

[Type here]



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
«ΠΑΡΑΓΩΓΗ & ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

**Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Έργα Ανανεώσιμων
Πηγών Ενέργειας με Χρήση του Λογισμικού
System Advisor Model (SAM)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΣΑΠΑΣ Ν. ΜΙΧΑΗΛ

Επιβλέπων : Χρυσόστομος (Χάρης) Δούκας
Αναπλ. Καθηγητής, ΗΜΜΥ, ΕΜΠ

Αθήνα, Νοέμβριος 2022

ΤΣΑΠΑΣ Ν. ΜΙΧΑΗΛ
Α.Μ: 03300943



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
«ΠΑΡΑΓΩΓΗ & ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

**Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Έργα Ανανεώσιμων
Πηγών Ενέργειας με Χρήση του Λογισμικού
System Advisor Model (SAM)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Επιβλέπων : Χρυσόστομος (Χάρης) Δούκας

Αναπλ. Καθηγητής, ΗΜΜΥ, ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 1^η Νοεμβρίου 2022.

.....
Χρυσόστομος (Χάρης) Δούκας
Αναπλ. Καθηγητής, ΗΜΜΥ, ΕΜΠ

.....
Ιωάννης Γκόνος
Αναπλ. Καθηγητής, ΗΜΜΥ, ΕΜΠ

.....
Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής, ΗΜΜΥ, ΕΜΠ

Αθήνα, Νοέμβριος 2022

.....

Μιχαήλ Τσάπας

Διπλωματούχος Μηχανολόγος Μηχανικός Ε.Μ.Π.

Copyright © Τσάπας Μιχάλης, 2022.

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

Η παρούσα διπλωματική έχει απώτερο σκοπό την δημιουργία ενός υπολογιστικού μοντέλου το οποίο θα χρησιμεύει στην ταχύτερη ανάλυση και αξιολόγηση μιας επένδυσης σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Αυτό επιτυγχάνεται με την χρήση του ανοιχτού λογισμικού SAM (System Advisor Model) και με την μετεπεξεργασία των παραγόμενων υπολογιστικών φύλλων. Η χρηστικότητα και η ευελιξία του μοντέλου αυτού, επιτρέπει την συνεχή μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να οριστούν τα περιθώρια βιωσιμότητας η μη, τα περιθώρια κέρδους και βασικοί οικονομικοί δείκτες (NPV, IRR, LCOE) της εκάστοτε επένδυσης. Η παραμετροποίηση που έχει εφαρμοστεί, δίνει την δυνατότητα να ελεγχθεί κατά πόσο μία συγκεκριμένη μεταβλητή επηρεάζει το αποτέλεσμα και ταυτοχρόνως αν θα πρέπει εκείνη να μεταβληθεί ώστε με τις ελάχιστες μεταβολές επέλθει το επιθυμητό αποτέλεσμα. Πρόσθετα, μια παραλλαγή του μοντέλου αυτού βρίσκει εφαρμογή σε συστήματα συμψηφισμού παραγόμενης - καταναλισκόμενης ενέργειας σε κτιριακές εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών (Net Metering). Ομοίως, με μια σειρά μεταβλητών εισόδου και με παραμετροποιήσεις όπως χρήση νυχτερινού ρεύματος, οικιακά φορτία, κόστος αγοράς kWh, δύναται να αποφανθεί κατά πόσο ο τελικός καταναλωτής θα πρέπει να προβεί στην εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στέγης ή όχι, να επιλέξει την εγκατεστημένη ισχύ, κ.α.

