επίπεδα, τείνει να μειωθεί και να επιστρέψει στην μέση τιμή.

Χρησιμοποιείται κυρίως για την ανέλιξη των τιμών του επιτοκίου, του κόστους διοξειδίου του άνθρακα και των τιμών των καυσίμων [26]. Πράγματι, το γεγονός ότι οι μελλοντικές τιμές των καυσίμων συνδέονται με το μελλοντικό κόστος εξόρυξης/ παραγωγής, από το οποίο δεν μπορούν να αποκλείουν σημαντικά, η προταθείσα ανέλιξη είναι πιο κοντά στην πραγματικότητα. Το ίδιο συμβαίνει και με το επιτόκιο αναγωγής, το οποίο συνδέεται έμμεσα με την παραγωγικότητα του κεφαλαίου.

Κατά την μοντελοποίηση της ανελίξης αυτής γίνεται χρήση κάποιων παραμέτρων όπως εξηγούνται από τον [27]. Θα μελετηθεί η εξέλιξη της μεταβλητής P στη διάρκεια του χρόνου, όπου θα γίνει δειγματοληψία για t χρονικές στιγμές, οπότε η μεταβλητή που μελετάται είναι η $P(t)$. Η αρχική τιμή της είναι η $P(0)$ και η αναμενόμενη (μέση) τιμή της μεταβλητής αυτής ($P_{\mu}(t)$) έχει σταθερή ετήσια αύξηση. Όπως εξηγήθηκε παραπάνω, μία μεταβλητή στη διάρκεια του χρόνου αποκλίνει από την «αναμενόμενη» μέση τιμή όμως στη συνέχεια τείνει να επιστρέψει σε αυτήν. Είναι απαραίτητο να προσδιοριστεί αυτή η «τάση επιστροφής». Για τον προσδιορισμό της χρειάζεται η γνώση του «χρόνου ημιζωής» (H) ο οποίος προσδιορίζει το

χρονικό διάστημα που απαιτείται ώστε μια μεταβλητή που απέκλινε να διανύσει τη μισή απόσταση προς τη μέση τιμή. Ο χρόνος ημιζωής είναι απαραίτητος ώστε να προσδιοριστεί η «ταχύτητα επιστροφής» (κ), η οποία αποτελεί τον ρυθμό μεταβολής της μεταβλητής γύρω από τη μέση τιμή και δείχνει την ταχύτητα με την οποία η μεταβλητή τείνει να επιστρέψει στη μέση τιμή. Η ταχύτητα επιστροφής ορίζεται ως:

$$\kappa = \ln 2 / H$$

Επιπρόσθετα, η ανέλιξη χαρακτηρίζεται από την «μεταβλητότητα» (ή μακροχρόνια μεταβλητότητα για να είμαστε πιο ακριβείς) LTV (Long Term Volatility), η οποία χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της «τυπική απόκλισης» (σ), που προκύπτει ως:

$$\sigma = LTV * \sqrt{2\kappa}$$

Η τυπική απόκλιση είναι το μέγεθος που δείχνει πόσο «διασκορπισμένες» είναι οι τιμές της μεταβλητής, δηλαδή πόσο αποκλίνουν από την μέση τιμή. Μια μικρή τυπική απόκλιση δείχνει πως οι τιμές της μεταβλητής αποκλίνουν λίγο από την μέση τιμή, είναι δηλαδή πιο συγκεντρωμένες και πιο κοντά η μία στην άλλη. Μια μεγάλη τυπική απόκλιση δείχνει πως οι τιμές της μεταβλητής βρίσκονται αρκετά μακριά από τη μέση τιμή, είναι διασκορπισμένες οπότε και μεταξύ τους απέχουν αρκετά.

Μία άλλη παράμετρος από την οποία εξαρτάται η ανέλιξη είναι η παράμετρος μ , η οποία προκύπτει ως ο λογάριθμος της αναμενόμενης τιμής της μεταβλητής ($P_\mu(t)$) μετατοπισμένος κατά την ποσότητα $\sigma^2/(2\kappa)$:

$$\mu = \ln P_\mu(t) + \frac{\sigma^2}{2\kappa}$$

Τέλος, η στοχαστικότητα υπεισέρχεται στη δειγματοληψία μέσω της Wiener Process (W_t) (λέγεται επίσης και Brownian Motion), η μεταβολή της οποίας ορίζεται από τον τύπο [28]:

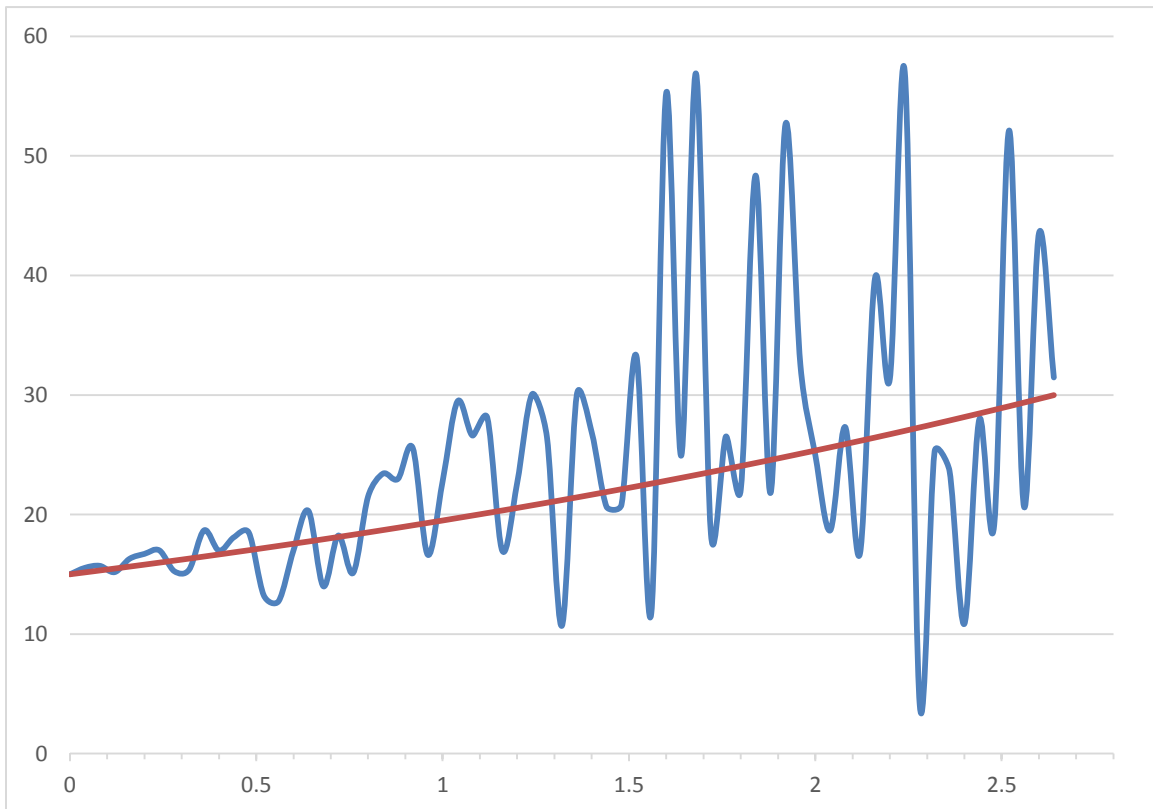
$$dW_t = \varepsilon \cdot \sqrt{dt}$$

Όπου dt είναι το χρονικό διάστημα μεταξύ δύο δειγματοληψιών και ε ο αριθμός που προκύπτει μέσω της κανονικής κατανομής, δηλαδή της κατανομής με μέση τιμή 0 και απόκλιση ίση με 1 για τυχαία πιθανότητα. Με άλλα λόγια, με χρήση συνάρτησης παραγωγής τυχαίου αριθμού βρίσκεται ένας τυχαίος αριθμός. Μέσω της κανονικής κατανομής βρίσκεται ο αριθμός (ε) ο οποίος έχει πιθανότητα ίση με τον τυχαίο αριθμό που βρέθηκε.

Συμπερασματικά, η μεταβολή της τιμής μιας μεταβλητής $P(t)$ η οποία ακολουθεί την exponential mean reverting process, ακολουθεί την διαφορική εξίσωση:

$$dP(t) = \kappa(\mu - \ln P(t)) * P(t)dt + \sigma * P(t) * dW_t$$

Για λόγους κατανόησης, στην Εικόνα 2 παρουσιάζεται γραφικά η εξέλιξη μιας τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την στοχαστική αυτή ανέλιξη. Για την τυχαία μεταβλητή αυτή έγινε δειγματοληψία 100 σημείων. Η αρχική τιμή της είναι 15 και αυξάνεται κατά 30% σε κάθε νέο σημείο, ενώ έχει χρόνο ημιζωής 1 έτος και long term volatility 0.6. Ύστερα από τις απαιτούμενες πράξεις προκύπτει $\sigma = 0.7$ και $\kappa = 0.69$.



Εικόνα 2: Δειγματοληψία 100 σημείων τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την exponential mean-reverting process και έχει αρχική τιμή 15 που αυξάνεται κατά 30% σε κάθε νέο σημείο, χρόνο ημιζωής 1 έτος και τυπική απόκλιση $\sigma = 0.7$

Θα εξηγηθεί εδώ πως μπορεί να βρεθεί η αναλυτική λύση της ανέλιξης αυτής ώστε σε οποιαδήποτε στιγμή να δίνεται η τιμή της μεταβλητής. Η διαφορική εξίσωση είναι:

$$dP(t) = \kappa(\mu - \ln P(t)) * P(t)dt + \sigma * P(t) * dW_t$$

Διαιρώντας και τα δύο μέλη με P(t) προκύπτει:

$$\frac{1}{P(t)} * dP(t) = \kappa(\mu - \ln P(t))dt + \sigma * dW_t$$

Παρατηρείται πως στο αριστερό μέλος της εξίσωσης προκύπτει η παράγωγος της συνάρτησης lnP(t) οπότε η εξίσωση γράφεται στη μορφή:

$$d(\ln P(t)) = \kappa(\mu - \ln P(t))dt + \sigma * dW_t$$

Εάν τεθεί

$$Y(t) = \ln P(t)$$

προκύπτει η εξίσωση:

$$d(Y(t)) = \kappa(\mu - Y(t))dt + \sigma * dW_t$$

Η διαφορική εξίσωση αυτή περιγράφει μια ανέλιξη «Ornstein – Uhlenbeck», η γενική μορφή της οποίας είναι

$$d(X(t)) = \theta(v - X(t))dt + \sigma * dW_t$$

όπου $\sigma > 0, v \in \mathbb{R}$

και της οποίας η λύση σύμφωνα με τον [29] είναι

$$X(t) = e^{-\theta t} * X_0 + \frac{\sigma * \varepsilon * (1 - e^{-2\theta t})}{2\theta} + v * (1 - e^{-\theta t})$$

$t \geq 0$

Επιστρέφοντας πίσω στην διαφορική της exponential mean reverting process η διαφορική εξίσωση που την περιγράφει έχει πάρει τη μορφή:

$$Y(t) = e^{-\kappa t} * Y_0 + \frac{\sigma * \varepsilon * (1 - e^{-2\kappa t})}{2\kappa} + \mu * (1 - e^{-\kappa t})$$

$$\text{όπου } Y(t) = \ln P(t) \quad \Rightarrow \quad P(t) = e^{Y(t)}$$

$$Y(0) = \ln P(0) \quad \Rightarrow \quad P(0) = e^{Y(0)}$$

και έτσι

$$\ln P(t) = e^{-\kappa t} * \ln P(0) + \frac{\sigma * \varepsilon * (1 - e^{-2\kappa t})}{2\kappa} + \mu * (1 - e^{-\kappa t})$$

$$P(t) = e^{e^{-\kappa t} * \ln P(0) + \frac{\sigma * \varepsilon * (1 - e^{-2\kappa t})}{2\kappa} + \mu * (1 - e^{-\kappa t})}$$

Με τον τρόπο αυτό βρέθηκε η αναλυτική λύση της exponential mean reverting process.

4.2. Geometric Brownian Motion

Η «Geometric Brownian Motion» (GBM), επίσης γνωστή ως «Exponential Brownian Motion» είναι μια στοχαστική ανέλιξη κατά την οποία ο λογάριθμος της τυχαίας μεταβλητής ακολουθεί μια κίνηση Brown (Brownian Motion – ονομάζεται επίσης Wiener Process) με μια μεταβολή. Μια τυχαία μεταβλητή $P(t)$ που ακολουθεί την geometric brownian motion, ακολουθεί την διαφορική εξίσωση:

$$dP(t) = \mu * P(t)dt + \sigma * P(t) * dW_t$$

Στην εξίσωση αυτή, η παράμετρος μ είναι η «ποσοστιαία μεταβολή» της τιμής της μεταβλητής $P(t)$, ουσιαστικά εκφράζει την ποσοστιαία μεταβολή (αύξηση ή μείωση) της τιμής $P(t+1)$ σε σχέση με την $P(t)$. Η παράμετρος σ εκφράζει την τυπική απόκλιση, δηλαδή όπως εξηγήθηκε προηγουμένως πόσο «διασκορπισμένες» είναι οι τιμές σε σχέση με την μέση τιμή.

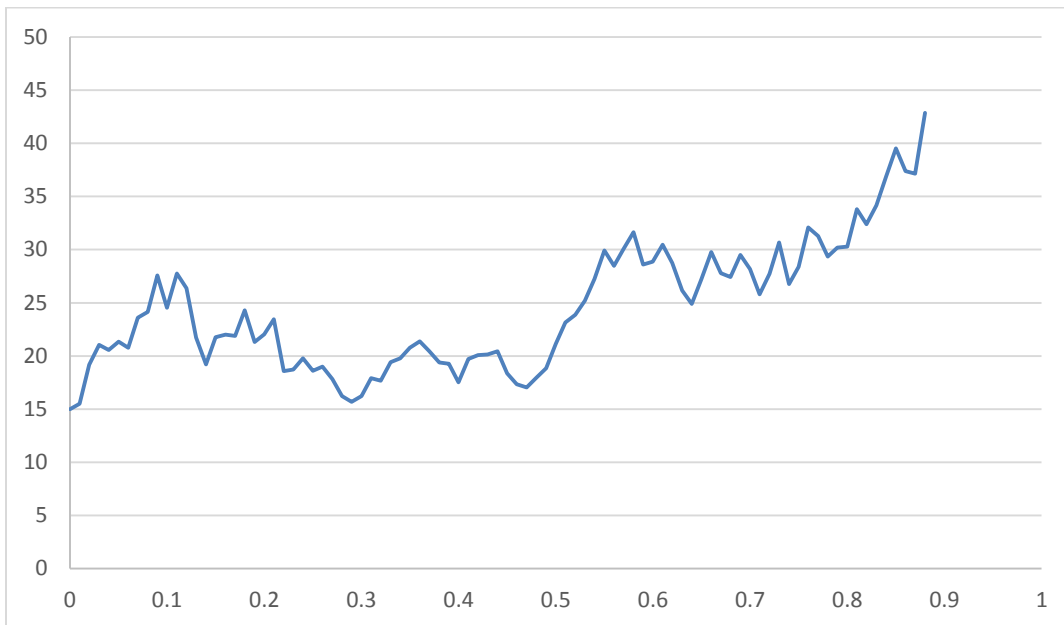
Προχωρώντας όπως προηγουμένως:

$$\frac{dP(t)}{P(t)} = \mu * dt + \sigma * dW_t$$

Εδώ φαίνεται πως η ποσοστιαία μεταβολή της μεταβλητής ($dP(t)/P(t)$) αποτελείται από τον συνδυασμό ενός ντετερμινιστικού μέρους ($\mu \cdot dt$) και ενός στοχαστικού μέρους ($\sigma \cdot dW_t$). Η αναλυτική λύση της εξίσωσης αυτής προκύπτει [31]:

$$P(t) = P_0 \cdot e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma \cdot \varepsilon}$$

Για λόγους κατανόησης, παρουσιάζεται στο επόμενο διάγραμμα Εικόνα 3 μια τυχαία δειγματοληψία μιας μεταβλητής με αρχική τιμή 15, ετήσια αύξηση 30% και τυπική απόκλιση 70%.



Εικόνα 3: Δειγματοληψία 100 σημείων τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την *geometric Brownian motion* και έχει αρχική τιμή 15 που αυξάνεται κατά 30% σε κάθε νέο σημείο και τυπική απόκλιση $\sigma = 0.7$

5. Αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options Approach)

5.1. Αντικατάσταση λιγνιτικών μονάδων από μονάδες συνδυασμένου κύκλου

5.1.1. Μεθοδολογία – καταγραφή δεδομένων

Η μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων μέσω επενδυτικών (πραγματικών) δικαιωμάτων προαίρεσης βρίσκει εφαρμογή στην προσομοίωση της λειτουργίας ενός ενεργειακού συστήματος και στους περιορισμούς που θα ενσωματωθούν στην λειτουργία και ανάπτυξή του.

Οι δύο κύριες θερμικές μονάδες παραγωγής στις οποίες στηρίζεται το μεγαλύτερο τμήμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ατμοηλεκτρικές μονάδες που λειτουργούν με λιγνίτη και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου που λειτουργούν με φυσικό αέριο.

Οι μονάδες που λειτουργούν με λιγνίτη είναι αξιόπιστες και με μεγάλη διάρκεια ζωής. Επιπλέον, ο λιγνίτης ως καύσιμο υπερέχει έναντι άλλων δεδομένου ότι υπάρχει σε μεγάλες ποσότητες, και μάλιστα στην Ελλάδα υπάρχουν μεγάλα κοιτάσματα λιγνίτη επαρκούς ποιότητας ώστε η παραγωγή κατά μεγάλο μέρος της να στηρίζεται σε αυτόν. Για τον ίδιο λόγο, η τιμή αγοράς του λιγνίτη είναι αρκετά χαμηλή. Όμως, ο λιγνίτης έχει αρκετά μικρή θερμογόνο ικανότητα και κατά την καύση του εκπέμπονται μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) γεγονός που αυξάνει τα έξοδα για δικαιώματα εκπομπών στην λιγνιτική μονάδα [32, 33, 34].

Από την άλλη, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο είναι επίσης αρκετά αξιόπιστες, έχουν όμως μικρότερη διάρκεια ζωής. Το κόστος που απαιτείται για την εγκατάσταση της μονάδας, καθώς και για τη λειτουργία και συντήρησή της είναι αρκετά χαμηλό σε σχέση με αυτό της λιγνιτικής. Επιπλέον, το φυσικό αέριο έχει αρκετά μεγάλη θερμογόνο ικανότητα και μικρό συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συγκριτικά με το λιγνίτη. Έτσι η χρήση του συμβάλλει στο καθαρότερο περιβάλλον και στην καταπολέμηση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Ωστόσο, το φυσικό αέριο ως καύσιμο και η χρήση του παρουσιάζουν κάποια αρνητικά στοιχεία. Αφενός, το φυσικό αέριο ως καύσιμο είναι αρκετά ακριβό και στην Ελλάδα εισάγεται εξ' ολοκλήρου, γεγονός που αυξάνει κατά πολύ την ενεργειακή εξάρτηση της χώρας. Αφετέρου, η τιμή του φυσικού αερίου είναι αρκετά υψηλή, λίγο περισσότερο από τριπλάσια της τιμής του λιγνίτη, γεγονός που καθιστά την απόκτηση και εκμετάλλευσή του αρκετά ακριβή [35, 36, 37].

Για τους ανωτέρω λόγους, καθίσταται αναγκαία η αξιολόγηση των επιμέρους χαρακτηριστικών και παραγόντων κόστους των δύο μονάδων. Να σημειωθεί εδώ, πως η αξιολόγηση θα γίνει με γνώμονα την ελαχιστοποίηση του κόστους κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων, δεδομένου ότι τίθεται θέμα επιλογής επενδυτικών σχεδίων από επενδυτές – χρηματοδότες.

Θα εξεταστεί η αντικατάσταση των ήδη εγκατεστημένων ατμοηλεκτρικών λιγνιτικών μονάδων με μονάδες συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου. Έτσι, θεωρείται η αρχική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων με λιγνίτη ως 4000 KW, με μέγιστες δυνατές ώρες λειτουργίας τις 6600. Ο βαθμός απόδοσης των μονάδων είναι 0.33 ή 33%. Οι μονάδες έχουν διάρκεια ζωής 30 έτη. Δεδομένου ότι το χρονικό διάστημα μελέτης είναι μικρότερο του χρόνου ζωής των μονάδων, δεν υπεισέρχεται πρόβλημα στην μελέτη. Θα μπορούσε να δημιουργηθεί πρόβλημα εάν ο χρόνος ζωής των μονάδων ήταν μικρότερος από το χρόνο μελέτης, διότι θα έπρεπε να εξεταστεί η αντικατάσταση των μονάδων μέχρι το τελευταίο έτος ζωής τους κι ύστερα να γίνει επιπλέον μελέτη εάν είναι περισσότερο προσοδοφόρο να χτιστεί νέα λιγνιτική μονάδα ή μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Το κόστος κεφαλαίου που επιβαρύνει τις μονάδες είναι 1350 €/KW εγκατεστημένης ισχύος ετησίως, ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι 40 €/KW εγκατεστημένης ισχύος ετησίως.

Ο λιγνίτης που χρησιμοποιείται έχει συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα 0.3612 tn CO₂/MWh καυσίμου που χρησιμοποιείται. Επιπλέον, υπάρχει ετήσιος περιορισμός στη διαθεσιμότητα του λιγνίτη ο οποίος ανέρχεται σε 75 TWh το έτος.

Αντίστοιχα, θα εξεταστεί η κατασκευή μονάδων φυσικού αερίου ίσης μέγιστης ισχύος, με βαθμό απόδοσης 0.55 ή 55% και 7500 μέγιστες ώρες λειτουργίας. Το κόστος εγκατάστασης των νέων μονάδων είναι 550 €/KW ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανέρχεται σε 20 €/KW εγκατεστημένης ισχύος. Η διάρκεια ζωής των νέων μονάδων είναι 20 έτη.

Το φυσικό αέριο που θα χρησιμοποιηθεί έχει συντελεστή εκπομπών 0.1978 tn CO₂/MWh καυσίμου που χρησιμοποιείται, ενώ η μέγιστη ποσότητα φυσικού αερίου που μπορεί να εισαχθεί είναι 70 TWh ετησίως.

Η μελέτη θα πραγματοποιηθεί για 20 έτη με έτος εκκίνησης το 2015 και τελευταίο έτος το 2035. Το επιτόκιο αναγωγής θεωρείται σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης και ίσο με 10%.

Το κόστος διοξειδίου του άνθρακα ανέρχεται σε 5 €/tn CO₂ που εκπέμπεται από τη μονάδα και έχει ετήσιο ρυθμό αύξησης 15%. Το κόστος του λιγνίτη είναι 10.56 €/MWh καυσίμου με ετήσιο ρυθμό αύξησης 1%, ενώ για το φυσικό αέριο ανέρχονται σε 36 €/MWh καυσίμου με ετήσιο

ρυθμό αύξησης 2%. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται στα 55 €/MWh με ετήσιο ρυθμό αύξησης 1.10%.

Κατά την αξιολόγηση θα θεωρηθούν ως τυχαίες μεταβλητές (παράμετροι αβεβαιότητας) το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα και το κόστος των καυσίμων (λιγνίτη και φυσικό αέριο). Θα εξεταστούν 5 σενάρια για την μεταβολή των τιμών των παραμέτρων αυτών, στο ένα εξ αυτών οι τιμές των παραμέτρων θα υπολογίζονται ντετερμινιστικά, ενώ στα υπόλοιπα θα γίνει δειγματοληψία των τιμών των παραμέτρων με χρήση στοχαστικών ανελίξεων. Οι στοχαστικές ανελίξεις που θα χρησιμοποιηθούν είναι δύο, η Exponential Mean Reverting Process και η Geometric Brownian Motion, οι οποίες έχουν αναλυθεί παραπάνω.

Τα χαρακτηριστικά των σεναρίων που θα μελετηθούν παρουσιάζονται παρακάτω αναλυτικά:

Σενάριο 1: Στο σενάριο αυτό οι τιμές και των τριών παραμέτρων που αναφέρθηκαν (κόστος CO₂, κόστος λιγνίτη, κόστος φυσικού αερίου) υπολογίζονται ντετερμινιστικά με βάση την αρχική τιμή του έτους εκκίνησης της μελέτης και ετήσια αύξηση όπως αναλύθηκε.

Σενάριο 2: Το κόστος των καυσίμων υπολογίζεται ντετερμινιστικά, ενώ η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα ακολουθεί την exponential mean reverting process, με long term volatility (LTV) ίση με 50% και χρόνο ημιζωής 5 έτη.

Σενάριο 3: Το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα ακολουθεί την exponential mean reverting process με long term volatility (LTV) ίση με 50% και χρόνο ημιζωής 5 έτη όπως και στο σενάριο 2, ενώ την ίδια ανάλυση ακολουθούν και τα κόστη καυσίμων. Η δειγματοληψία που θα γίνει για το κόστος του λιγνίτη έχει LTV 10% και χρόνο ημιζωής 1 έτος, ενώ για το κόστος του φυσικού αερίου 20% και 1 έτος αντίστοιχα.

Σενάριο 4: Στο σενάριο αυτό το κόστος των καυσίμων υπολογίζεται ντετερμινιστικά, ενώ η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα ακολουθεί την geometric brownian motion, με τυπική απόκλιση ίση με 50%.

Σενάριο 5: Το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα ακολουθεί την geometric brownian motion με τυπική απόκλιση ίση με 50% όπως και στο σενάριο 4, ενώ την ίδια ανάλυση ακολουθούν και τα κόστη καυσίμων. Η δειγματοληψία που θα γίνει για το κόστος του λιγνίτη έχει τυπική απόκλιση 10%, ενώ για το κόστος του φυσικού αερίου 20% αντίστοιχα.

Για ευκολία κατανόησης ο διαχωρισμός των σεναρίων θα γίνεται με απλή αναφορά του τρόπου μεταβολής των παραμέτρων που αναφέρθηκαν όπως παρουσιάζεται στη συνέχεια (όπου η συντομογραφία det χρησιμοποιείται για την ντετερμινιστική μεταβολή – deterministic):

- Sc. 1 – CO2: det, fuel: det
- Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det
- Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR
- Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det
- Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM

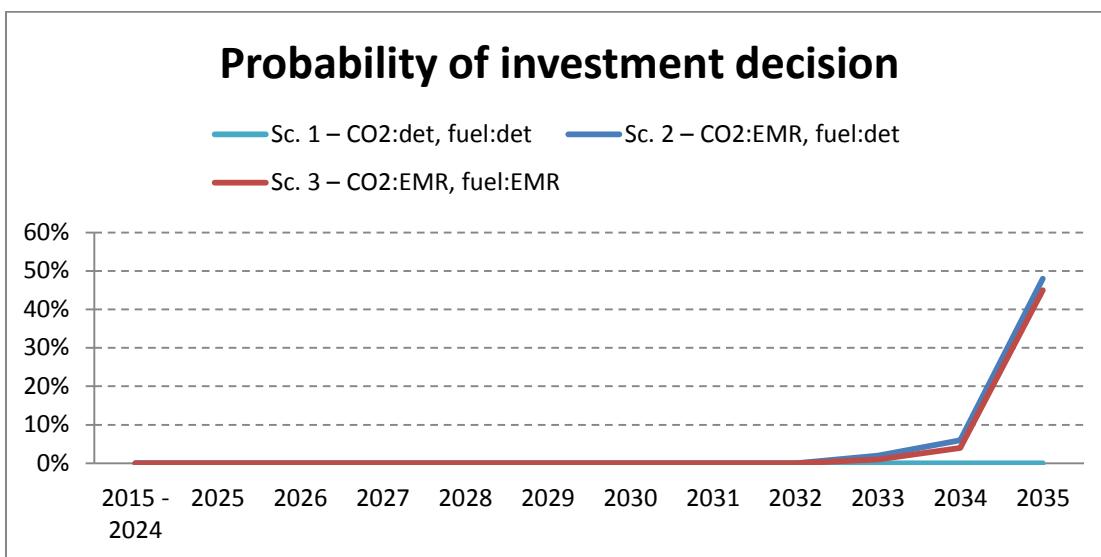
5.1.2. Αποτελέσματα

Για κάθε ένα από τα ανωτέρω σενάρια, υπολογίζονται οι τιμές των παραμέτρων οι οποίες χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό των αντίστοιχων εξόδων που επιβαρύνεται κάθε μία μονάδα. Οι μονάδες επιβαρύνονται με το κόστος αγοράς καυσίμου, το κόστος για λειτουργία και συντήρηση, το κόστος κεφαλαίου και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τα έσοδα προκύπτουν από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συνολικές ετήσιες χρηματοροές προκύπτουν από την αφαίρεση των συνολικών εξόδων από τα συνολικά έσοδα.

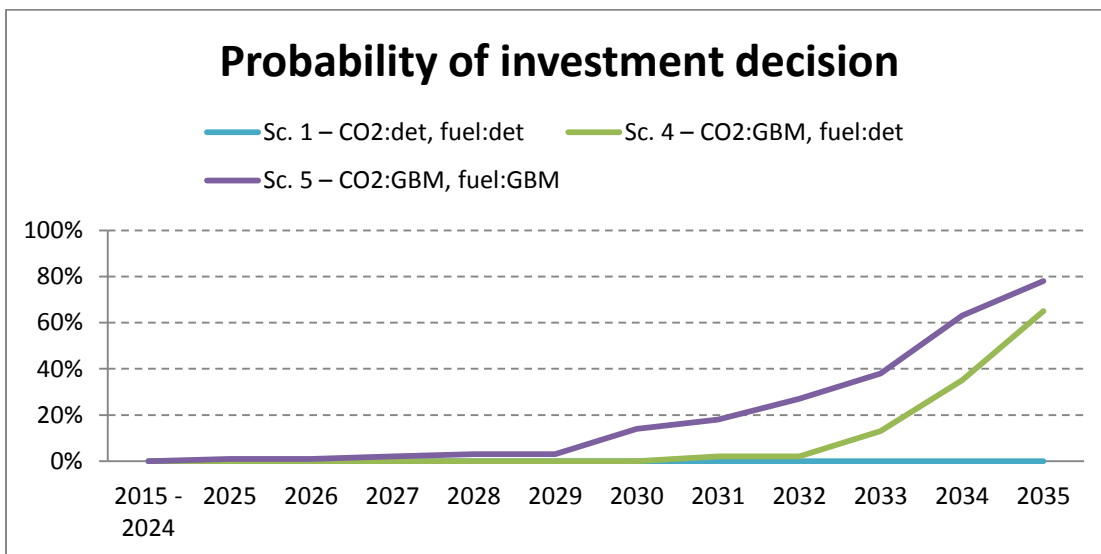
Στη συνέχεια γίνεται η αξιολόγηση της αντικατάστασης των αρχικών λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου με τη μέθοδο αξιολόγησης επενδύσεων με προαιρετικά δικαιώματα επενδύσεων. Πραγματοποιήθηκαν 100 δειγματοληψίες για τις τιμές των καυσίμων και του διοξειδίου του άνθρακα, οπότε προέκυψαν 100 διαφορετικά αποτελέσματα για την απόφαση επένδυσης. Για μεγαλύτερη ακρίβεια και κατανόηση, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα συνοδευόμενα από το ποσοστό που προέκυψε πως η επένδυση είναι συμφέρουσα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα 1 ενώ για καλύτερη κατανόηση παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα [Εικόνα 4, Εικόνα 5].

Πίνακας 1: Πιθανότητα πραγματοποίησης της επένδυσης στα διάφορα σενάρια.

t	Sc. 1 – CO2:det, fuel:det	Sc. 2 – CO2:EMR, fuel:det		Sc. 3 – CO2:EMR, fuel:EMR		Sc. 4 – CO2:GBM, fuel:det		Sc. 5 – CO2:GBM, fuel:GBM	
		Decision	P	Decision	P	Decision	P	Decision	P
2015	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2016	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2017	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2018	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2019	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2020	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2021	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2022	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2023	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2024	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2025	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	1.00%
2026	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	1.00%
2027	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	2.00%
2028	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	3.00%
2029	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	3.00%
2030	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	14.00%
2031	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	2.00%	Execute	18.00%
2032	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	2.00%	Execute	27.00%
2033	Don't execute	Execute	2.00%	Execute	1.00%	Execute	13.00%	Execute	38.00%
2034	Don't execute	Execute	6.00%	Execute	4.00%	Execute	35.00%	Execute	63.00%
2035	Don't execute	Execute	48.00%	Execute	45.00%	Execute	65.00%	Execute	78.00%



Εικόνα 4: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR)



Εικόνα 5: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM)

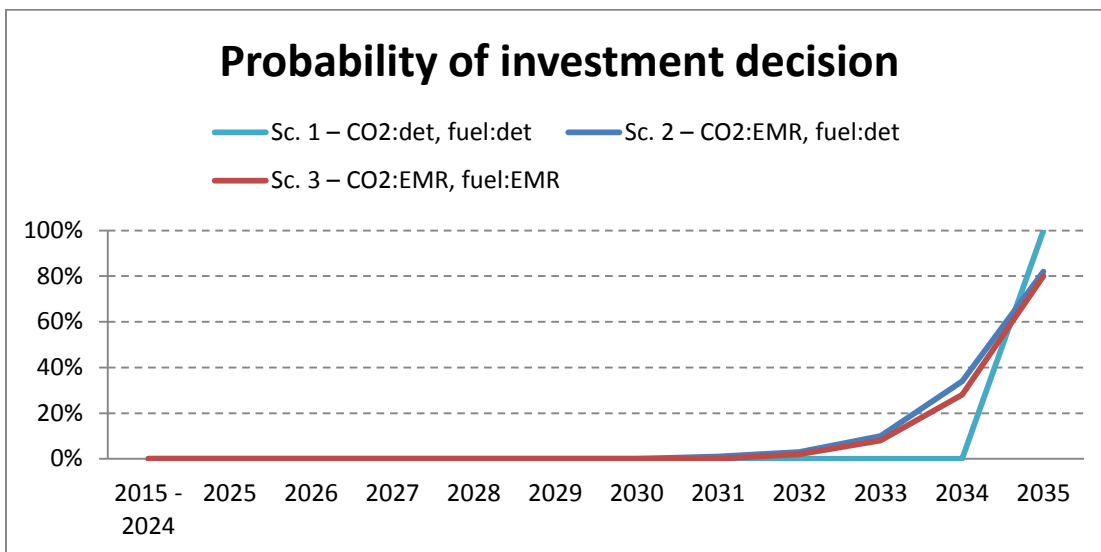
5.1.3. Εναλλακτικό σενάριο

Μία από τις παραμέτρους κόστους αποτελεί το κόστος για δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Θα γίνει μελέτη της ευαισθησίας της αξιολόγησης στην τιμή των δικαιωμάτων αυτών, δηλαδή θα αξιολογηθεί κατά πόσο θα μεταβληθούν τα αποτελέσματα εάν το κόστος εκπομπών αυξηθεί περισσότερο.

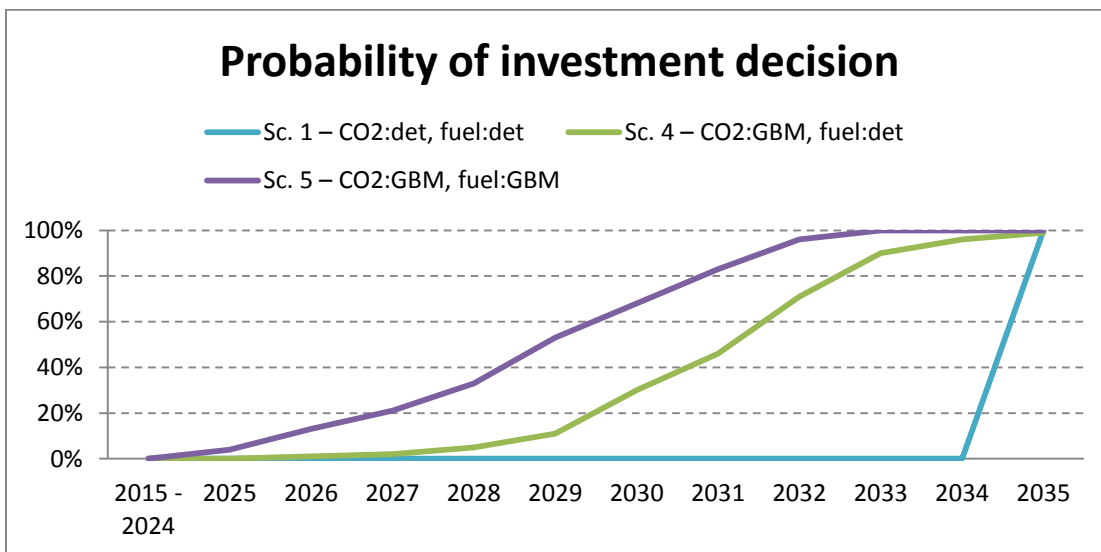
Στο σενάριο αυτό, θεωρείται η τιμή του CO₂ το 2015 5 €/tn CO₂ όπως και πριν αλλά με ετήσια αύξηση 18% έναντι 15% που είχε πριν. Τότε ύστερα από τη δειγματοληψία προκύπτουν τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον Πίνακας 2 και στα διαγράμματα στην Εικόνα 6 και Εικόνα 7.

Πίνακας 2: Πιθανότητα πραγματοποίησης της επένδυσης στα διάφορα σενάρια - εναλλακτικό σενάριο

t	Sc. 1 – O2:det, fuel:det	Sc. 2 – CO2:EMR, fuel:det		Sc. 3 – CO2:EMR, fuel:EMR		Sc. 4 – CO2:GBM, fuel:det		Sc. 5 – CO2:GBM, fuel:GBM	
		Decision	P	Decision	P	Decision	P	Decision	P
2015	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2016	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2017	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2018	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2019	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2020	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2021	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2022	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2023	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2024	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%
2025	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	4.00%
2026	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	1.00%	Execute	13.00%
2027	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	2.00%	Execute	21.00%
2028	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	5.00%	Execute	33.00%
2029	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	11.00%	Execute	53.00%
2030	Don't execute	Don't execute	0.00%	Don't execute	0.00%	Execute	30.00%	Execute	68.00%
2031	Don't execute	Execute	1.00%	Don't execute	0.00%	Execute	46.00%	Execute	83.00%
2032	Don't execute	Execute	3.00%	Execute	2.00%	Execute	71.00%	Execute	96.00%
2033	Don't execute	Execute	10.00%	Execute	8.00%	Execute	90.00%	Execute	100.00%
2034	Don't execute	Execute	34.00%	Execute	28.00%	Execute	96.00%	Execute	100.00%
2035	Execute	Execute	82.00%	Execute	80.00%	Execute	99.00%	Execute	100.00%



Εικόνα 6: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1, 2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR) – εναλλακτικό σενάριο



Εικόνα 7: Ποσοστό πραγματοποίησης της επένδυσης για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM) – εναλλακτικό σενάριο

Όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα και από τον πίνακα, όταν οι τιμές του διοξειδίου του άνθρακα έχουν μεγαλύτερη ετήσια αύξηση, τότε αυξάνονται αρκετά τα ποσοστά όπου η αντικατάσταση των μονάδων θα είναι επικερδής. Αυτό συμβαίνει διότι, οι λιγνιτικές μονάδες έχουν αφενός μικρότερο βαθμό απόδοσης οπότε χρειάζονται μεγαλύτερη ποσότητα καυσίμου για την παραγωγή της ίδιας ποσότητας ενέργειας και αφ' ετέρου ο λιγνίτης ως καύσιμο έχει μεγαλύτερο συντελεστή εκπομπών από το φυσικό αέριο. Σε κάθε περίπτωση το κόστος

εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα είναι αρκετά μεγαλύτερο στις λιγνιτικές μονάδες από τις μονάδες φυσικού αερίου, οπότε σε μεγαλύτερες τιμές CO₂ συμφέρει η απόσυρση των μονάδων αυτών και η πιο σύντομη αντικατάστασή τους με τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

5.2. Σύγκριση δύο νέων επενδύσεων λιγνιτικών μονάδων και μονάδων συνδυασμένου κύκλου

5.2.1. Μεθοδολογία – καταγραφή δεδομένων

Παρουσιάστηκε η σημασία της αξιολόγησης επενδύσεων μέσω δικαιωμάτων προαίρεσης στην περίπτωση που υπάρχουν ήδη εγκατεστημένες μονάδες ενός είδους και γίνεται μελέτη για την απόσυρσή τους και την αντικατάστασή τους από μονάδες άλλου τύπου. Στη συνέχεια θα παρουσιαστεί μελέτη και σύγκριση δύο νέων μονάδων στην περίπτωση που δεν υπάρχει καμία εγκατεστημένη στο σύστημα και θεωρείται απαραίτητο μέχρι το τελευταίο έτος μελέτης να έχει κατασκευαστεί μία από τις δύο.