Στο πρώτο κεφάλαιο, παρουσιάζονται οι βασικές πτυχές του ενεργειακού προβλήματος και διάφορα πιθανά σενάρια. Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται μια γενική επεξήγηση των βασικών οικονομικών δεικτών που θα χρησιμοποιηθούν παρακάτω. Στο τρίτο κεφάλαιο επεξηγείται πως δομείται μια ανάλυση επένδυσης σε φωτοβολταϊκό πάρκο με την χρήση των επεξεργασμένων υπολογιστικών φύλλων καθώς και αξιολόγηση επένδυσης ολικού πάρκου του λογισμικού SAM (System Advisor Model). Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζεται ο ενεργειακός συμψηφισμός και αναλύεται με παραδείγματα. Στο τέλος κάθε παραπάνω ενότητας παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα της εκάστοτε ανάλυσης. Τέλος, στο πέμπτο κεφάλαιο περιγράφονται τα περιθώρια και προτάσεις βελτίωσης των παραπάνω μοντέλων.

Λέξεις κλειδιά

Αξιολόγηση Επενδύσεων ΑΠΕ, Καθαρή Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας, Εγγυημένη Τιμή, Αξιολόγηση Συστήματος Συμψηφισμού Ενέργειας

Abstract

Current Thesis's goal is to create a computational model that will serve to accelerate the analyze and the evaluation of an investment on electricity production plants, based on Renewable Energy Sources (RES). This is achieved by using the open SAM (System Advisor Model) software and by post-processing the generated spreadsheets. The usability and flexibility of this model allows the continuous change of the input variables, in order to define the margins of the sustainability, the profit margins and key financial indicators (NPV, IRR, LCOE) of each investment. The parameterization that has been applied, gives the opportunity to check whether a specific variable affects the result and at the same time whether it should be changed, so that the desired result is achieved with the minimum changes. Additionally, a variant of this model is applied in net metering systems for produced - consumed energy in photovoltaic building installations (Net Metering). Likewise, with a series of input variables and with parameters such as night electricity use, household loads, kWh purchase cost, it is possible to decide whether the end consumer should proceed with the installation of roof photovoltaics or not, choose the optimum installed capacity, etc.

In the first chapter, the main aspects of the energy problem and various possible scenarios are presented. In the second chapter, there is a general explanation of the main financial variables and indicators that will be used in this Thesis. In the third chapter, it is explained how to structure an investment analysis in a photovoltaic park, based on the post-processing the generated spreadsheets and how to structure an investment analysis in a wind park, by using the SAM software (System Advisor Model). In the fourth chapter, Net Metering is being presented with examples. In the end of each above chapter, the results of each analysis are presented and explained. In the final chapter, energy sector's future is discussed along side with the room for improvement of these models.

Key Words

Investments Evaluation RES, Net Present Value, Internal Rate of Return, Levelized Cost of Energy, Feed-in-tariff, Net Metering Evaluation

Ευχαριστίες

Πρώτα από όλα θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου κ. Χάρη Δούκα για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε αναθέτοντάς μου την υλοποίηση της παρούσας διπλωματικής. Πρόσθετα, θα ήθελα ιδιαιτέρως να ευχαριστήσω τον διδάκτωρ ερευνητή Δημήτρη Αγγελόπουλο για την αγαστή συνεργασία μας καθ' όλα τα στάδια εκπόνησης της.

Τους φίλους, Νίκο και Κώστα, οι οποίοι πάντοτε αρωγοί στάθηκαν δίπλα μου δύσκολες στιγμές.

Την οικογένεια μου και ιδιαιτέρως τους γονείς μου, στους οποίους αφιερώνω και την προσπάθεια που έκανα τα δύο αυτά έτη.