Οι δύο μονάδες που θα συγκριθούν θα είναι οι ατμοηλεκτρικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με λιγνίτη και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, όπως προηγουμένως. Τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των μονάδων είναι τα ίδια με προηγουμένως και παρουσιάζονται συνοπτικά στον παρακάτω πίνακα [Πίνακας 3].

Πίνακας 3: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων παραγωγής

	Μονάδες λιγνίτη	Μονάδες φυσικού αερίου
Δυναμικότητα [kW]	4000	4000
Διαθέσιμες ώρες [h]	6600	7500
Βαθμός απόδοσης	33%	55%
Οικονομική διάρκεια [έτη]	30	20
Κόστος κεφαλαίου [€/KW]	1650	550
Κόστος O&M [€/KW]	40	20
Συντελεστής εκπομπών CO₂ [tn CO₂/MWh]	0.3612	0.1978
Διαθεσιμότητα καυσίμου [TWh]	75	70

Θα πραγματοποιηθεί μελέτη για 20 έτη με έτος εκκίνησης το 2015 και τελευταίο έτος το 2035. Το επιτόκιο αναγωγής θεωρείται σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης και ίσο με 10%.

Το κόστος διοξειδίου του άνθρακα ανέρχεται σε 5 €/τη CO₂ που εκπέμπεται από τη μονάδα και έχει ετήσιο ρυθμό αύξησης 15%. Το κόστος του λιγνίτη είναι 10.56 €/ MWh καυσίμου με ετήσιο ρυθμό αύξησης 1%, ενώ για το φυσικό αέριο ανέρχονται σε 36 €/ MWh καυσίμου με ετήσιο ρυθμό αύξησης 2%. Η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται στα 55 €/MWh με ετήσιο ρυθμό αύξησης 1.10%.

Κατά την αξιολόγηση θα θεωρηθούν ως τυχαίες μεταβλητές (παράμετροι) το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα και το κόστος των καυσίμων (λιγνίτη και φυσικό αέριο). Θα εξεταστούν 5 σενάρια για την μεταβολή των τιμών των παραμέτρων αυτών, όπως αναλύθηκαν διεξοδικά παραπάνω. Τα σενάρια που θα μελετηθούν κατ' ουσίαν είναι τα:

- Sc. 1 – CO₂: det, fuel: det
- Sc. 2 – CO₂: EMR, fuel: det
- Sc. 3 – CO₂: EMR, fuel: EMR
- Sc. 4 – CO₂: GBM, fuel: det
- Sc. 5 – CO₂: GBM, fuel: GBM

Σύμφωνα με τα σενάρια αυτά, θα πραγματοποιηθούν πέντε μελέτες για τις δύο νέες επενδύσεις με τη διαδικασία αξιολόγησης επενδύσεων μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης.

Κατά τη διαδικασία αυτή, θα γίνει μια μεταβολή στον τρόπο αξιολόγησης. Δεδομένου ότι τώρα καμία μονάδα δεν προϋπάρχει, στο τελευταίο έτος θα γίνει αξιολόγηση ποια μονάδα είναι πιο συμφέρουσα. Για τον εντοπισμό της μονάδας αυτής, θα γίνει σύγκριση των αναμενόμενων χρηματορικών αφαιρώντας από αυτές το αντίστοιχο κόστος κεφαλαίου κάθε μονάδας ανηγμένο σε ετήσια βάση. Έτσι, τώρα θα γίνεται αξιολόγηση με την διαφορά μεταξύ των δύο κεφαλαιουχικών εξόδων. Θα θεωρηθεί για λόγους ομοιομορφίας ως base scenario η επένδυση σε λιγνιτικές μονάδες και ως test scenario η επένδυση σε μονάδες φυσικού αερίου. Εάν θεωρηθεί το συνολικό κόστος κεφαλαίου των λιγνιτικών μονάδων ως K_{BS} και το ετήσια ανηγμένο κόστος τους ως $K_{BS,t}$, ενώ αντίστοιχα K_{TS} το κόστος κεφαλαίου των μονάδων φυσικού αερίου και το ετήσια ανηγμένο κόστος τους ως $K_{TS,t}$, τότε:

Σε κάθε έτος η βέλτιστη επιλογή δίνεται από τη σχέση:

$$V_t^* = \max\{CF_{TS} + K_{BS,t}, CF_{BS} + K_{TS,t}\}$$

Εν τέλει, για να αξιολογηθεί η πραγματοποίηση ποιας επένδυσης συμφέρει στο έτος t, θα μεταβληθούν οι συνθήκες ως εξής:

Θα πραγματοποιηθεί η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου στο έτος t εάν:

$$V_{ex,t} - V_{cont,t} > \Delta K_t$$

Ενώ θα πραγματοποιηθεί η επένδυση σε λιγνιτικές μονάδες εάν:

$$V_{ex,t} - V_{cont,t} \leq \Delta K_t$$

Όπου $\Delta K_t = K_{TS,t} - K_{BS,t}$

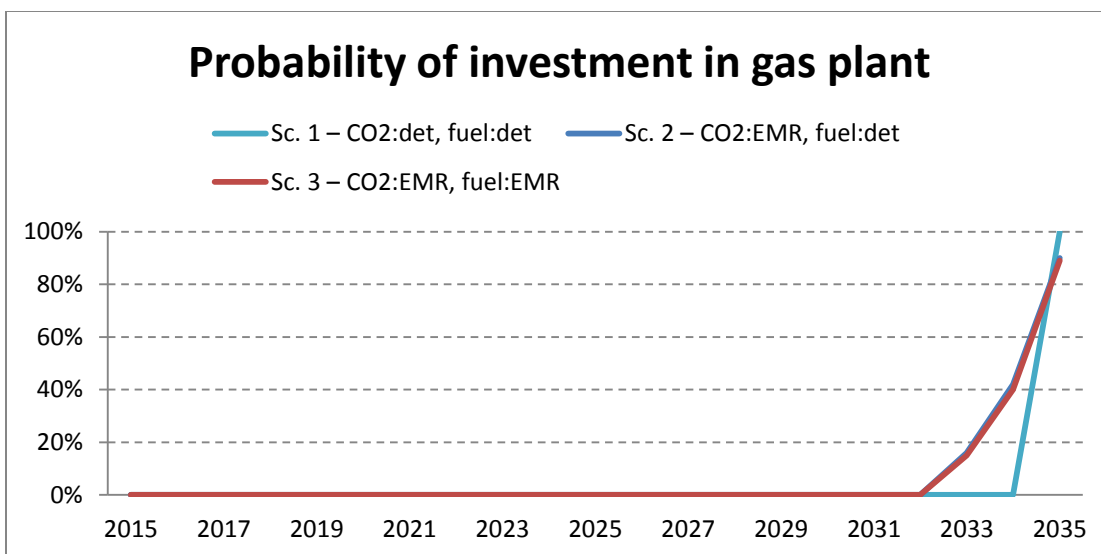
Μέσα από την αξιολόγηση αυτή θα βρεθεί ποιο έτος ουσιαστικά δεν είναι προσοδοφόρο να πραγματοποιηθούν νέες επενδύσεις στις μονάδες που προέκυψαν λιγότερο κερδοφόρες το τελευταίο έτος μελέτης.

5.2.2. Αποτελέσματα

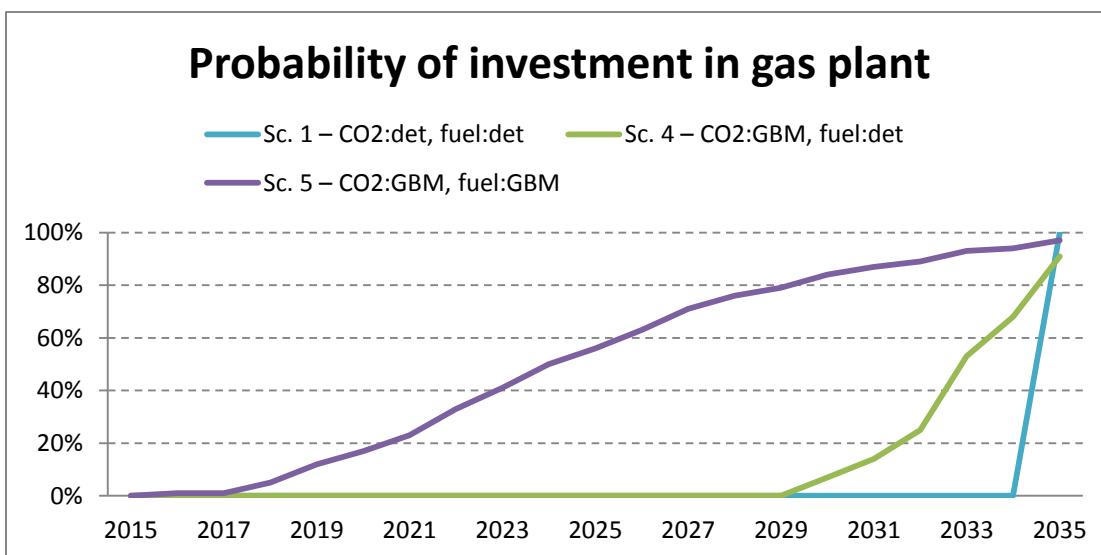
Από την αξιολόγηση αυτή προέκυψαν τα παρακάτω αποτελέσματα [Πίνακας 4, Εικόνα 8, Εικόνα 9]. Το τελευταίο έτος είναι πιο συμφέρουσες οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου οπότε βρίσκεται το πιο σύντομο έτος σε εμάς όπου παραμένουν συμφέρουσες οι μονάδες αυτές. Σε όλα τα σενάρια οι λιγνιτικές μονάδες είναι αυτές που είναι πιο προσοδοφόρες το έτος εκκίνησης.

Πίνακας 4: Αποτελέσματα σύγκρισης των δύο επενδύσεων συνοδευόμενα από το ποσοστό που προέκυψε πως είναι συμφέρουσα η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου

t	Sc. 1–CO2:det, fuel:det	Sc. 2 – CO2:EMR, fuel:det		Sc. 3 – CO2:EMR, fuel:EMR		Sc. 4 – CO2:GBM, fuel:det		Sc. 5 – CO2:GBM, fuel:GBM	
		Decision	P	Decision	P	Decision	P	Decision	P
2015	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2016	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	1.00%
2017	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	1.00%
2018	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	5.00%
2019	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	12.00%
2020	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	17.00%
2021	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	23.00%
2022	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	33.00%
2023	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	41.00%
2024	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	50.00%
2025	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	56.00%
2026	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	63.00%
2027	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	71.00%
2028	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	76.00%
2029	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	79.00%
2030	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	7.00%	Gas	84.00%
2031	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	14.00%	Gas	87.00%
2032	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	25.00%	Gas	89.00%
2033	Lignite	Gas	16.00%	Gas	15.00%	Gas	53.00%	Gas	93.00%
2034	Lignite	Gas	42.00%	Gas	40.00%	Gas	68.00%	Gas	94.00%
2035	Gas	Gas	90.00%	Gas	89.00%	Gas	91.00%	Gas	97.00%



Εικόνα 8: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR)



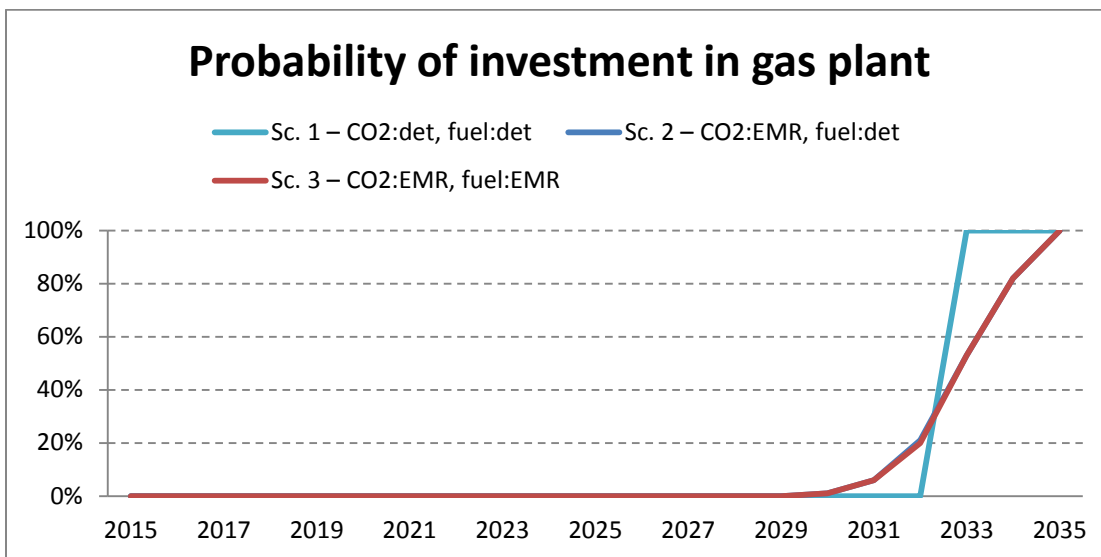
Εικόνα 9: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM)

5.2.3. Εναλλακτικό σενάριο

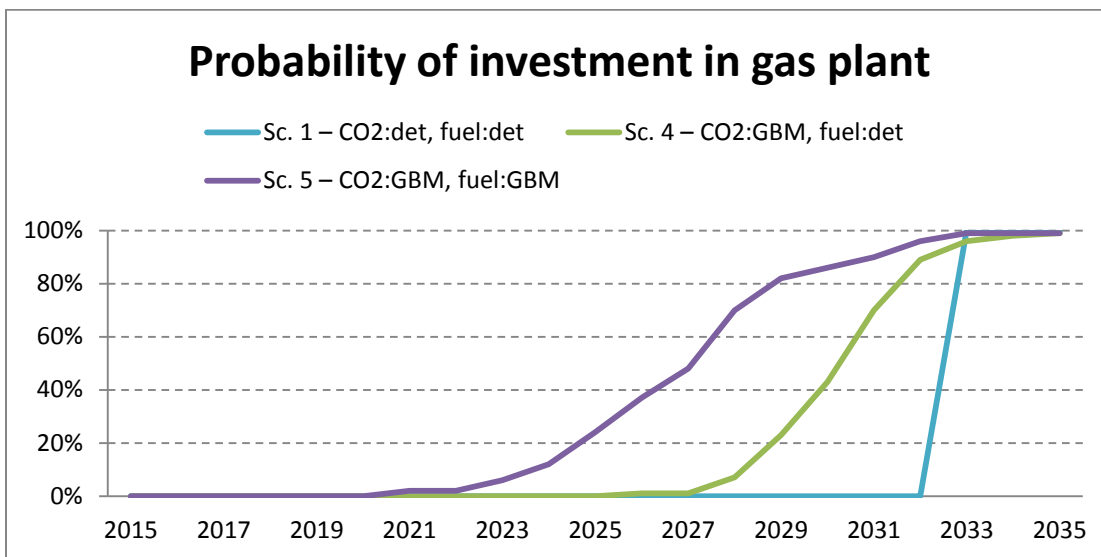
Με παρόμοιο τρόπο όπως και πριν θα πραγματοποιηθεί αξιολόγηση της συνεισφοράς της τιμής του διοξειδίου του άνθρακα στην επιλογή της μονάδας που θα είναι πιο συμφέρουσα. Στο σενάριο αυτό, θεωρείται η τιμή του CO2 το 2015 5 €/tn CO2 όπως και πριν αλλά με ετήσια αύξηση 18% έναντι 15% που είχε πριν. Τότε ύστερα από τη δειγματοληψία προκύπτουν τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα [Πίνακας 5] και στα διαγράμματα: [Εικόνα 10, Εικόνα 11]

Πίνακας 5: Αποτελέσματα σύγκρισης των δύο επενδύσεων συνοδευόμενα από το ποσοστό που προέκυψε πως είναι συμφέρουσα η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου - εναλλακτικό σενάριο

t	Sc. 1–CO2:det, fuel:det	Sc. 2 – CO2:EMR, fuel:det		Sc. 3 – CO2:EMR, fuel:EMR		Sc. 4 – CO2:GBM, fuel:det		Sc. 5 – CO2:GBM, fuel:GBM	
		Decision	P	Decision	P	Decision	P	Decision	P
2015	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2016	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2017	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2018	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2019	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2020	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%
2021	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	2.00%
2022	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	2.00%
2023	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	6.00%
2024	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	12.00%
2025	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	24.00%
2026	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	1.00%	Gas	37.00%
2027	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	1.00%	Gas	48.00%
2028	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	7.00%	Gas	70.00%
2029	Lignite	Lignite	0.00%	Lignite	0.00%	Gas	23.00%	Gas	82.00%
2030	Lignite	Gas	1.00%	Gas	1.00%	Gas	43.00%	Gas	86.00%
2031	Lignite	Gas	6.00%	Gas	6.00%	Gas	70.00%	Gas	90.00%
2032	Lignite	Gas	21.00%	Gas	20.00%	Gas	89.00%	Gas	96.00%
2033	Gas	Gas	53.00%	Gas	53.00%	Gas	96.00%	Gas	99.00%
2034	Gas	Gas	82.00%	Gas	82.00%	Gas	98.00%	Gas	99.00%
2035	Gas	Gas	100.00%	Gas	100.00%	Gas	99.00%	Gas	99.00%



Εικόνα 10: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,2 και 3 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det, Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR) – εναλλακτικό σενάριο



Εικόνα 11: Ποσοστό λήψης απόφασης για επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για τα σενάρια 1,4 και 5 (Sc. 1 – CO2: det, fuel: det, Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det, Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM) – εναλλακτικό σενάριο

Όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα και από τον πίνακα, όταν οι τιμές του διοξειδίου του άνθρακα έχουν μεγαλύτερη ετήσια αύξηση, τότε αυξάνονται αρκετά τα ποσοστά όπου η αντικατάσταση των μονάδων θα είναι επικερδής. Αυτό συμβαίνει διότι, όπως εξηγήθηκε το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα είναι αρκετά μεγαλύτερο στις λιγνιτικές μονάδες από τις μονάδες φυσικού αερίου, οπότε σε μεγαλύτερες τιμές CO2 συμφέρει η επένδυση σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου και όχι σε λιγνιτικές.

6. Βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία ηλεκτρικού συστήματος παραγωγής – Εφαρμογή για το ελληνικό σύστημα στην περίοδο 2015 – 2030

6.1. Καταγραφή δεδομένων

6.1.1. Μονάδες παραγωγής ενέργειας

Θα προσομοιωθεί το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας και θα μελετηθεί η ανάπτυξη και η λειτουργία του σε βάθος χρόνου 15 ετών. Έτσι, θεωρούμε ως έτος εκκίνησης της μελέτης το έτος 2015 και θα μελετηθεί η βέλτιστη ανάπτυξή του έως το 2030 με βήματα χρόνου των 5 ετών. Θεωρούνται διαθέσιμες πέντε είδη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας: υδροηλεκτρικές μονάδες, ατμοηλεκτρικές μονάδες με λιγνίτη, μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, αιολικές μονάδες και μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Για τις υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύει πως το 2015 η αρχική ικανότητά τους είναι 3400 MW, με ετήσια μέγιστη παραγωγή τις 4500 GWh και μέγιστες ώρες λειτουργίας 1500 ώρες. Έγινε η υπόθεση ότι οι υπάρχουσες μονάδες έχουν κόστος επένδυσης 1850 €/KW εγκατεστημένο και ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 10 €/KW. Οι επενδύσεις που μπορούν να γίνουν σε υδροηλεκτρικές μονάδες θα έχουν διάρκεια ζωής 40 έτη, κόστος κεφαλαίου 2500 €/KW εγκατεστημένο ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης θα είναι το ίδιο (10 €/KW) ετησίως. Σημειώνεται ότι το κόστος επένδυσης για τις υπάρχουσες μονάδες δεν επηρεάζει τη βελτιστοποίηση της ανάπτυξης του συστήματος. Το εν λόγω κόστος λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό του ιστορικού – λογιστικού κόστους για να συνεκτιμηθεί και η απόσβεση καθώς και η εξυπηρέτηση κεφαλαίου των επενδύσεων που έχουν γίνει στις υπάρχουσες μονάδες.

Οι λιγνιτικοί σταθμοί παραγωγής που υπάρχουν το 2015 έχουν μέγιστη δυναμικότητα 4000 MW με μέγιστες ώρες λειτουργίας 6600, όμως γνωρίζουμε πως θα αποσυρθούν σταθμοί συνολικής παραγωγής 1100 MW το 2020, σταθμοί συνολικής παραγωγής 500 MW το 2025, ενώ οι εναπομείναντες θα μπορούν να λειτουργήσουν μέχρι 4000 ώρες το 2030. Οι μονάδες αυτές έχουν βαθμό απόδοσης 0.33, κόστος κεφαλαίου 1350 €/KW και κόστος συντήρησης και λειτουργίας 40 €/KW ετησίως. Οι επενδύσεις σε λιγνιτικούς σταθμούς παραγωγής θα έχουν διάρκεια ζωής 30 έτη, κόστος κεφαλαίου 1650 €/KW και βαθμό απόδοσης 0.37. Οι ετήσιες ώρες λειτουργίας και το κόστος συντήρησης θα είναι τα ίδια με τις αρχικές. Στις λιγνιτικές μονάδες έχουμε περιορισμό τεχνικού ελαχίστου 30%, δηλαδή η ωριαία παραγωγή σε

οποιαδήποτε χρονική στιγμή δεν μπορεί να είναι μικρότερη από το 30% της εγκατεστημένης ισχύος. Η ετήσια διαθέσιμη ποσότητα λιγνίτη είναι 75 TWh.

Το 2015 υπάρχουν μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο δυναμικότητας 4000 MW, ετήσιες διαθέσιμες ώρες λειτουργίας 7500 και βαθμό απόδοσης 0.53. Το κόστος κεφαλαίου διαμορφώνεται στα 750 €/KW-έτος και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης στα 20 €/KW-έτος. Η οικονομική διάρκεια των μονάδων είναι 20 έτη. Οι νέες μονάδες που μπορούν να κατασκευαστούν θα έχουν βαθμό απόδοσης 0.57, κόστος κεφαλαίου 550 €/KW ετησίως. Τα υπόλοιπα μεγέθη θα είναι τα ίδια. Η ετήσια διαθέσιμη ποσότητα φυσικού αερίου είναι 70 TWh.

Οι αιολικές μονάδες που προϋπάρχουν έχουν μέγιστη διαθεσιμότητα 1880 MW, 2200 διαθέσιμες ώρες λειτουργίας, 1000 €/KW ετησίως κόστος κεφαλαίου και 5 €/KW-έτος κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Η οικονομική διάρκεια των μονάδων είναι 15 έτη. Οι νέες μονάδες θα έχουν τα ίδια χαρακτηριστικά με τις προϋπάρχουσες. Οι επενδύσεις σε αιολικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορούν να υπερβούν τα 1000 MW το 2020 και το 2025 και τα 2000 MW το 2030.

Τέλος, υπάρχει διαθέσιμη μια μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, η οποία όμως δίνει υποχρεωτική έγχυση ισχύος 180 MW για 8750 ώρες, δηλαδή δίνει 180 MW στην βαθμίδα χαμηλής και μεσαίας ζήτησης και την εναπομένουσα ενέργεια στη βαθμίδα υψηλής ζήτησης. Για την μονάδα αυτή τα χαρακτηριστικά είναι ίδια με τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου

Τα δεδομένα των μονάδων παρουσιάζονται συνοπτικά στον παρακάτω πίνακα [Πίνακας 6].

Πίνακας 6: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

	Fuel boundaries		Efficiency		Cap costs		Initial capacities	Life	Opcosts	Operational hours
	2015	2020-2030	2015	2020-2030	2015	2020-2030				
	[MWh]				[euros per MW]		[MW]	[years]	[euros per MW]	
hydro	4500000	4500000	1	1	1850000	2500000	3400	40	10000	1500
lignite	75000000	75000000	0.33	0.37	1350000	1650000	4000	30	40000	6600
gas-t	70000000	70000000	0.53	0.55	750000	550000	4000	20	20000	7500
wind-t			1	1	1000000	1000000	1880	15	5000	2200
chp	70000000	70000000	0.53	0.55	750000	550000	180	20	20000	8750

Υπάρχει δυνατότητα εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι 500 MW και κατά ετήσιο μέγιστο τις 1500 GWh. Το κόστος των εισαγωγών κλιμακώνεται ως εξής: μέχρι 100 MW σε τιμή 35 Euro/MWh και στη συνέχεια για κάθε πρόσθετα 100 MW η τιμή προσαυξάνεται κατά 40% από το επίπεδο τιμής για τα προηγούμενα 100 MW. Σε περίπτωση αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης είναι δυνατόν να γίνουν περικοπές φορτίου με κόστος 500 Ευρώ τη MWh.

Κάθε μονάδα επιβαρύνει το κόστος αγοράς του καυσίμου που χρειάζεται, το κόστος των δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα που ελευθερώνεται κατά την παραγωγή, το μεταβλητό κόστος λειτουργίας καθώς και το κόστος κεφαλαίου της.

Το κόστος του λιγνίτη το 2015 είναι 10.56 Ευρώ η MWh καυσίμου και παρουσιάζει ετήσια αύξηση 1%. Το κόστος καυσίμου για το φυσικό αέριο είναι 36 Ευρώ η MWh καυσίμου, το οποίο αυξάνει 2% το χρόνο. Επίσης, το κόστος εκπομπών είναι 5 ευρώ ανά τόνο διοξειδίου του άνθρακα που εκπέμπεται με ετήσια αύξηση 15%. Οι συντελεστές εκπομπών των καυσίμων είναι: 0,3612 tn CO₂/MWh λιγνίτη και 0,1978 tn CO₂/MWh φυσικού αερίου και οι οποίοι υπολογίστηκαν με βάση τον μέσο όρο των βαθμών απόδοσης των μονάδων που υπάρχουν τώρα στην Ελλάδα.

Τέλος, λαμβάνεται το επιτόκιο αναγωγής ίσο με 10%, σταθερό στο χρόνο.

6.1.2. Ζήτηση φορτίου

Για την εύρεση της ζήτησης φορτίου το 2015 καθώς και πώς αυτή διαμορφώνεται σε βάθος χρόνου χρησιμοποιήσαμε μοντέλο που έχει ήδη αναπτυχθεί στο εργαστήριο και μας παρέχει τη ζήτηση το 2015, το 2020 και το 2024. Με επέκταση του μοντέλου υπολογίσαμε την ζήτηση για το 2025 και το 2030.

Το μοντέλο υπολογίζει την συνολική ζητούμενη ενέργεια και αντίστοιχα τις ζητούμενες ισχείς ανά ώρα. Αφαιρέθηκαν από αυτές οι αντίστοιχες παραγωγές ισχύος και ενέργειας που θα υπάρχουν λόγω των φωτοβολταϊκών μονάδων κι έτσι προκύπτει η ζήτηση που θα πρέπει να καλύψουν οι υπόλοιπες μονάδες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο. [Πίνακας 7]

Πίνακας 7: Διαμόρφωση συνολικής ζητούμενης ενέργειας και αιχμής

	2015	2020	2025	2030
Peak [MW]	8,780	9,636	10,351	10,919
Total Demand [GWh]	46,952	51,167	54,305	56,894

Σύμφωνα με αυτό, για το 2015 η ζητούμενη ενέργεια θα είναι 46,952 GWh με αιχμή τα 8780 MW. Το μοντέλο αυτό έδινε την διαμόρφωση της ζητούμενης ποσότητας κατά ώρα. Έγινε

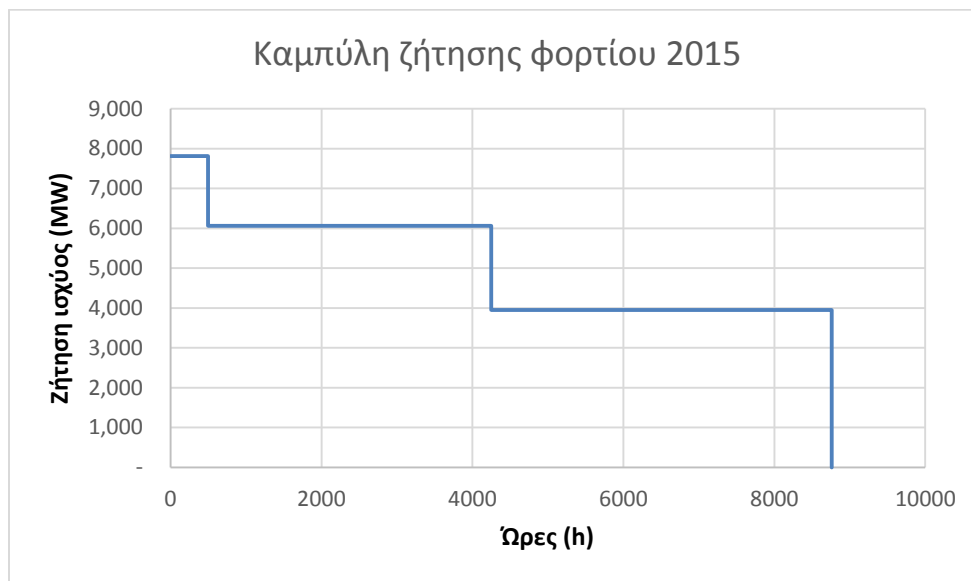
προσαρμογή της ζήτησης σε καμπύλη ζήτησης φορτίου τριών βαθμίδων (υψηλής, μεσαίας και χαμηλής). Επιλέχθηκαν τα επίπεδα αυτά να έχουν ισχύ που αντιστοιχεί στο 89%, 69% και 45% της αιχμής αντίστοιχα. Για να βρεθούν οι ώρες υψηλής ζήτησης υπολογίστηκε το πλήθος ωρών των οποίων η ζήτηση είναι μεγαλύτερη του 82% της ισχύος αιχμής. Έτσι με δεδομένες τις ώρες υψηλής ζήτησης υπολογίστηκαν οι ώρες των άλλων βαθμίδων.

Γνωρίζοντας λοιπόν όλα τα δεδομένα βρίσκονται οι ώρες που αντιστοιχούν στο επίπεδο χαμηλής ζήτησης άρα και τις υπολειπόμενες ώρες (ώρες μεσαίας ζήτησης).

Με τον τρόπο αυτό η ζήτηση του 2015 προκύπτει όπως παρουσιάζεται στον Πίνακας 8 και η καμπύλη ζήτησης φορτίου παρουσιάζεται στην Εικόνα 12.

Πίνακας 8: Ζήτηση έτους 2015

	hours	MW
High	494	7814
Medium	4952	6058
Low	3314	3951

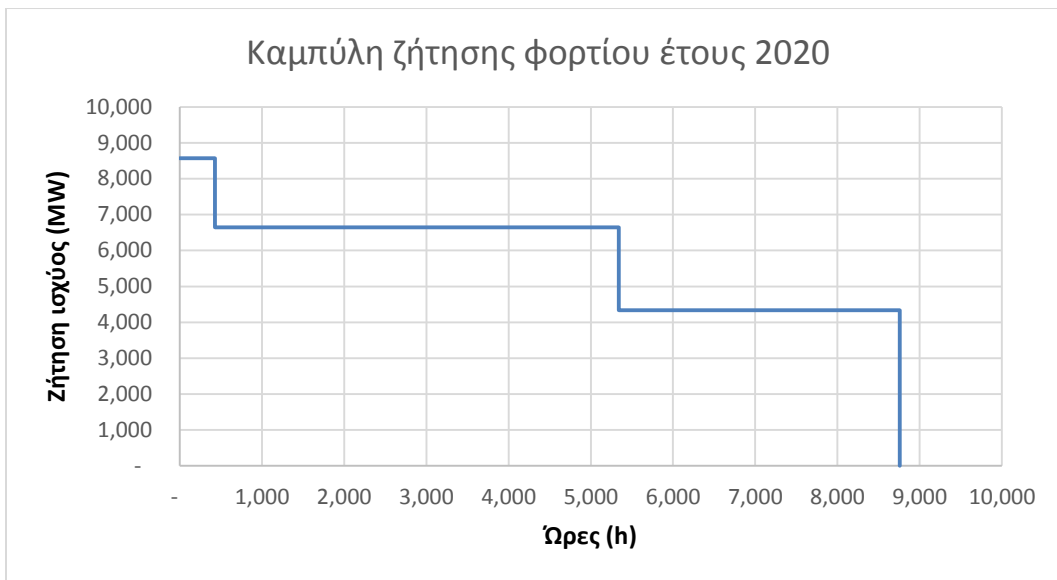


Εικόνα 12: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2015

Διατηρώντας τα ποσοστά σταθερά υπολογίστηκε η ζήτηση και οι αντίστοιχες καμπύλες ζήτησης για τα επόμενα έτη. [Εικόνα 13, Εικόνα 14, Εικόνα 15] [Πίνακας 9, Πίνακας 10, Πίνακας 11]

Πίνακας 9: Ζήτηση έτους 2020

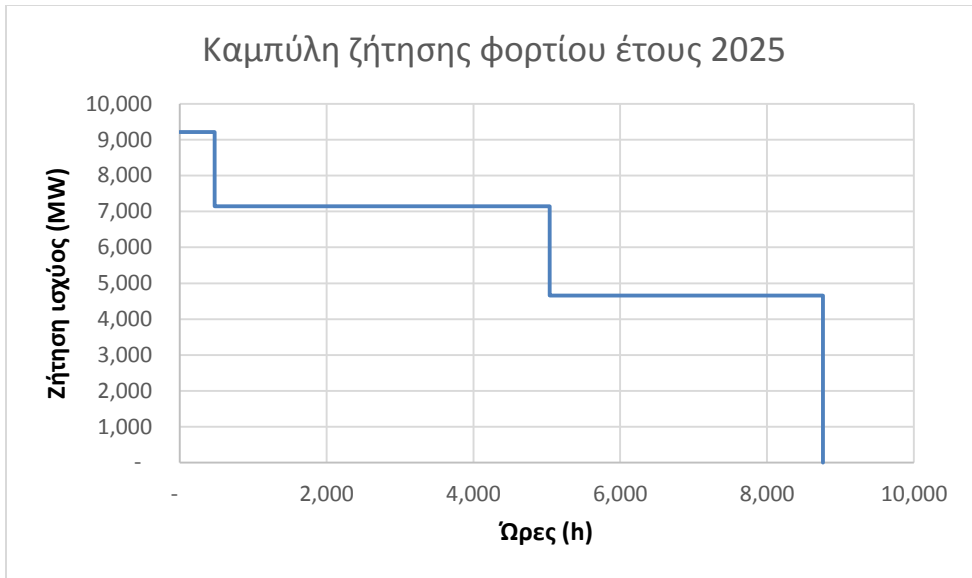
	hours	MW
High	429	8576
Medium	4913	6649
Low	3418	4336



Εικόνα 13: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2020

Πίνακας 10: Ζήτηση έτους 2025

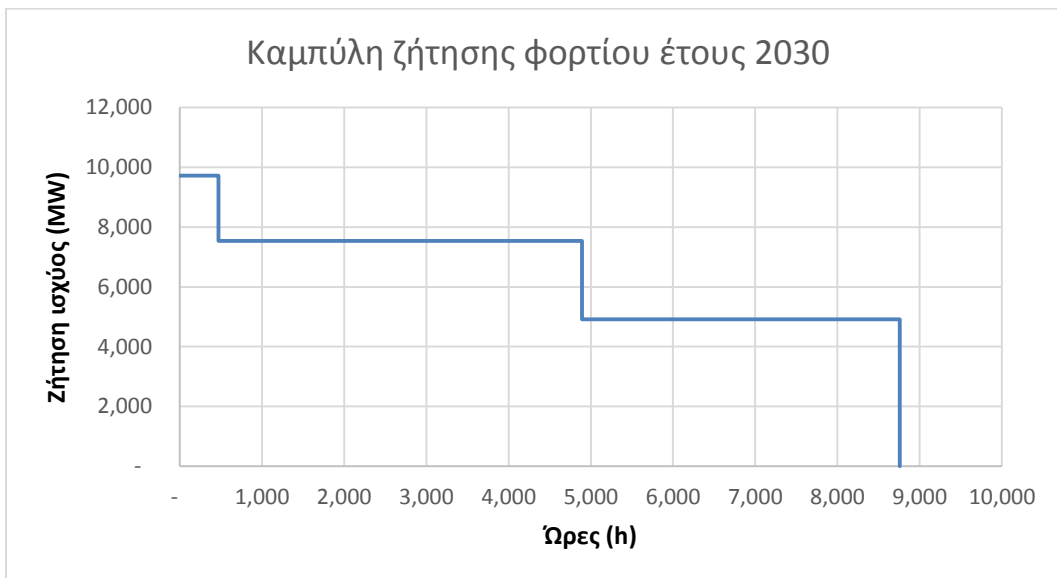
	hours	MW
High	477	9212
Medium	4561	7142
Low	3722	4658



Εικόνα 14: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2025

Πίνακας 11: Ζήτηση έτους 2030

	hours	MW
High	471	9718
Medium	4423	7534
Low	3866	4913



Εικόνα 15: Καμπύλη ζήτησης φορτίου 2030

6.1.3. Περιορισμοί συστήματος όπως προκύπτουν από την αξιολόγηση μέσω επενδυτικών δικαιωμάτων προαίρεσης

Σε προηγούμενο κεφάλαιο αξιολογήθηκε η αντικατάσταση των ήδη εγκατεστημένων μονάδων λιγνίτη από μονάδες συνδυασμένου κύκλου, καθώς και πραγματοποιήθηκε σύγκριση των δύο αυτών μονάδων στην περίπτωση καμία δεν προϋπάρχει και εξετάζεται η επένδυση σε μία εκ των δύο. Τα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν σε πίνακες και διαγράμματα με τα αποτελέσματα σε συνδυασμό με την αντίστοιχη πιθανότητα. Για τη λήψη απόφασης είναι απαραίτητος ο καθορισμός ενός και μόνο αποτελέσματος σε κάθε έτος. Ως επικρατούσα τιμή αποτελέσματος θα θεωρηθεί αυτή που έχει πιθανότητα εμφάνισης μεγαλύτερο ή ίσο του 85%.