Πίνακας Περιεχομένων

1	Εισαγωγή	- 17 -
1.1	Υφιστάμενη κατάσταση	- 17 -
1.2	Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου ανά χώρα και τομέα	- 19 -
1.3	Αντίκτυπος της υπερθέρμανσης του πλανήτη και πιθανά σενάρια	- 21 -
1.3.1	Σενάριο RCP 2.6	- 22 -
1.3.2	Σενάριο RCP 4.5 – 6.0	- 22 -
1.3.3	Σενάριο RCP 8.6	- 22 -
1.4	Σενάρια RCP και συσχέτιση με την καθημερινότητα	- 23 -
1.5	Δείκτες σε εγχώριο επίπεδο	- 24 -
1.6	Ενεργειακό μείγμα και ρύποι – Ευκαιρίες για μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ	- 26 -
1.7	Στόχοι ενεργειακής πολιτικής	- 29 -
1.7.1	Εθνικοί Στόχοι	- 31 -
1.8	Σημασία διείσδυσης των Α.Π.Ε. και της διεσπαρμένης παραγωγής	- 32 -
2	Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων	- 35 -
2.1	Βασικοί ορισμοί	- 36 -
2.2	Οικονομικά Κριτήρια	- 38 -
2.2.1	Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	- 38 -
2.2.2	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA)	- 40 -
2.2.3	Ανηγμένο Κόστος Ηλ. Ενέργειας	- 41 -
2.3	Ταμειακές Ροές	- 41 -
2.3.1	Ορισμός	- 41 -
2.3.2	Υπολογισμός Ταμειακών Ροών	- 41 -
2.3.3	Πίνακας Ταμειακών Ροών	- 43 -
2.4	Μοντέλα Δανειοδότησης	- 45 -
2.4.1	Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR	- 46 -
2.4.1	Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με ποσοστό επί του κόστους	- 48 -
3	Εφαρμογές μοντέλου	- 50 -
3.1	Παράμετροι που διαμορφώνουν το κόστος της επένδυσης	- 51 -
3.2	Άλλοι παράμετροι	- 51 -
3.3	Επενδυτικό σχέδιο A1: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 400 kW	- 52 -
3.3.1	Μεταβλητές Εισόδου	- 53 -
3.3.2	Αποτελέσματα – 400 kW	- 55 -
3.4	Επενδυτικό σχέδιο A2: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 50 MW	- 61 -
3.4.1	Μεταβλητές Εισόδου	- 61 -
3.4.2	Αποτελέσματα – 50 MW	- 63 -
3.5	Επενδυτικό σχέδιο B1: Αιολικό Πάρκο 64,4 MW - SAM	- 69 -
3.5.1	Μεταβλητές Εισόδου	- 69 -
3.5.2	Αποτελέσματα – Αιολικού Πάρκου 64,4 MW	- 77 -
4	Μοντέλο συμψηφισμού ενέργειας	- 80 -
4.1	Παράμετροι διαστασιολόγησης συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού	- 80 -
4.2	Ενεργειακός συμψηφισμός στην πράξη	- 81 -
4.3	Μελέτη περίπτωσης ενεργειακού συμψηφισμού	- 83 -
4.3.1	Μεταβλητές Εισόδου – Net Metering	- 83 -
4.3.2	Αποτελέσματα – Net Metering	- 86 -
5	Συμπεράσματα και προοπτικές	- 89 -

Βιβλιογραφία.....	- 90 -
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 400kW	- 91 -
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 50MW	- 98 -
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 64,4MW (SAM).....	- 115 -