6.1.3.1. Αρχικό σενάριο αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων

Όπως εξηγήθηκε, για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων, θεωρούνται «αποδεκτές επιλογές» αυτές που έχουν ποσοστό εμφάνισης μεγαλύτερο ή ίσο του 85%. Έτσι προκύπτει ο παρακάτω πίνακας τελικών αποτελεσμάτων για τα πέντε διαφορετικά σενάρια [Πίνακας 12]. Για τα έτη τα οποία προκύπτει πως είναι περισσότερο συμφέρουσα η αντικατάσταση των μονάδων, θα προστεθεί στην προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ένας περιορισμός όπου θα δείχνει τα έτη στα οποία η παραγωγή από τις προϋπάρχουσες λιγνιτικές μονάδες δεν είναι προσοδοφόρα, ουσιαστικά τα έτη στα οποία θα έχουμε απόσυρση των μονάδων και άρα θα πρέπει η παραγωγή τους να είναι μηδενική.

Πίνακας 12: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου

t	Sc. 1 – CO2: det, fuel: det	Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det	Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR	Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det	Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM
2015	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2016	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2017	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2018	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2019	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2020	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2021	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2022	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2023	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2024	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2025	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2026	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2027	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2028	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute

2029	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2030	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2031	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2032	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2033	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2034	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2035	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute

Ακολουθώντας τον κανόνα αυτόν, τα αποτελέσματα προκύπτουν σε όλες τις περιπτώσεις τα ίδια δηλαδή πως η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα κανένα εξεταζόμενο έτος. Αυτό σημαίνει πως σε κανένα έτος δεν είναι συμφέρουσα η απόσυρση των αρχικών μονάδων λιγνίτη, οπότε για την περίπτωση αυτή δεν προστίθεται κανένας περιορισμός στο σύστημα.

6.1.3.2.Εναλλακτικό σενάριο αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων – αύξηση CO2

Στον ακόλουθο πίνακα [Πίνακας 13] παρουσιάζονται οι τελικές αποφάσεις.

Πίνακας 13: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου–εναλλακτικό σενάριο

t	Sc. 1 – CO2: det, fuel: det	Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det	Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR	Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det	Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM
2015	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2016	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2017	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2018	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2019	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2020	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2021	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2022	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2023	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2024	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2025	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2026	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2027	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2028	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute

2029	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2030	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2031	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute
2032	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Execute
2033	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Execute	Execute
2034	Don't execute	Don't execute	Don't execute	Execute	Execute
2035	Execute	Don't execute	Don't execute	Execute	Execute

Παρόλο που σε κάποια έτη (από το 2032 και μεταγενέστερα) προκύπτει η αντικατάσταση των αρχικών μονάδων, εντούτοις στο σύστημα δεν προστίθεται κανένας περιορισμός διότι μελετώνται τα έτη 2015 – 2030.

6.1.3.3. Αρχικό σενάριο αξιολόγησης νέων επενδύσεων

Κατά την αξιολόγηση των δύο νέων επενδύσεων, προκύπτει ο Πίνακας 14 με τα αποτελέσματα.

Πίνακας 14: Αποτελέσματα από την αξιολόγηση νέων επενδύσεων σε θερμικές μονάδες

t	Sc. 1 – CO2: det, fuel: det	Sc. 2 – CO2: EMR, fuel: det	Sc. 3 – CO2: EMR, fuel: EMR	Sc. 4 – CO2: GBM, fuel: det	Sc. 5 – CO2: GBM, fuel: GBM
2015	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2016	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2017	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2018	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2019	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2020	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2021	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2022	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2023	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2024	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2025	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2026	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2027	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2028	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2029	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2030	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite

2031	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2032	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2033	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2034	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2035	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, μέσα από την αξιολόγηση αυτή θα βρεθεί ποιο έτος ουσιαστικά δεν είναι προσοδοφόρο να πραγματοποιηθούν νέες επενδύσεις στις μονάδες που προέκυψαν λιγότερο κερδοφόρες το τελευταίο έτος μελέτης (λιγνιτικές). Θα βρεθεί δηλαδή, ποιο έτος και μετά δεν είναι επιθυμητές οι νέες επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες. Ωστόσο, τα έτη που προκύπτει πως δεν είναι πλέον κερδοφόρα η επένδυση σε λιγνιτικές μονάδες είναι μεταγενέστερα των ετών μελέτης του ενεργειακού συστήματος, οπότε δεν θα προστεθεί επιπλέον περιορισμός.

6.1.3.4. Εναλλακτικό σενάριο αξιολόγησης νέων επενδύσεων – αύξηση CO2

Στον ακόλουθο πίνακα [Πίνακας 15] παρουσιάζονται οι τελικές αποφάσεις.

Πίνακας 15: Αποτελέσματα αξιολόγησης αντικατάστασης λιγνιτικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου–εναλλακτικό σενάριο

t	Sc. 1 – CO2:det, fuel:det	Sc. 2 – CO2:EMR, fuel:det	Sc. 3 – CO2:EMR, fuel:EMR	Sc. 4 – CO2:GBM, fuel:det	Sc. 5 – CO2:GBM, fuel:GBM
2015	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2016	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2017	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2018	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2019	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2020	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2021	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2022	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2023	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2024	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2025	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2026	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2027	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2028	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite

2029	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
2030	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2031	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite	Gas
2032	Lignite	Lignite	Lignite	Gas	Gas
2033	Gas	Lignite	Lignite	Gas	Gas
2034	Gas	Lignite	Lignite	Gas	Gas
2035	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas

Όπως παρουσιάζεται στον πίνακα, στο σενάριο 5 , θα χρειαστεί να προστεθεί ένας περιορισμός ώστε το σύστημα να μην επιτρέπει να πραγματοποιηθούν νέες επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με λιγνίτη.

6.2. Μεθοδολογία

Παρακάτω αναλύεται η μεθοδολογία που θα ακολουθηθεί για την βέλτιστη ανάπτυξη του συστήματος αυτού και τη μοντελοποίησή του στο προγραμματιστικό περιβάλλον GAMS. Ο κύριος σκοπός είναι η ελαχιστοποίηση των συνολικών παραμέτρων κόστους που θα προκύψουν. Για ομοιομορφία και για ευκολία στους υπολογισμούς όλα τα μεγέθη που αφορούν σε ισχύ είναι σε MW, τα μεγέθη που αφορούν σε ενέργεια είναι σε MWh (σημειώνεται εδώ πως σε κάποιες περιπτώσεις που χρειάζεται διευκρίνηση τα ποσά ενέργειας που αφορούν σε ενέργεια καυσίμου γράφονται ως MWhf ενώ τα ποσά ενέργειας που αφορούν σε παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ως MWh), τα μεγέθη που αφορούν σε χρηματικές μονάδες είναι σε ευρώ (euros - €), ως μονάδα χρόνου χρησιμοποιείται η ώρα (h) και ως μονάδα μέτρησης της ποσότητας των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα χρησιμοποιείται ο τόνος (tn CO₂).

Αρχικά υπολογίζονται όλες οι απαραίτητες παράμετροι οι οποίες μπορούν να υπολογιστούν ανεξάρτητα εξ αρχής. Γίνεται ο υπολογισμός για τα διάφορα κόστη δεδομένου ότι είναι γνωστό την αρχική τιμή τους και την ετήσια αύξησή τους οπότε τώρα θεωρούνται δεδομένες και γνωστές οι τιμές των καυσίμων και του διοξειδίου του άνθρακα για όλα τα έτη. Ομοίως, υπολογίζονται οι τιμές των εισαγωγών για κάθε 100MW.

Ως αρχικές επενδύσεις το έτος βάσης ορίζονται οι αρχικές μονάδες που προϋπήρχαν, ενώ για τα επόμενα έτη το μοντέλο θα καθορίσει τις επενδύσεις που θα χρειαστεί να πραγματοποιηθούν. Οι μεταβλητές αυτές θα υπόκεινται σε κάποιους περιορισμούς. Θα πρέπει να ισχύει το ισοζύγιο ενέργειας: για κάθε ώρα σε κάθε επίπεδο ζήτησης και σε κάθε έτος θα πρέπει η παραγωγή ενέργειας, η εισαγόμενη ενέργεια και η περικοπή φορτίου να είναι ίσες με την ζήτηση. Η μορφή της καμπύλης ζήτησης είναι γνωστή. Όμως πέρα από τη βαθμίδα υψηλής

ζήτησης, της οποίας είναι γνωστή η διάρκεια, κάποια στιγμή είναι δυνατό να ζητηθεί μια ακραία μεγάλη τιμή ισχύος (αιχμή – peak), την οποία θα πρέπει το σύστημα να είναι σε θέση να καλύψει, δηλαδή θα πρέπει να «περισσεύει» δυναμικότητα ή να είναι σε θέση να εισάγει ισχύ που θα μπορεί να αξιοποιηθεί για να καλύψει την αιχμή. Η συνολική διαθεσιμότητα των μονάδων καθώς και οι εισαγωγές στο αναφερόμενο έτος θα πρέπει να είναι μεγαλύτερες από την αιχμή της ζήτησης. Ουσιαστικά αποτελεί την εφεδρεία του συστήματος.

Για ευκολία στους υπολογισμούς ορίζεται μία μεταβλητή η οποία μας δείχνει την εγκατεστημένη ισχύ ανά έτος, δηλαδή περιλαμβάνει τις αρχικές εγκατεστημένες ισχείς και τις επενδύσεις που έχουν γίνει έως εκείνο το έτος ανά μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Εν συνεχεία, υπάρχουν κάποιοι περιορισμοί που αφορούν τις τιμές που μπορούν να πάρουν οι μεταβλητές ισχύος. Προφανώς η ωριαία παραγωγή ενός σταθμού παραγωγής δεν μπορεί να ξεπερνά τη δυναμικότητα του σταθμού. Ακόμη, οι ωριαίες εισαγόμενες ποσότητες δεν μπορούν να υπερβούν τα 500 MW.

Όσον αφορά τους περιορισμούς ενέργειας, αυτοί προκύπτουν κυρίως λόγω των περιορισμένων ποσοτήτων καυσίμου ή λόγω των περιορισμένων ωρών λειτουργίας ετησίως. Οι διαθέσιμες ώρες λειτουργίας δείχνουν πόσες ώρες θα δούλευε η μονάδα εάν κάθε ώρα παρείχε τη μέγιστη ισχύ της. Αποτελεί συνεπώς περιορισμό ενέργειας που μπορεί να παρέχει η μονάδα στο σύστημα, δηλαδή η ισχύς που δίνει επί τις αντίστοιχες ώρες που λειτουργεί δεν μπορούν να υπερβαίνουν τη μέγιστη ισχύ της επί τις μέγιστες διαθέσιμες ώρες λειτουργίας. Όσον αφορά στον σταθμό λιγνιτικής παραγωγής, θα υπόκειται σε έναν επιπλέον περιορισμό, επειδή οι διαθέσιμες ώρες λειτουργίας το 2030 της μονάδας που προϋπήρχε το 2015 θα είναι 4000 ώρες.

Περιορισμένη ποσότητα καυσίμου έχουμε στις δύο μονάδες που χρησιμοποιούν με καύσιμο, δηλαδή στις λιγνιτικές και στις μονάδες φυσικού αερίου. Η συνολική ποσότητα καυσίμου που χρειάζεται κάθε μονάδα γνωρίζοντας την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που δίνει βρίσκεται εάν διαιρεθεί η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας της μονάδας (πολλαπλασιασμένη επί τις αντίστοιχες ώρες) με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης δίνει την αναλογία των MWh ηλεκτρικής ενέργειας θα παραχθούν προς τις MWh καυσίμου που θα εισαχθούν στην μονάδα.

Ακόμη, το σύστημα περιλαμβάνει δύο ακόμη περιορισμούς που αφορούν τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να αξιοποιηθεί εισάγοντας ενέργεια και την ενέργεια που είναι γνωστό πως δίνει η μονάδα συμπαραγωγής στο σύστημα.

Τέλος, χρησιμοποιώντας βοηθητικές καταλήξεις του προγραμματιστικού περιβάλλοντος GAMS ορίζονται οι μέγιστες επενδύσεις που μπορούν να γίνουν σε αιολικές μονάδες κάθε έτος που μελετάμε. Ορίζεται ως κατώτερη τιμή της παραγωγής ισχύος των λιγνιτικών μονάδων το γινόμενο του τεχνικού ελαχίστου επί την εγκατεστημένη ισχύ και η παραγωγή που εισέρχεται στα επίπεδα χαμηλής και μεσαίας ζήτησης της μονάδας συμπαραγωγής στα 180 MW.

Με τον τρόπο αυτό έχουν προσδιοριστεί πλήρως οι μεταβλητές παραγωγής, νέων επενδύσεων, εισαγωγών και περικοπών που θα χρησιμοποιηθούν καθώς και τους περιορισμούς που θα πρέπει να καλύπτουν.

Η αντικειμενική συνάρτηση θα υπολογίζει τα συνολικά κόστη που προκύπτουν από τη λειτουργία του συστήματος και η οποία αποτελεί ουσιαστικά το άθροισμα έξι ξεχωριστών κατηγοριών παραμέτρων κόστους. Κάθε μία εξ αυτών υπολογίζει ένα από τα κόστη που επιβαρύνει το σύστημα (κόστος κεφαλαίου, κόστος λειτουργίας μονάδων, κόστος καυσίμων, κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, κόστος εισαγωγών, κόστος περικοπών ισχύος). Για το κόστος κεφαλαίου αξίζει να σημειωθεί πως τα δεδομένα αφορούν σε κόστος ανά KW εγκατεστημένης ισχύος της μονάδας το οποίο θα χρειαστεί να αποπληρώσει συνολικά μία φορά. Ο κόστος αυτό ανάγεται σε ετήσια βάση με τον συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (capital recovery factor –crf) ο οποίος για διάρκεια ζωής της επένδυσης n έτη και επιτόκιο αναγωγής i ορίζεται ως εξής:

$$crf = \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})}$$

ή διατυπωμένος διαφορετικά:

$$crf = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Επιπλέον, στην αντικειμενική συνάρτηση στον υπολογισμό του συνολικού κόστους δίνεται προσοχή στο γεγονός ότι τα ετήσια κόστη που αναφέροντα σε έτη διαφορετικά του έτους βάσης πρέπει να αναχθούν σε αυτό, χρησιμοποιώντας τον συντελεστή αναγωγής (discounted factor – df) ο οποίος όπως έχει αναλυθεί και προηγουμένως ορίζεται ως:

$$df = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Το μοντέλο αποτελεί πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού οπότε γίνεται χρήση solver Ip (linear programming) ελαχιστοποιώντας τα συνολικά κόστη (minimizing costs) που αποτελούν και την αντικειμενική συνάρτηση.

6.3. Αποτελέσματα

Επιλύοντας το μοντέλο με τη βοήθεια του προγράμματος GAMS προκύπτει η βέλτιστη ανάπτυξη του συστήματος. Η αντικειμενική συνάρτηση ισούται με 10,223,288,459 ευρώ. Το μοντέλο υπολογίζει τις τιμές των επενδύσεων [Πίνακας 16], τις συνολικές εγκατεστημένες ισχύες ανά έτος και είδος μονάδας [Πίνακας 17], τις παραγωγές κάθε μονάδας ανάλογα το έτος που χτίστηκε και το έτος που παράγει [Πίνακας 18], ενώ για ευκολία υπολογίζεται η συνολική παραγωγή [Πίνακας 19] και η συνολική ενέργεια που παράγεται από κάθε τύπο μονάδας [Πίνακας 20]. Ακόμη, υπολογίζονται οι συνολικές εισαγόμενες ισχύες [Πίνακας 21] και οι συνολικές περικοπές φορτίου, οι οποίες είναι όλες μηδενικές.

Πίνακας 16: Επενδύσεις μονάδων σε κάθε έτος. Οι επενδύσεις που εμφανίζονται το 2015 είναι οι αρχικές εγκατεστημένες ισχύες των μονάδων. Οι επενδύσεις στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενικές.

Capacity additions [MW]					
	hydro	lignite	gas-t	wind-t	chp
2015	3400	4000	4000	1880	180
2020		992		1000	
2025		584		1000	
2030				2000	

Πίνακας 17: Συνολικές εγκατεστημένες ισχύες σε κάθε έτος.

Total capacity [MW]					
	hydro	lignite	gas-t	wind-t	chp
2015	3400	4000	4000	1880	180
2020	3400	3892	4000	2880	180
2025	3400	3976	4000	3880	180
2030	3400	3976	4000	5880	180

Πίνακας 18: Παραγωγή μονάδων. Η παραγωγή στα κελιά που είναι κενά και στα κελιά που παραλήφθηκαν είναι μηδενική.

Production [MW]					
			high	medium	low
hydro	2015	2015	1558	753	
hydro	2015	2020	1428	791	
hydro	2015	2025	1980	780	
hydro	2015	2030	3400	655	
lignite	2015	2015	4000	2857	2603
lignite	2015	2020	2900	1189	2900
lignite	2015	2025	2400	720	2151
lignite	2015	2030	720	720	720
lignite	2020	2020	992	992	992
lignite	2020	2025	992	992	992
lignite	2020	2030		992	679
lignite	2025	2025	584	584	584
lignite	2025	2030		584	
gas-t	2015	2015		2119	
gas-t	2015	2020		2354	
gas-t	2015	2025		2621	
gas-t	2015	2030	1342	4000	557
wind-t	2015	2015	1880		968
wind-t	2015	2020	1880		64
wind-t	2015	2025	1880	121	
wind-t	2015	2030	1880		1577
wind-t	2020	2020	1000	994	
wind-t	2020	2025	1000	1000	551
wind-t	2020	2030		259	1000
wind-t	2030	2030	2000		
chp	2015	2015	176	180	180
chp	2015	2020	176	180	180
chp	2015	2025	176	180	180
chp	2015	2030	176	180	180

Πίνακας 19: Συνολική παραγωγή μονάδων για κάθε επίπεδο ζήτησης για κάθε έτος t. Η παραγωγή στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενική.

Total production per plant type [MW]					
		2015	2020	2025	2030
hydro	high	1558	1428	1980	3400
hydro	medium	753	791	780	655
lignite	high	4000	3892	3976	720
lignite	medium	2857	2181	2296	2296
lignite	low	2603	3892	3727	1399
gas-t	high				1342
gas-t	medium	2119	2354	2621	4000
gas-t	low				557
wind-t	high	1880	2880	2880	3880
wind-t	medium		994	1121	259
wind-t	low	968	64	551	2577
chp	high	176	176	176	176
chp	medium	180	180	180	180
chp	low	180	180	180	180

Πίνακας 20: Συνολική παραγόμενη ενέργεια από τους διάφορους τύπους μονάδων

Energy output per plant type [GWh]					
	hydro	lignite	gas-t	wind-t	chp
2015	4500	23100	12142	4136	1575
2020	4500	23580	13675	6336	1575
2025	4500	23980	14215	8536	1575
2030	4500	14533	21849	12936	1575

Πίνακας 21: Εισαγωγές

Inputs [MW]				
	2015	2020	2025	2030
high	200	200	200	200
medium	149	149	145	143
low	200	200	200	200

Τα βραχυχρόνια οριακά κόσθη δίνονται μέσα από την μοντελοποίηση του συστήματος στο GAMS κατά την εύρεση της βέλτιστης λειτουργίας και ανάπτυξής του ως δυϊκές τιμές (marginal) των επιπέδων ζήτησης σε κάθε έτος. Οι τιμές αυτές επαληθεύονται αναλυτικά στο κεφάλαιο 6.4 στο οποίο αναλύεται και η χρησιμότητά τους στην κατανόηση του συστήματος.

6.4. Σχολιασμός αποτελεσμάτων – οριακά κόσθη

Μια σημαντική πληροφορία που μπορεί να αντληθεί από το μοντέλο είναι τα οριακά βραχυχρόνια κόσθη της καμπύλης ζήτησης. Δεδομένου ότι η καμπύλη ζήτησης αποτελείται από τρεις βαθμίδες, για την καμπύλη ζήτησης θα βρεθούν τρία διαφορετικά οριακά κόσθη, ένα για κάθε μία της βαθμίδα. Όμως υπάρχουν συνολικά τέσσερις διαφορετικές καμπύλες ζήτησης, μία για κάθε έτος που μελετάται, οπότε συνολικά θα βρεθούν δώδεκα οριακά κόσθη. Το οριακό κόστος παρουσιάζει εάν η ζήτηση σε κάποιο επίπεδο αυξηθεί κατά πολύ λίγο, τι επίπτωση θα έχει αυτό στην αντικειμενική συνάρτηση, δηλαδή στα συνολικά κόσθη.

Όταν σε κάποια βαθμίδα ζητηθεί μεγαλύτερη ποσότητα, τότε για να βρεθεί ποια μονάδα θα δώσει την επιπλέον ποσότητα χρειάζεται να πληρούνται δύο προϋποθέσεις. Η πρώτη αφορά το γεγονός πως θα πρέπει η μονάδα να έχει τη δυνατότητα να παράξει παραπάνω. Αυτό σημαίνει, να μην έχει φτάσει στη μέγιστη δυνατή δυναμικότητά της εκείνη την στιγμή, να μην έχει εξαντλήσει το διαθέσιμο καύσιμο που έχει και να μην έχει καλύψει τον περιορισμό ενέργειας που μπορεί να δώσει ετησίως (ή τις συνολικές διαθέσιμες ώρες που μπορεί να δουλέψει). Αφού αποκλειστούν οι μονάδες εκείνες οι οποίες εκ των πραγμάτων δεν έχουν την δυνατότητα επιπλέον παραγωγής, θα εξεταστούν από τις υπόλοιπες το οριακό κόστος της κάθε μιας και θα επιλεγεί εκείνη η οποία είναι φθηνότερη. Αυτό εξηγείται από τον ορισμό του οριακού κόστους κάθε μονάδας παραγωγής. Θα είναι το κόστος που θα επιβαρύνει το σύστημα εάν η μονάδα αυτή παράξει μια μονάδα επιπλέον ισχύος. Για τον λόγο αυτό, επιλέγεται η φθηνότερη ώστε να αυξήσει λιγότερο τα συνολικά κόσθη. Είναι αναγκαίο να σημειωθεί εδώ πως χρησιμοποιείται ο όρος μονάδα με την ευρύτερη έννοια, δηλαδή η επιπλέον ζητούμενη ισχύς θα είναι παραγωγή κάποιας μονάδας παραγωγής ενέργειας, εισαγόμενη ποσότητα ή περικοπή φορτίου.

Το οριακό κόστος κάθε βαθμίδας της καμπύλης ζήτησης είναι χρήσιμο να βρεθεί γιατί δίνει την τιμή κοστολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτή την βαθμίδα ώστε όλες οι μονάδες που συνεισφέρουν στην κάλυψη της ζήτησής της να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους από την παραγωγή και πώληση ισχύος. Σε μια ανταγωνιστική αγορά ένας παραγωγός μεγιστοποιεί το κέρδος του όταν διαλέξει τιμολόγηση του προϊόντος σε τιμή τέτοια ώστε η τιμή αυτή να ισούται με το οριακό κόστος της δεδομένης ποσότητας παραγωγής. Αυτό συνεπάγεται πως η μονάδα εκείνη που έχει καθορίσει το οριακό κόστος θα είναι αυτή η οποία κοστολογεί με

σκοπό τη μεγιστοποίηση του κέρδους της χωρίς να στραφούν οι καταναλωτές σε εναλλακτικές πηγές παραγωγής. Όμως οι υπόλοιπες μονάδες οι οποίες παράγουν και θα επέλεγαν χαμηλότερη κοστολόγηση θα έχουν ακόμη μεγαλύτερο κέρδος αφού θα πωλούν την παραγόμενη ισχύ τους σε τιμή μεγαλύτερη από το κόστος παραγωγής τους.

Θα εξεταστούν τα βραχυχρόνια οριακά κόστη για τα τέσσερα εξεταζόμενα έτη. Για να επιτευχθεί αυτό θα γίνεται αύξηση της ζητούμενης ποσότητας σε κάθε μία βαθμίδα διαδοχικά κατά 100MW και εξέταση της μεταβολής της αντικειμενικής συνάρτησης. Τότε το οριακό κόστος θα βρίσκεται με τη διαίρεση της μεταβολής του κόστους με τη μεταβολή της ενέργειας που το προκάλεσε. Στη συνέχεια, θα υπολογιστεί το οριακό κόστος παραγωγής κάθε μίας μονάδας και θα αποδειχθεί πως αυτά τα δύο ισούνται.

Για το 2015 (έτος βάσης) έχουμε πως η καμπύλη ζήτησης έχει την μορφή της [Εικόνα 12], δηλαδή ζήτηση 7814 MW για 494 ώρες, 6058 MW για 4952 ώρες και 3951 MW για 3314 ώρες. Στην περίπτωση αυτή η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι 10,223,288,459 ευρώ, ενώ η παραγωγή των μονάδων διαμορφώνεται όπως στον [Πίνακας 22]

Πίνακας 22: Παραγόμενη ισχύς το 2015

Production [MW]			
	high	medium	low
hydro	1558	753	
lignite	4000	2857	2603
gas-t		2119	
wind-t	1880		968
chp	1658	743	
Εισαγωγές	200	149	200

6.4.1. Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2015

Το έτος αυτό θεωρούμε τους αρχικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, δηλαδή έχουμε εγκατεστημένες:

- 3400 MW υδροηλεκτρικές μονάδες
- 4000 MW λιγνιτικές μονάδες
- 4000 MW μονάδες συνδυασμένου κύκλου
- 1880 MW αιολικών μονάδων
- 180 MW μονάδων συμπαραγωγής

Επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγών και περικοπών φορτίου.

Θα υπολογιστούν τα κόστη παραγωγής όλων των μονάδων παραγωγής. Να σημειωθεί εδώ πως οι υδροηλεκτρικές μονάδες και οι αιολικές μονάδες δεν επιβαρύνονται με κόστος καυσίμου ούτε κόστος εκπομπών οπότε το κόστος παραγωγής τους ισούται με μηδέν σε όλες τις περιπτώσεις.

6.4.1.1. Για τις λιγνιτικές μονάδες:

Το οριακό κόστος της μονάδας αυτής θα υπολογιστεί από το άθροισμα δύο επιμέρους παραμέτρων κόστους: του κόστους καυσίμου και του κόστους διοξειδίου του άνθρακα.

Το κόστος καυσίμου που αντιστοιχεί στο λιγνίτη είναι:

$$\frac{\text{κόστος λιγνίτη } \left(\frac{\text{€}}{\text{MWhf}} \right)}{\text{βαθμός απόδοσης } \left(\frac{\text{MWh}_e}{\text{MWhf}} \right)} = \frac{10.56}{0.33} = 32$$

Ο βαθμός απόδοσης είναι 0.33 γιατί η μονάδα που δίνει την μεταβαλλόμενη ποσότητα έχει κατασκευαστεί το 2015.

Το κόστος διοξειδίου του άνθρακα που αντιστοιχεί στη μονάδα είναι:

$$\frac{\text{κόστος CO}_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{tnCO}_2} \right) \cdot \text{συντελεστής εκπομπών } \left(\frac{\text{tnCO}_2}{\text{MWhf}} \right)}{\text{βαθμός απόδοσης } \left(\frac{\text{MWh}_e}{\text{MWhf}} \right)} = \frac{5 \cdot 0.3612}{0.33} = 5.473$$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας: $32 + 5.473 = 37.473 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$

6.4.1.2. Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου:

Το οριακό κόστος της μονάδας αυτής θα υπολογιστεί με τον ίδιο τρόπο που υπολογίστηκε το κόστος της λιγνιτικής μονάδας, δηλαδή ως άθροισμα δύο επιμέρους παραμέτρων κόστους: του κόστους καυσίμου και του κόστους διοξειδίου του άνθρακα.

Το κόστος καυσίμου που αντιστοιχεί στο φυσικό αέριο είναι:

$$\frac{\text{κόστος φυσικού αερίου } \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}_f}\right)}{\text{βαθμός απόδοσης } \left(\frac{\text{MWh}_e}{\text{MWh}_f}\right)} = \frac{36}{0.53} = 67.925$$

Ο βαθμός απόδοσης είναι 0.53 γιατί η μονάδα που δίνει την μεταβαλλόμενη ποσότητα έχει κατασκευαστεί το 2015.

Το κόστος διοξειδίου του άνθρακα που αντιστοιχεί στη μονάδα είναι:

$$\frac{\text{κόστος CO}_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{tnCO}_2}\right) \cdot \text{συντελεστής εκπομπών } \left(\frac{\text{tnCO}_2}{\text{MWh}_f}\right)}{\text{βαθμός απόδοσης } \left(\frac{\text{MWh}_e}{\text{MWh}_f}\right)} = \frac{5 \cdot 0.1978}{0.53} = 1.866$$

Το συνολικό κόστος της μονάδας προκύπτει ίσο με: $67.925 + 1.866 = 69.791 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$

6.4.1.3. Για τη μονάδα συμπαραγωγής

Δεδομένου ότι αποτελεί μονάδα συνδυασμένου κύκλου που έχει ως καύσιμο φυσικό αέριο, το κόστος της θα είναι το ίδιο με την μονάδα αυτή, δηλαδή $69.791 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$.

6.4.1.4. Κόστος εισαγωγών

Το κόστος των εισαγόμενων ποσοτήτων εξαρτάται από την ποσότητα όπως φαίνεται στον [Πίνακας 23]. Όλες οι τιμές είναι σε $\frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$.

Πίνακας 23: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα.

0-100 MW	100-200 MW	200-300 MW	300-400 MW	400-500 MW
35	49	68.6	96.04	134.456

6.4.1.5. Κόστος περικοπών

Το κόστος περικοπών είναι: $500 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$

Αναμένεται λοιπόν οι σταθμοί με το μικρότερο κόστος να είναι οι πρώτοι που θα δώσουν ενέργεια και μάλιστα μέχρις ότου εξαντληθεί η δυναμικότητά τους. Οι τρεις πιο ακριβές

«επιλογές» είναι (από την πιο ακριβή στην φθηνότερη) οι περικοπές, οι τέσσερις άνω βαθμίδες των εισαγωγών και η ισχύς των σταθμών συνδυασμένου κύκλου.

Στη συνέχεια θα βρεθούν οι αντίστοιχες κατανομές εάν η ζήτηση της υψηλής βαθμίδας αυξηθεί κατά 100 MW (γίνει δηλαδή 7914 MW) χωρίς να μεταβληθεί τίποτα άλλο. Τότε η παραγωγή θα κατανεμηθεί όπως φαίνεται στον [Πίνακας 24], ενώ η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης θα είναι 10,226,736,113 €.

Πίνακας 24: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

Production [MW]			
	high	medium	low
hydro	1558 -> 1658	753 -> 743	
lignite	4000	2857	2603
gas-t		2119 -> 2129	
wind-t	1880		968
chp	1658	743	
Εισαγωγές	200	149	200

Όπως φαίνεται στον πίνακα την επιπλέον ζήτηση στην υψηλή βαθμίδα θα την καλύψει η λιγνιτική μονάδα δεδομένου ότι είναι πιο φθηνή. Όμως λόγω περιορισμού ετήσιας ποσότητας λιγνίτη θα αναγκαστεί να μειώσει την παραγωγή στην μεσαία βαθμίδα ζήτησης, η οποία θα καλυφθεί από τη φθηνότερη μονάδα που δεν έχει εξαντλήσει τη μέγιστη ετήσια ενέργεια που μπορεί να προσδώσει στο σύστημα, δηλαδή η μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Έτσι, παρόλο που αυτό που μεταβλήθηκε στην εξεταζόμενη βαθμίδα (υψηλή) ήταν η παραγωγή του λιγνίτη, αναμένεται πως το οριακό κόστος θα ισούται με το κόστος της μονάδας φυσικού αερίου, αφού αυτή καλείται να «αναπληρώσει» την επιπλέον ζήτηση σε βάθος έτους. Το οριακό κόστος ισούται με:

$$\frac{\text{μεταβολή αντικειμενικής συνάρτησης(€)}}{\text{μεταβολή φορτίου(MW)} \cdot \text{ώρες βαθμίδας(h)}} = \frac{10,226,736,113 - 10,223,288,459}{494 \cdot 100}$$

$$= \frac{3,447,654}{49,400} = 69.791\text{€/MWh}$$

Εάν αυξηθεί η ζητούμενη ποσότητα του μεσαίου επιπέδου κατά 100 MW, τότε η νέα τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι 10,257,848,747 €, ενώ οι παραγόμενες ισχύεις φαίνονται στον παρακάτω πίνακα [Πίνακας 25].

Πίνακας 25: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

Production [MW]			
	high	medium	low
hydro	1658	743	
lignite	4000	2857	2603
gas-t		2129 -> 2219	
wind-t	1880		968
chp	1658	743	
Εισαγωγές	200	149	200

Εμφανίζεται η αύξηση της παραγωγή της μονάδας φυσικού αερίου χωρίς άλλη μεταβολή οπότε αναμένουμε το οριακό κόστος να βγει ίσο με το κόστος αυτής, δηλαδή 69.791€/MWh. Το οριακό κόστος ισούται με:

$$\frac{\text{μεταβολή αντικειμενικής συνάρτησης(€)}}{\text{μεταβολή φορτίου(MW)} \cdot \text{ώρες βαθμίδας(h)}} = \frac{10,257,848,747 - 10,223,288,459}{4,952 \cdot 100}$$

$$= \frac{34,560,288}{495,200} = 69.791€/MWh$$

Εάν αυξηθεί η ζητούμενη ποσότητα της χαμηλής βαθμίδας κατά 100 MW, τότε η νέα τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι 10,246,417,053 €, ενώ οι παραγόμενες ισχείς φαίνονται στον Πίνακας 26.

Πίνακας 26: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2015 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

Production [MW]			
	high	medium	low
hydro	1658	743	
lignite	4000	2857 -> 2790	2603 -> 2703
gas-t		2129 -> 2186	
wind-t	1880		968
chp	1658	743	
Εισαγωγές	200	149	200

Όμοια με την πρώτη περίπτωση την επιπλέον ζητούμενη ποσότητα θα την καλύψει η λιγνιτική μονάδα, όμως λόγω περιορισμού ετήσιας ποσότητας λιγνίτη θα αναγκαστεί να μειώσει την παραγωγή στην μεσαία βαθμίδα ζήτησης, την οποία θα καλύψει η φθηνότερη μονάδα που δεν

έχει εξαντλήσει τη μέγιστη ετήσια ενέργεια που μπορεί να προσδώσει στο σύστημα, συνεπώς η μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Όπως αναμένουμε το οριακό κόστος ισούται με:

$$\frac{\text{μεταβολή αντικειμενικής συνάρτησης(€)}}{\text{μεταβολή φορτίου(MW)} \cdot \text{ώρες βαθμίδας(h)}} = \frac{10,246,417,053 - 10,223,288,459}{3314 \cdot 100}$$

$$= \frac{23128593}{331400} = 69.791\text{€/MWh}$$

Όπως εμφανίζεται και στις τρεις περιπτώσεις το οριακό κόστος είναι ίδιο και ίσο με το κόστος των μονάδων συνδυασμένου κύκλου. Αυτό συμβαίνει διότι, ως μονάδες μηδενικού κόστους (δεδομένου ότι οι εγκατεστημένες ισχύεις είναι σταθερές και ίσες ανεξαρτήτου ζήτησης στο έτος εκκίνησης) οι υδροηλεκτρικές μονάδες και οι αιολικές μονάδες θα λειτουργούν στο μέγιστο δυνατό, δηλαδή σε βάθος έτους θα εξαντλούν την ενέργεια που μπορούν να προσδώσουν. Όμοια, οι μονάδες συμπαραγωγής δεδομένου ότι εγγέουν υποχρεωτικά στο σύστημα συγκεκριμένη ενέργεια δεν επηρεάζονται ανάλογα την ζήτηση. Οι εισαγωγές είναι αρκετά φθηνή επιλογή εάν μοιραστούν με τέτοιο τρόπο στις βαθμίδες της ζήτησης ώστε κάθε φορά να μην συμπληρώνονται πάνω από δύο «περιοχές» τους, οπότε και αυτές δίνουν τη μέγιστη ενέργεια που μπορούν. Από τις εναπομένουσες μονάδες, οι περικοπές προφανώς αποτελούν τη χειρίστη λύση. Μεταξύ των λιγνιτικών μονάδων και των μονάδων φυσικού αερίου, οι λιγνιτικές μονάδες είναι αρκετά φθηνότερες οπότε εξαντλούν τη μέγιστη ενέργεια που μπορούν να παρέχουν και εν τέλει οι μονάδες που έχουν περίσσεια δυναμικότητας είναι οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου που είναι και αυτοί που καλούνται να καλύψουν την επιπλέον ζήτηση κάθε φορά.

6.4.2. Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2020

Στο έτος 2020 η καμπύλη ζήτησης φορτίου έχει τη μορφή της *Εικόνα 13*.

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι όπως βρήκαμε πριν: 10,223,288,459€. Στην περίπτωση αυτή η παραγωγή κατανέμεται όπως φαίνεται στον Πίνακας 27.

Πίνακας 27: Κατανομή ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης με αρχικά δεδομένα

Production [MW]					
			high	medium	low
hydro	2015	2020	1428	791	
lignite	2015	2020	2900	1189	2900
lignite	2020	2020	992	992	992
gas-t	2015	2020		2354	
wind-t	2015	2020	1880		64

wind-t	2020	2020	1000	994	
chp	2015	2020	176	180	180

Υπολογίζονται τα κόστη παραγωγής για όλες τις μονάδες:

6.4.2.1. Για τις λιγνιτικές μονάδες:

- Κόστος καυσίμου: $11.100 / 0.33 = 33.632$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $10.057 * 0.3612 / 0.33 = 11.008$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{33.632 + 11.008}{(1 + 0.1)^5} = \frac{44.640}{(1 + 0.1)^5} = 27.718 \frac{\text{€}}{MWh}$$

6.4.2.2. Για τις νέες λιγνιτικές μονάδες:

- Κόστος καυσίμου: $11.100 / 0.37 = 29.996$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $10.057 * 0.3612 / 0.37 = 9.818$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{29.996 + 9.818}{(1 + 0.1)^5} = \frac{39.818}{(1 + 0.1)^5} = 24.721 \frac{\text{€}}{MWh}$$

6.4.2.3. Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου:

Το οριακό κόστος της μονάδας αυτής θα υπολογιστεί με τον ίδιο τρόπο που υπολογίστηκε το κόστος της λιγνιτικής μονάδας, δηλαδή ως άθροισμα δύο επιμέρους παραμέτρων κόστους: του κόστους καυσίμου και του κόστους διοξειδίου του άνθρακα.

Το κόστος καυσίμου που αντιστοιχεί στο φυσικό αέριο είναι:

$$\frac{\text{κόστος φυσικού αερίου} \left(\frac{\text{€}}{MWh_f} \right)}{\text{βαθμός απόδοσης} \left(\frac{MWh_e}{MWh_f} \right)} = \frac{39.747}{0.53} = 74.994$$

Ο βαθμός απόδοσης είναι 0.53 γιατί η μονάδα που δίνει την μεταβαλλόμενη ποσότητα έχει κατασκευαστεί το 2015.