Κατάλογος Σχημάτων

- Σχήμα 1. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανα τομέα. (Πηγή: Consilium European Union) [1]
- Σχήμα 2. Χώρες με τις υψηλότερες εκπομπές αερίων στον κόσμο το 2015 – Κιλοτόνοι αντίστοιχου CO₂. (Πηγή: Consilium European Union) [1]
- Σχήμα 3. Πιθανά σενάρια RCP (Representative Concentration Pathways) σύμφωνα με την διακυβερνητική επιτροπή για την κλιματική αλλαγή (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC)
- Σχήμα 4. Μεταβολή θερμοκρασία από 1950 έως 2020 και αύξηση πλημμυρών με την πάροδο του χρόνου. (Πηγή: Consilium European Union) [1]
- Σχήμα 5. Μεταβολή μέσης θερμοκρασίας στην Ελλάδα ανά 20ετία βάσει σεναρίου RPC. (Πηγή: Dianeosis)
- Σχήμα 6. Μεταβολή μέσης θερμοκρασίας σε διάφορες πόλεις ανά 20ετία βάσει σεναρίου RPC. (Πηγή: Dianeosis)
- Σχήμα 7. Μεριδία των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)
- Σχήμα 8. Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε σχέση με άλλα καύσιμα (σε g ρύπου ανά kWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου)
- Σχήμα 9. Ετήσια συμμετοχή ορυκτών καυσίμων και ΑΠΕ στο μείγμα ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής.
- Σχήμα 10. Χρονοδιάγραμμα απόσυρσης λίγνιτικών μονάδων. (Πηγή: ΕΣΕΚ)
- Σχήμα 11. Σύνοψη εθνικών στοχων στο πλαίσιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ,2030. (Πηγή: ΕΣΕΚ)
- Σχήμα 12. Σύγκριση των βασικών αποτελεσμάτων του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας για το 2030. (Πηγή: ΕΣΕΚ)
- Εικόνα 13. Ευρεση αρχείο TMY (Typical Meteorological Year) για την περιοχή εγκατάστασης του Φωτοβολταϊκού/ Αιολικού πάρκου.
- Σχήμα 14. Επιλογή του μοντέλου και του σχήματος πληρωμής της παραγόμενης kWh.
- Σχήμα 15. Δομή αρχείο .sw με δεδομένα καιρού για αιολικά πάρκα.
- Σχήμα 16. Εισαγωγή αρχείου .sw στο μοντέλο.
- Σχήμα 17. Επιλογή τύπου Α/Γ.
- Σχήμα 18. Συστοιχία Α/Γ αιολικού πάρκου.
- Σχήμα 19. Απώλειες αιολικού πάρκου.
- Σχήμα 20. Διαμόρφωση του κόστους εγκατάστασης.
- Σχήμα 21. Διαμόρφωση του κόστους λειτουργίας.
- Σχήμα 22. Διαμόρφωση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Σχήμα 23. Κρατικά κίνητρα επένδυσης.
- Σχήμα 24. Διαμόρφωση λογιστικών αποσβέσεων.
- Σχήμα 25. Μηνιαία παραγωγή ενέργειας για το πρώτο έτος.
- Σχήμα 26. Καθαρές ετήσιες ταμειακές ροές.
- Σχήμα 27. Ετήσια δόση και αποπληρωμή δανείου.
- Σχήμα 28. Προσδιορισμός οικιακού φορτίου.

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1. Απλοποιημένες Ταμειακές Ροές.

Πίνακας 2. Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR – Παράμετροι.

Πίνακας 3. Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR – Χρηματοροές.

Πίνακας 4. Παράδειγμα μοντέλου ποσοστιαίας δανειοδότησης – Παράμετροι.

Πίνακας 5. Παράδειγμα μοντέλου ποσοστιαίας δανειοδότησης – Χρηματοροές.

Πίνακας 6. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης.

Πίνακας 7. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε τα οικονομικά μεγέθη της εγκατάστασης.

Πίνακας 8. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου.

Πίνακας 9. Δείκτες αξιολόγησης επένδυσης – PV 400 kW.

Πίνακας 10. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί πως μεταβάλλεται οι δείκτες NPV-IRR-LCOE για επένδυση PV-400kW.

Πίνακας 11. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

Πίνακας 12. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη IRR ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

Πίνακας 13. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη LCOE ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

Πίνακας 14. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης-50MW.

Πίνακας 15. Τιμές μεταβλητών εισόδου για να ορίσουμε τα οικονομικά μεγέθη της εγκατάστασης – 50 MW

Πίνακας 16. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου – 50 MW.

Πίνακας 17. Δείκτες αξιολόγησης επένδυσης – PV 50 MW.