Το κόστος διοξειδίου του άνθρακα που αντιστοιχεί στη μονάδα είναι:

$$\frac{\text{κόστος } CO_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{tn}CO_2} \right) \cdot \text{συντελεστής εκπομπών} \left(\frac{\text{tn}CO_2}{\text{MWh}_f} \right)}{\text{βαθμός απόδοσης} \left(\frac{\text{MWh}_e}{\text{MWh}_f} \right)} = \frac{10.057 \cdot 0.1978}{0.53} = 3.753$$

Το συνολικό κόστος της μονάδας προκύπτει ίσο με: $74.994 + 3.753 = 78.747 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$

Ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{78.747}{(1 + 0.1)^5} = 48.896 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$$

6.4.2.4. Για τη μονάδα συμπαραγωγής

Δεδομένου ότι αποτελεί μονάδα συνδυασμένου κύκλου που έχει ως καύσιμο φυσικό αέριο, το κόστος της θα είναι το ίδιο με αυτήν, δηλαδή $48.896 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$.

6.4.2.5. Κόστος εισαγωγών

Το κόστος των εισαγόμενων ποσοτήτων ανηγμένο στο έτος βάσης φαίνεται στον Πίνακα 28. Όλες οι τιμές είναι σε €/ MWh_e.

Πίνακας 28: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα.

0-100 MW	100-200 MW	200-300 MW	300-400 MW	400-500 MW
21.732	30.425	42.595	59.633	83.487

6.4.2.6. Κόστος περικοπών

Το κόστος περικοπών ανηγμένο στο έτος βάσης είναι:

$$\frac{500}{(1 + 0.1)^5} = 310.461 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e}$$

Εάν αυξηθεί το επίπεδο υψηλής ζήτησης κατά 100MW τότε οι ισχείς θα μεταβληθούν ως εξής [Πίνακας 29].

Πίνακας 29: Μεταβολή κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW.

Production [MW]					
			high	medium	low
hydro	2015	2020	1428 -> 1528	791 -> 783	
lignite	2015	2020	2900	1189	2900
lignite	2020	2020	992	992	992
gas-t	2015	2020		2354 -> 2363	
wind-t	2015	2020	1880		64
wind-t	2020	2020	1000	994	
chp	2015	2020	176	180	180

Η αντικειμενική συνάρτηση ισούται με: 10,225,386,096 €. Το οριακό κόστος είναι:

$$\frac{10,225,386,096 - 10,223,288,459}{429 \cdot 100} = \frac{2,097,637}{42900} = 48.896€/MWh$$

Παρατηρούμε πως τα 100 ζητούμενα MW θα τα καλύψει η υδροηλεκτρική μονάδα η οποία έχει περίσσεια δυναμικότητας στην βαθμίδα αυτή, όμως λόγω του περιορισμού ετήσιας ενέργειας που μπορεί να προσδώσει θα μειώσει ισόποσα την ενέργεια που δίνει στην μεσαία βαθμίδα κατά $429h \cdot 100MW = 42900MWh$ αυξάνεται η ενέργεια στην πρώτη βαθμίδα, άρα η ισχύς στη μεσαία θα μειωθεί περίπου κατά 8MW. Την υπολειπόμενη ενέργεια θα την δώσει η μονάδα συνδυασμένου κύκλου οπότε αναμένεται το οριακό κόστος της βαθμίδας να διαμορφωθεί από το οριακό κόστος της μονάδας συνδυασμένου κύκλου κατά το έτος αυτό, όπως και γίνεται.

Με παρόμοιο τρόπο μπορεί να υπολογιστούν τα οριακά κόστη και στις άλλες περιοχές.

Εάν αυξηθεί η ζητούμενη ποσότητα κατά 100MW στην μεσαία περιοχή, η παραγωγή θα διαμορφωθεί όπως παρουσιάζεται στον Πίνακας 30. Το συνολικό κόστος θα είναι: 10,247,311,045 €

Πίνακας 30: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

Production [MW]					
			high	medium	low
hydro	2015	2020	1428	791	
lignite	2015	2020	2900	1189	2900

lignite	2020	2020	992	992	992
gas-t	2015	2020		2354 -> 2454	
wind-t	2015	2020	1880		64
wind-t	2020	2020	1000	994	
chp	2015	2020	176	180	180

Υπολογίζεται το οριακό κόστος του μεσαίου επιπέδου της καμπύλης ζήτησης:

$$\frac{10,247,311,045 - 10,223,288,459}{4913 \cdot 100} = \frac{24,022,586}{491300} = 48.896€/MWh$$

Για μια αύξηση της ζήτησης της χαμηλής βαθμίδας θα έχουμε:

$$\frac{10,240,001,099 - 10,223,288,459}{3418 \cdot 100} = \frac{16,712,640}{3418} = 48.896€/MWh$$

, το οποίο ισούται με το κόστος της μονάδας φυσικού αερίου που θα καλύψει την επιπλέον ζήτηση όπως φαίνεται και στον Πίνακας 31.

Πίνακας 31: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2020 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

Production [MW]					
			high	medium	low
hydro	2015	2020	1428	791	
lignite	2015	2020	2900	1189	2900
lignite	2020	2020	992	992	992
gas-t	2015	2020		2354 -> 2424	
wind-t	2015	2020	1880		64
wind-t	2020	2020	1000	994 -> 924	100
chp	2015	2020	176	180	180

Εάν γίνει ανάλυση της κατανομής της παραγωγής το έτος 2020 παρατηρείται πως οι λιγνιτικές μονάδες έχουν φτάσει στο όριο παραγωγής τους, αφού παράγουν τη μέγιστη δυνατή ενέργεια που μπορούν να προσδώσουν στο σύστημα σύμφωνα με τους περιορισμούς τους. Ακόμη, οι υδροηλεκτρικές μονάδες έχουν περιορισμό στην ποσότητα νερού που θα έχουν διαθέσιμο ετησίως, το οποίο δεν μπορεί να ξεπεράσει τις 4,500,000 MWh. Με την κατανομή αυτή δίνουν: $1428MW \cdot 429h + 791MW \cdot 4913h = 4,498,795$ MWh, δηλαδή έχουν φτάσει στη μέγιστη δυνατή ενέργεια που μπορούν να δώσουν. Το σφάλμα που εντοπίζεται στην παραγόμενη ενέργεια (πως υπολείπεται κατά πολύ λίγο τη μέγιστη δυνατή) οφείλεται στις στρογγυλοποιήσεις. Όσον

αφορά τις εισαγωγές, ο τεχνικός περιορισμός που ισχύει, πέραν από τη μέγιστη ωριαία ισχύ που μπορεί να εισαχθεί, περιλαμβάνει τη μέγιστη ετήσια ενέργεια που θα μπορούν αυτές να προσδώσουν και είναι 1,500,000MWh. Με την κατανομή όπως αυτή προέκυψε, οι ετήσιες εισαγόμενες ισχύεις δίνουν ενέργεια: $200*429 + 149*4913 + 200*3418 = 1,500,000$ MWh, δηλαδή εξαντλούμε τη δυνατότητα εισαγωγών. Οι αιολικές μονάδες δίνουν ενέργεια $2880*429 + 994*4913 + 64*3418 = 6,337,794$ MWh. Γνωρίζουμε πως στις αιολικές μονάδες η ετήσια παραγόμενη ενέργεια δεν μπορεί να υπερβεί τις $2880*2200 = 6,336,000$ MWh, δηλαδή και αυτή η μονάδα έχει φτάσει τη μέγιστη δυναμικότητά της. Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου ισχύει πως η διαθέσιμη ποσότητα φυσικού αερίου είναι 70,000,000 MWh άρα η μονάδα των 4000 MW θα μπορεί να δουλεύει (με βαθμό απόδοσης 0.53) για $70,000,000*0,53/4000 = 9275$ ώρες. Προφανώς είναι περισσότερες από τις ώρες που έχει ένα έτος οπότε η μονάδα μπορεί να δουλεύει στη μέγιστη δυναμικότητά της όλο το έτος. Οπότε σε πιθανή αύξηση φορτίου σε οποιαδήποτε βαθμίδα είτε θα αυξήσει η μονάδα συνδυασμένου κύκλου την παραγωγή της είτε θα έχουμε περικοπές φορτίου. Όμως το κόστος της μονάδας φυσικού αερίου είναι πολύ μικρότερο από αυτό των περικοπών οπότε αναμένεται να αυξηθεί η παραγωγή όπως και έγινε.

6.4.3. Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2025

Το έτος αυτό υπάρχει προσθήκη αιολικού σταθμού (1000 MW) και λιγνιτικού σταθμού (584 MW). Θα υπολογιστούν τα κόστη παραγωγής όλων των μονάδων παραγωγής:

6.4.3.1. Για τις λιγνιτικές μονάδες:

- Κόστος καυσίμου: $11.665 / 0.33 = 35.348$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $20.228*0.3612/0.33 = 22.140$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{35.348 + 22.140}{(1 + 0.1)^{10}} = \frac{57.488}{(1 + 0.1)^{10}} = 22.164 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

6.4.3.2. Για τις νέες λιγνιτικές μονάδες:

- Κόστος καυσίμου: $11.665 / 0.37 = 31.527$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $20.228*0.3612/0.33 = 22.140$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{31.527 + 22.140}{(1 + 0.1)^{10}} = \frac{51.273}{(1 + 0.1)^{10}} = 19.768 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

6.4.3.3. Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου:

- Κόστος καυσίμου: $43.884 / 0.53 = 82.800$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $20.228 * 0.1978 / 0.53 = 7.549$

Συνολικό κόστος μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{82.800 + 7.549}{(1 + 0.1)^{10}} = \frac{90.349}{(1 + 0.1)^{10}} = 34.833 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

6.4.3.4. Κόστος εισαγωγών

Το κόστος των εισαγόμενων ποσοτήτων ανηγμένο στο έτος βάσης φαίνεται στον Πίνακα 32. Όλες οι τιμές είναι σε €/ MWh.

Πίνακας 32: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα.

0-100 MW	100-200 MW	200-300 MW	300-400 MW	400-500 MW
13.494	18.892	26.448	37.028	51.839

6.4.3.5. Κόστος περικοπών

Το κόστος περικοπών ανηγμένο στο έτος βάσης είναι:

$$\frac{500}{(1 + 0.1)^{10}} = 192.772 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Αυξάνοντας την ζητούμενη ποσότητα κατά 100 MW εναλλάξ σε κάθε μία από τις βαθμίδες ζήτησης καταλήγουμε στα αποτελέσματα που φαίνονται στους παρακάτω πίνακες [Πίνακας 33, Πίνακας 34, Πίνακας 35].

Πίνακας 33: Κατανομή ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW.

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	1980 -> 2080	780 -> 769	

lignite	2015	2400	720	2151
	2020	992	992	992
	2025	584	584	584
gas-t	2015		2621 -> 2631	
wind-t	2015	1880	121	
	2020	1000	1000	551
chp	2015	176	180	180

Πίνακας 34: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW.

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	1980	780	
lignite	2015	2400	720	2151
	2020	992	992	992
	2025	584	584	584
gas-t	2015		2621 -> 2721	
wind-t	2015	1880	121	
	2020	1000	1000	551
chp	2015	176	180	180

Πίνακας 35: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2025 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	1980	780	
lignite	2015	2400	720	2151
	2020	992	992	992
	2025	584	584	584
gas-t	2015		2621 -> 2702	
wind-t	2015	1880	121	
	2020	1000	1000 -> 1039	551 -> 651
chp	2015	176	180	180

Όπως φαίνεται και στους παραπάνω πίνακες σε όποια βαθμίδα και να αυξηθεί η ζήτηση, την επιπλέον ποσότητα θα την καλύψουν οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Αυτό θα γίνει είτε άμεσα είτε θα την καλύψει κάποια άλλη μονάδα, η οποία λόγω περιορισμού θα μειώσει την

παραγόμενη ποσότητα σε άλλη βαθμίδα και την οποία θα κληθεί να καλύψει η μονάδα φυσικού αερίου. Έτσι, το οριακό κόστος της ζήτησης σε κάθε βαθμίδα προσαρμόζεται στο οριακό κόστος των μονάδων φυσικού αερίου.

6.4.4. Βραχυχρόνια οριακά κόστη έτους 2030

Στο έτος αυτό γίνεται προσθήκη αιολικού σταθμού παραγωγής (2000 MW). Υπολογίζονται τα κόστη παραγωγής όλων των μονάδων παραγωγής.

6.4.4.1. Για τις προϋπάρχουσες λιγνιτικές μονάδες:

- Κόστος καυσίμου: $12.260 / 0.33 = 37.151$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $40.685 * 0.3612 / 0.33 = 44.532$

Συνολικό κόστος λιγνιτικής μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{37.151 + 44.532}{(1 + 0.1)^{15}} = \frac{81.683}{(1 + 0.1)^{15}} = 19.554 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

6.4.4.2. Για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου:

- Κόστος καυσίμου: $48.451 / 0.53 = 91.417$
- Κόστος διοξειδίου του άνθρακα: $40.685 * 0.1978 / 0.53 = 15.184$

Συνολικό κόστος μονάδας ανηγμένο στο έτος βάσης:

$$\frac{91.417 + 15.184}{(1 + 0.1)^{15}} = \frac{106.602}{(1 + 0.1)^{15}} = 25.520 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

6.4.4.3. Κόστος εισαγωγών

Το κόστος των εισαγόμενων ποσοτήτων ανηγμένο στο έτος βάσης φαίνεται στον Πίνακα 36. Όλες οι τιμές είναι σε €/ MWh.

Πίνακας 36: Κόστος εισαγωγών ανάλογα την ποσότητα

0-100 MW	100-200 MW	200-300 MW	300-400 MW	400-500 MW
8.379	11.730	16.422	22.991	32.188

6.4.4.4. Κόστος περικοπών

Το κόστος περικοπών ανηγμένο στο έτος βάσης είναι:

$$\frac{500}{(1 + 0.1)^{15}} = 119.696 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Στον Πίνακα 37 φαίνεται η κατανομή της παραγωγής για το 2030. Αυξάνοντας την ζητούμενη ποσότητα κατά 100 MW εναλλάξ σε κάθε μία από τις βαθμίδες ζήτησης καταλήγουμε στα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στους επόμενους πίνακες. [Πίνακας 38, Πίνακας 39, Πίνακας 40]

Πίνακας 37: Κατανομή ισχύος το 2030

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	3400	655	
lignite	2015	720	720	720
lignite	2020		992	679
lignite	2025		584	
gas-t	2015	1342	4000	557
wind-t	2015	1880		1462
wind-t	2020		359	1000
wind-t	2030	2000		
chp	2015	176	180	180

Πίνακας 38: Κατανομή ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα υψηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	3400	655	
lignite	2015	720	720	720
lignite	2020		992	679
lignite	2025		584	
gas-t	2015	1342 -> 1442	4000	557
wind-t	2015	1880		1577
wind-t	2020		259	1000
wind-t	2030	2000		
chp	2015	176	180	180

Πίνακας 39: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα μεσαίας ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	3400	655	
lignite	2015	720	720	720
lignite	2020		992	679
lignite	2025		584	
gas-t	2015	1342	4000	557 -> 672
wind-t	2015	1880		1577 -> 1462
wind-t	2020		259 -> 359	1000
wind-t	2030	2000		
chp	2015	176	180	180

Πίνακας 40: Μεταβολή της κατανομής ισχύος το 2030 για κάλυψη της ζήτησης όπου η βαθμίδα χαμηλής ζήτησης έχει αυξηθεί κατά 100 MW

m	v	b		
		high	medium	base
hydro	2015	3400	655	
lignite	2015	720	720	720
lignite	2020		992	679
lignite	2025		584	
gas-t	2015	1342	4000	557 -> 657
wind-t	2015	1880		1577 -> 1462
wind-t	2020		259	1000
wind-t	2030	2000		
chp	2015	176	180	180

Όπως, αναμενόταν, το σύστημα καθορίζει την οριακή τιμή του σύμφωνα με το οριακό κόστος των μονάδων φυσικού αερίου, που είναι και οι μόνες μονάδες με περίσσεια δυναμικότητας.

6.5. Εναλλακτικά σενάρια

Αναλύθηκε προηγουμένως πώς διαμορφώνεται η παραγωγή στο ενεργειακό σύστημα που μελετήθηκε και ποιες επενδύσεις θα χρειαστούν για την κάλυψη της ζήτησης. Το ίδιο

ενεργειακό μοντέλο μελετάται με πέντε εναλλακτικά σενάρια για να προσδιοριστεί ο τρόπος που επηρεάζουν κάποιες μεταβλητές την βελτιστοποίηση του συστήματος.

Στο πρώτο εναλλακτικό σενάριο θα χρησιμοποιηθούν οι τιμές του λιγνίτη όπως έχουν υπολογιστεί πως θα διαμορφωθούν μέσα από το υπολογιστικό μοντέλο PRIMES που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο. Οι τιμές του λιγνίτη δεν ακολουθούν έναν δεδομένο ρυθμό αύξησης της τιμής τους αλλά έχουν προσδιοριστεί τέσσερις διακριτές τιμές για τα τέσσερα έτη που μελετάμε.

Στο δεύτερο εναλλακτικό σενάριο θα γίνει χρήση των τιμών του λιγνίτη όπως αυτές προσδιορίστηκαν στο PRIMES και παράλληλα θα χρησιμοποιηθούν και οι τιμές του φυσικού αερίου όπως έχουν προσδιοριστεί στο ίδιο μοντέλο.

Στο τρίτο εναλλακτικό σενάριο θα γίνει χρήση των τιμών του λιγνίτη, του φυσικού αερίου (όπως στο σενάριο 2) και επιπρόσθετα του κόστους του διοξειδίου του άνθρακα όπως αυτές προσδιορίστηκαν στο PRIMES.

Στο τέταρτο εναλλακτικό σενάριο, θα θεωρηθεί πως έχουμε μια πολύ μεγάλη αύξηση των τιμών του διοξειδίου του άνθρακα της τάξης του 150% για τα έτη 2020, 2025 και 2030.

Στο πέμπτο εναλλακτικό σενάριο, πραγματοποιείται μία αύξηση του κόστους κεφαλαίου των νέων λιγνιτικών μονάδων από 1650 €/KW σε 2100 €/KW ετησίως.

6.5.1. Εναλλακτικό Σενάριο 1

Στο σενάριο αυτό χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές για το κόστος του λιγνίτη όπως υπολογίζονται στο PRIMES. Οι τιμές που θα λάβει το κόστος του λιγνίτη παρουσιάζονται στον Πίνακα 41.

Πίνακας 41: Διαμόρφωση τιμών λιγνίτη όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES

Fuel prices (euros per MWhf)				
	2015	2020	2025	2030
lignite	8.8	9.3	9.4	9.4

Οι τιμές παρουσιάζουν μικρή απόκλιση από τις τιμές που είχαν χρησιμοποιηθεί στο κυρίως ενεργειακό μοντέλο και για τον λόγο αυτό δεν παρουσιάζεται καμία μεταβολή στις επενδύσεις και την παραγωγή που θα επιλεγεί από το σύστημα να πραγματοποιηθεί κατά τη βέλτιστη λειτουργία του. Μεταβάλλεται ωστόσο η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης η οποία εξαιτίας

της μικρής μείωσης των τιμών, μειώνεται κατά 31,938,517 €, δηλαδή το συνολικό κόστος προκύπτει 10,191,349,942 €.

6.5.2. Εναλλακτικό Σενάριο 2

Στο σενάριο αυτό, οι νέες τιμές των καυσίμων, δηλαδή του λιγνίτη και του φυσικού αερίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 42.

Πίνακας 42: Διαμόρφωση τιμών λιγνίτη και φυσικού αερίου όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES

Fuel prices (euros per MWhf)				
	2015	2020	2025	2030
lignite	8.8	9.3	9.4	9.4
gas-t	36	39.7	43.9	48.5

Όπως προηγουμένως, οι μεταβολές είναι αρκετά μικρές και το σύστημα διατηρεί την ισορροπία του όπως πριν. Μεταβάλλεται το συνολικό κόστος που προκύπτει από τη λειτουργία και ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος, το οποίο προκύπτει 10,177,358,040 € δηλαδή μειωμένο κατά 45,930,419€.

6.5.3. Εναλλακτικό Σενάριο 3

Στο σενάριο αυτό, οι νέες τιμές των καυσίμων, δηλαδή του λιγνίτη και του φυσικού αερίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 42, ενώ οι τιμές του διοξειδίου του άνθρακα παρουσιάζονται στον Πίνακα 43.

Πίνακας 43: Διαμόρφωση τιμών CO2 όπως υπολογίζονται στο μοντέλο PRIMES

CO2 prices (euros per tn CO2)				
	2015	2020	2025	2030
CO2	5.00	9.21	16.97	31.27

Και σε αυτήν την περίπτωση οι μεταβολές είναι αρκετά μικρές και το σύστημα πραγματοποιεί τις ίδιες επενδύσεις. Αυτό που μεταβάλλεται είναι το συνολικό κόστος (αντικειμενική συνάρτηση) το οποίο προκύπτει 10,065,122,841 € δηλαδή μειωμένο κατά 158,165,618 €.

6.5.4. Εναλλακτικό Σενάριο 4

Θεωρείται πως το κόστος του διοξειδίου του άνθρακα θα είναι ιδιαίτερα αυξημένο στο μέλλον, περίπου 150% [Πίνακας 44] απ' ότι είχε θεωρηθεί πως θα μεταβληθεί. Ουσιαστικά, θεωρείται ετήσια αύξηση 18% έναντι 15% που είχε θεωρηθεί.

Πίνακας 44: Διαμόρφωση τιμής CO2 - αύξηση 150%

CO2 prices (euros per tn CO2)				
	2015	2020	2025	2030
CO2	5.00	15	30	60

Στην περίπτωση αυτή, επειδή οι λιγνιτικές μονάδες εκπέμπουν μεγάλες ποσότητες CO2, του οποίου η τιμή τώρα είναι ιδιαίτερα αυξημένη δεν θα πραγματοποιηθούν νέες επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες δεδομένου ότι οι υπάρχουσες μονάδες φυσικού αερίου μπορούν να καλύψουν τη ζήτηση, ώστε να μην επιβαρυνθεί το σύστημα με επιπλέον κόστος. Η αντικειμενική συνάρτηση προκύπτει ίση με 10,549,864,873 €, δηλαδή το σύστημα έχει επιβαρυνθεί κατά 326,576,414€.

6.5.5. Εναλλακτικό Σενάριο 5

Στην περίπτωση όπου το κόστος κεφαλαίου των νέων λιγνιτικών μονάδων αυξηθεί αρκετά και από 1650 €/KW διαμορφωθεί στα 2100 €/KW, τότε οι επενδύσεις που θα πραγματοποιηθούν παρουσιάζονται στον Πίνακας 45, ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς για κάθε τύπο μονάδας παρουσιάζεται στον Πίνακας 46.

Πίνακας 45: Επενδύσεις μονάδων σε κάθε έτος – εναλλακτικό σενάριο 5. Οι επενδύσεις που εμφανίζονται το 2015 είναι οι αρχικές εγκατεστημένες ισχύεις των μονάδων. Οι επενδύσεις στα κελιά που είναι κενά είναι μηδενικές.

Capacity additions [MW]					
	hydro	lignite	gas-t	wind-t	chp
2015	3400	4000	4000	1880	180
2020				1000	
2025				1000	
2030				2000	

Πίνακας 46: Συνολικές εγκατεστημένες ισχύεις σε κάθε έτος.

Total capacity [MW]					
	hydro	lignite	gas-t	wind-t	chp
2015	3400	4000	4000	1880	180
2020	3400	3892	4000	2880	180
2025	3400	3976	4000	3880	180
2030	3400	3976	4000	5880	180

Όπως φαίνεται στους δύο ανωτέρω πίνακες, το κόστος κεφαλαίου των λιγνιτικών μονάδων αυξάνεται αρκετά και η επένδυση σε μονάδες λιγνίτη δεν είναι κερδοφόρα αφού αυξάνει κατά πολύ το συνολικό κόστος. Για να αντισταθμίσει το σύστημα την απώλεια ισχύος και άρα τη μείωση της παραγόμενης ενέργειας που θα είχε, χρησιμοποιεί τις ήδη εγκατεστημένες μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Οι μονάδες αυτές, επειδή είχαν αυξημένο κόστος παραγωγής είχαν περίσσεια δυναμικότητας, την οποία όμως ακόμη και τώρα δεν ξεπερνούν. Η μόνη διαφορά είναι πως τώρα το συνολικό κόστος του συστήματος (αντικειμενική συνάρτηση) αυξάνεται και διαμορφώνεται στα 10,266,519,103 €, δηλαδή αυξάνεται κατά 43,230,644 €.

7. Συμπεράσματα

Στα πλαίσια της εργασίας αυτής, έγινε η ανάλυση της διαδικασίας αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων μέσω δικαιωμάτων προαίρεσης. Αρχικά, μελετήθηκε η αντικατάσταση λιγνιτικών μονάδων από μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Από τη μελέτη αυτή και τα διαφορετικά σενάρια που αναπτύχθηκαν, βρέθηκε πως τα αποτελέσματα για το έτος που η αντικατάσταση των μονάδων είναι συμφέρουσα, μεταβάλλονται στην περίπτωση που η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα προσομοιάζεται μέσω κάποιας στοχαστικής ανέλιξης. Όταν προσομοιάζονται στοχαστικά και τα κόστη των καυσίμων τότε τα αποτελέσματα δεν διαφέρουν σημαντικά. Στην περίπτωση που οι τιμές υπολογίζονται ντετερμινιστικά, τότε η αντικατάσταση δεν προκύπτει επικερδής. Σημαντική μεταβολή των αποτελεσμάτων παρατηρείται μεταξύ των δύο στοχαστικών ανελίζων, με την *geometric brownian motion* να παρουσιάζει σαφώς πιο αισιόδοξα αποτελέσματα. Αυτό αιτιολογείται από το γεγονός πως οι αποκλίσεις των τιμών όταν προσομοιάζονται με την *exponential mean reverting process* τείνουν να επιστρέψουν στη μέση τιμή που αναμένεται πως θα έχουν, οπότε τείνουν να προσομοιάζουν τα αποτελέσματα με αυτά που θα προέκυπταν εάν θεωρούνταν χωρίς στοχαστικότητα.

Παράλληλα, από τη μελέτη του σεναρίου μεγαλύτερης ετήσιας αύξησης του διοξειδίου του άνθρακα προέκυψε πως στην περίπτωση αυτή είναι συμφέρουσα η αντικατάσταση των λιγνιτικών μονάδων σε προγενέστερα έτη με μεγαλύτερο ποσοστό. Μία εξήγηση γι' αυτό αποτελεί πως οι λιγνιτικές μονάδες έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης από αυτές του συνδυασμένου κύκλου, οπότε για την ίδια παραγόμενη ενέργεια είναι απαραίτητη μεγαλύτερη ποσότητα καυσίμου. Ακόμη, ο λιγνίτης ως καύσιμο κατά την καύση του εκλύει μεγαλύτερες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα. Συνεπώς, το κόστος που επιβαρύνονται οι λιγνιτικές μονάδες για εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι ιδιαίτερα αυξημένο σε σχέση με τις μονάδες φυσικού αερίου, οπότε και συμφέρει η αντικατάστασή τους νωρίτερα.

Στη συνέχεια, πραγματοποιήθηκε η αξιολόγηση δύο νέων μονάδων (λιγνίτη και συνδυασμένου κύκλου). Θεωρήθηκε πως το έτος εκκίνησης της μελέτης δεν είναι καμία κατασκευασμένη, ενώ είναι απαραίτητο μέχρι το τελευταίο έτος μελέτης να έχει πραγματοποιηθεί μία εκ των δύο. Όπως παρουσιάστηκε και στα αποτελέσματα, το τελευταίο έτος μελέτης είναι συμφέρουσα η μονάδα φυσικού αερίου, οπότε εξετάστηκε ουσιαστικά έως πόσο νωρίτερα συμφέρει η κατασκευή της. Κατά τη ντετερμινιστική αξιολόγηση, παρουσιάστηκε με βεβαιότητα πως η κατασκευή της μονάδας αυτής είναι συμφέρουσα τα τρία τελευταία έτη διερεύνησης. Όμοια με προηγουμένως, κατά την χρήση της *exponential mean reverting process* βρέθηκε με μικρότερα ποσοστά πως θα είναι συμφέρουσα η επένδυση απ' ότι με τη χρήση της *geometric brownian motion*. Παρόλα αυτά, συγκριτικά με την αξιολόγηση της αντικατάστασης των μονάδων, προέκυψε πως οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου είναι επικερδείς από αρκετά νωρίτερα. Αυτό

οφείλεται στο γεγονός ότι μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου έχει αρκετά μικρότερο αρχικό κόστος επένδυσης καθώς και μικρότερο κόστος εκπομπών (τα οποία επηρεάζουν τη λύση σε μεγαλύτερο βαθμό από το κόστος καυσίμου), σε σύγκριση με μια λιγνιτική μονάδα.

Επιπρόσθετα, στην περίπτωση που η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα αναμένεται να αυξάνεται με μεγαλύτερο ρυθμό, προκύπτει ότι η κατασκευή των μονάδων συνδυασμένου κύκλου θα είναι κερδοφόρα με μεγαλύτερα ποσοστά σε προγενέστερα έτη.

Τέλος, από τη μελέτη της ανάπτυξης και λειτουργίας του ελληνικού συστήματος και από την εξέταση εναλλακτικών σεναρίων μεταβάλλοντας: α) την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων, β) της τιμής του διοξειδίου του άνθρακα, και γ) το κόστος επένδυσης των λιγνιτικών μονάδων, προέκυψαν τα εξής συμπεράσματα. Το Μακροχρόνιο Οριακό Κόστος παραγωγής των μονάδων συνδυασμένου κύκλου είναι αυξημένο σε σχέση με το αντίστοιχο των λιγνιτικών μονάδων, συμπεριλαμβανομένου και του κόστους διοξειδίου του άνθρακα. Για τον λόγο αυτό, το σύστημα επιλέγει να επενδύσει σε λιγνιτικές μονάδες και να μην αξιοποιήσει πλήρως τις ήδη υπάρχουσες μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Στην περίπτωση που η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα αυξηθεί, τότε δεν πραγματοποιούνται επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες, αλλά επιλέγεται η αξιοποίηση των ήδη εγκατεστημένων μονάδων φυσικού αερίου. Από τη διερεύνηση ανακύπτει ότι μέχρι το τελευταίο έτος μελέτης αξιοποιείται πλήρως η υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς.

Όταν το κόστος εγκατάστασης νέων λιγνιτικών μονάδων αυξηθεί αρκετά, οι επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες δεν είναι πλέον συμφέρουσες αλλά, όπως προηγουμένως, επιλέγεται η αξιοποίηση των ήδη εγκατεστημένων μονάδων φυσικού αερίου.

8. Δυνατότητες επέκτασης

Η μέθοδος της αξιολόγησης με επενδυτικά δικαιώματα προαίρεσης είναι πρόσφατη μεθοδολογία. Η ενσωμάτωση της μεθοδολογίας σε μοντέλα βελτιστοποίησης για την αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων είναι ζητούμενο.

Οι δυνατότητες επέκτασης της μελέτης εστιάζεται στα ακόλουθα θέματα:

1. Κατά την αξιολόγηση με επενδυτικά δικαιώματα προαίρεσης η βέλτιστη πολιτική συνήθως βασίζεται σε αναμενόμενες τιμές (με την υπόθεση ότι ο αποφασίζων είναι ουδέτερος στο κίνδυνο - risk neutral), σύμφωνα με τους ακόλουθους κανόνες:

Θα πραγματοποιηθεί η επένδυση, δηλαδή η άσκηση δικαιώματος στο έτος t εάν:

$$E(V_{ex,t}) - E(V_{cont,t}) > E(K_t)$$

Ενώ δεν θα πραγματοποιηθεί η επένδυση, δηλαδή η άσκηση του δικαιώματος εάν:

$$E(V_{ex,t}) - E(V_{cont,t}) \leq E(K_t)$$

Στην περίπτωση που ο αποφασίζων αποφεύγει τον κίνδυνο (risk averse) η χρησιμοποίηση μιας συνάρτησης χρησιμότητας $U(X)$ οποία θα αντανάκλα τη συμπεριφορά του αποφασίζοντα απέναντι στον κίνδυνο μπορεί να ενσωματωθεί στους παραπάνω κανόνες:

Θα πραγματοποιηθεί η επένδυση, δηλαδή η άσκηση δικαιώματος στο έτος t εάν:

$$E(U(V_{ex,t})) - E(U(V_{cont,t})) > E(U(K_t))$$

Ενώ δεν θα πραγματοποιηθεί η επένδυση, δηλαδή η άσκηση του δικαιώματος εάν:

$$E(U(V_{ex,t})) - E(U(V_{cont,t})) \leq E(U(K_t))$$

2. Κατά την αξιολόγηση με επενδυτικά δικαιώματα προαίρεσης προκύπτουν αποτελέσματα για το κατά πόσο μια επένδυση θα είναι συμφέρουσα ή όχι στο μέλλον. Στην περίπτωση που στο ίδιο ενεργειακό σύστημα συνδέονται πολλοί παραγωγοί, (όπως συμβαίνει και στην πραγματικότητα) όταν προκύπτει για κάποιο έτος πως μια συγκεκριμένου τύπου μονάδα (πχ. λιγνιτική) δεν είναι επικερδής, τότε αναμένεται να αποφασίσουν πολλοί παραγωγοί να στραφούν σε άλλες (πχ. συνδυασμένου κύκλου). Τότε, λόγω αυξημένης ζήτησης η τιμή του φυσικού αερίου αναμένεται να αυξηθεί, με αποτέλεσμα οι παραγωγοί να στραφούν σε μονάδες με χαμηλά κόστη, όπως θα είναι πλέον οι λιγνιτικές (λόγω έλλειψης ζήτησης). Η

διαδικασία αυτή ενδέχεται να συνεχιστεί, προκαλώντας το σύστημα σε παλινδρόμηση. Θα αποτελούσε σημαντική επέκταση της παρούσας διπλωματικής εργασίας η διερεύνηση πώς το σύστημα μπορεί να έλθει εν τέλει σε ισορροπία. Επιπρόσθετα, η ίδια επέκταση θα μπορούσε να διερευνηθεί και να μελετηθεί πώς θα συμπεριφερόταν το σύστημα στην περίπτωση όπου επιβαλλόταν επιπλέον μια externality value – «πρόστιμο» που επιβαρύνει τις μονάδες που δεν λειτουργούν όταν δεν καλύπτεται η ζήτηση.

3. Δεδομένου ότι υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα στις τιμές των εισαγόμενων ποσοτήτων ενέργειας θα μπορούσαν προσομοιαστούν στοχαστικά οι τιμές των εισαγωγών ώστε να συνεκτιμηθεί η επίδρασή τους στη βελτιστοποίηση του συστήματος.
4. Στην περίπτωση όπου οι τιμές των καυσίμων και η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα δεν θα θεωρούνται ανεξάρτητες μεταξύ τους αλλά θα συνδέονταν με κάποιον συντελεστή συσχέτισης (coefficient factor), το γεγονός αυτό θα πρέπει να συνεκτιμηθεί στη βελτιστοποίηση του συστήματος.

9. Βιβλιογραφία

1. I. Fisher. The Rate of Interest: Its Nature, Determination and Relation to Economic Phenomena, New York: Macmillan Co., 1907
2. A.K. Dixit, R.S. Pindyck. Investment under uncertainty, Princeton University Press, 1994
3. Κων/νος Βενετσάνος. Αξιολόγηση επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε συνθήκες αβεβαιότητας - η περίπτωση της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας, 7^ο Συνέδριο Ι.Η.Τ. – Πολυτεχνική Σχολή ΑΠΘ, Πάτρα 2002
4. L. Trigeorgis. Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications, Greenwood Publishing Group, 1995
5. N. Ramirez. Valuing Flexibility in Infrastructure Developments: The Bogota Water Supply Expansion Plan. Master of Science Thesis, Technology and Policy Program, MIT, Cambridge, MA. , 2002
6. Gordon Sick. Real options. In: Jarrow, R. et al. (Eds.), Handbooks in OR and MS, vol. 9. Elsevier Science B.V., pp. 631–691, 1995
7. J. Mun. Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions, John Wiley & Sons, Hoboken, NJ., 2003
8. T. Brach. Radical acceptance: Embracing your life with the heart of a Buddha. Bantam Books, 2003
9. T. Wang. Real options “in” projects and systems design – Identification of options and solution for path dependency, 2005
10. A. Damodaran. The value of synergy. Stern School of Business, 2005
11. Constance Lütolf-Carroll, Antti Pirnes, Withers LLP. From Innovation to Cash Flows: Value Creation by Structuring High Technology Alliances. Wiley Finance Ed., 2009
12. Copeland, T. & Antikarov, V. Real Options: A Practitioners Guide, Cengage Learning, New York, 2003.
13. Mauboussin M. Get Real: Using Real Options in Security Analysis, Credit Suisse Equity Research, 1999
14. D. Latimotre. Calculating value during uncertainty: Getting real with “real options”, 2002
15. Stewart C. Myers. Determinants of corporate borrowing. Journal of Financial Economics 5: 147-175, 1977
16. Fischer Black, Myron Scholes. The Pricing of Options and Corporate Liabilities. Journal of Political Economy 81 (3): 637–654
17. Amram, Martha and Nalin Kulatilaka, "Disciplined Decisions: Aligning Strategy with the Financial Markets" (with), Harvard Business Review, January-February 1999, 95-109
18. Ming Yang et al. Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. Energy Economics 30: 1933 – 1950, 2008

19. William Blyth et al. Investment risks under uncertain climate change policy. Energy Policy 35: 5766 – 5773, 2007
20. William Blyth. Climate policy uncertainty and investment risk. International Energy Agency, 2007
21. C. Sekar. Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis, Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, May 2005
22. R. McDonald, D. Siegel. The value of waiting to invest. Quarterly Journal of Economics, 101:707–728, 1986
23. S. Bhattacharya. Project valuation with mean-reverting cash flow streams. Journal of Finance, 33(5): 1317–1331, 1978
24. Luis M. Abadie, José M. Chamorro. Valuing flexibility: The case of an Integrated Gasification Combined Cycle power plant, Energy Economics 30(4): 1850-1881, 2008
25. O. Vasicek. An equilibrium characterization of the term structure. Journal of Financial Economics, 5:177–188, 1977
26. Diogo Duarte Garcia Pires. Mathematical Methods in Finance: Real Options on Mean-Reverting Cash-Flow Processes. Instituto de Matematica Pura e Aplicada, August 2010
27. Ming Yang, William Blyth. Modelling impacts of climate change policy uncertainty on power investment. Economics and Management of Climate Change, 243-256, 2008
28. R. Durrett. Probability: theory and examples, 4th edition. Cambridge University Press, 2000
29. Dirk P. Kroese, Thomas Taimre, Zdravko I. Botev. Handbook of monte carlo methods, 198-199, 2011
30. Τιμές και Κόστος ενέργειας στην Ευρώπη, Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και κοινοτική επιτροπή και την επιτροπή των περιφερειών, Βρυξέλλες 22.1.2014
31. Bernt K. Oksendal. Stochastic Differential Equations: An Introduction with Applications, Springer, p. 326, 2002
32. Ιστοσελίδα lignite energy council, <https://www.lignite.com/>
33. RWE, Lignite – The Energy to Lead, The Garzweiler opencast mine, July 2010
34. <https://www.dei.gr/el/i-dei/i-etairia/tomeis-drastiriotitas/oruxeia>
35. Ιστοσελίδα Δήμου Κηρέως, <http://www.kireas.org/>
36. Ιστοσελίδα U.S. Environmental Protection, Natural Gas, <http://www.epa.gov/>
37. Ιστοσελίδα, www.hydrocarbons.tuc.gr