Πίνακας 18. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί κατά πως μεταβάλλονται οι δείκτες NPV-IRR-LCOE για επένδυση PV-50 MW.

Πίνακας 19. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50MW.

Πίνακας 20. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη IRR ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50 MW.

Πίνακας 21. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη LCOE ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50 MW.

Πίνακας 22. Αποτελέσματα και δείκτες αξιολόγησης – Αιολικό Πάρκο 64,4 MW.

Πίνακας 23. Παράδειγμα συμψηφισμός της καταναλισκόμενης ενέργειας με την παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σύστημα

Πίνακας 24. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης-Net Metering.

Πίνακας 25. Ωριαίες χρεώσεις παρόχου για κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 26. Δείκτες αξιολόγησης εγκατάστασης συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού.

Πίνακας 27. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί κατά πως μεταβάλλονται οι δείκτες αξιολόγησης για χρήση Net-Metering.

Πίνακας 28. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – Net Metering.

Πίνακας 29. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη απόσβεσης αρχικού κεφαλαίου ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – Net Metering.

Λίστα Συντμήσεων

NPV	Net Present Value
LCOE	Levelized Cost of Energy
IRR	Internal Return Rate
PPA	Power Purchase Agreement
SAM	System Advisory Model
TMY	Typical Meteorological Year
PPA	Power Purchase Agreement

1

Εισαγωγή

1.1 Υφιστάμενη κατάσταση

Οι ενεργειακές ανάγκες συνδέονται άρρητα με την καθημερινότητά του κάθε ανθρώπου τόσο όσον αφορά τις ανέσεις και διευκολύνσεις του όσο και γενικότερα με τον βιοπορισμό του σε πρωτογενή στάδιο.

Συνεπώς όσο οι άνθρωποι θα βελτιώνουν το βιοτικό τους επίπεδο τόσο θα συνεχίσουν να αυξάνουν και οι ενεργειακές ανάγκες. Το βιοτικό επίπεδο αποτελεί για τους πολίτες μιας χώρας ίσως τον βασικότερο δείκτη ευεξίας που όμως η συνεχής όμως ανάπτυξή του, συνοδευόμενη από αυξημένες ενεργειακές ανάγκες, ελλοχεύει εγγενείς κινδύνους. Με τον όρο εγγενείς κινδύνους, εννοούνται οι αδυναμίες που εμφιλοχωρούν κατά την γέννηση ενός τέτοιου μοντέλου ανάπτυξης και στην προκείμενη περίπτωση σχετίζονται κυρίως με περιβαλλοντικά ζητήματα. Τα περιβαλλοντικά ζητήματα, όπως θα αναλυθεί εκτενέστερα παρακάτω, έχουν πάψει πλέον να αποτελούν μια γενική και απροσδιόριστη έννοια και υπεισέρχονται πλέον στην καθημερινότητα με πολύ βαρύ συντελεστή και άμεσες συνέπειες. Ως εκ τούτου, είναι ζωτική η ανάγκη να προκρίνουμε εκείνες τις ενεργειακές λύσεις που θα είναι πράσινες και φιλικές προς το περιβάλλον αλλά και θα καλύπτουν ταυτοχρόνως τις αυξημένες ανάγκες των πολιτών, της παραγωγής, της οικονομίας και της ανάπτυξης μιας κοινωνίας γενικότερα.

Πλέον τίθενται ερωτήματα, ερωτήματα που είναι καίρια. Οφείλουμε να γνωρίζουμε όλες τις πλευρές, θεατές και αθέατες των ενεργειακών δυνατοτήτων και στη συνέχεια να υιοθετούνται εκείνες που συνάδουν με τη βιώσιμη ανάπτυξη. Οι επιλογές είναι πλέον συγκεκριμένες και απτές καθώς έχουν αναλυθεί την τελευταία δεκαετία τόσο σε ερευνητικό/ακαδημαϊκό επίπεδο όσο και υπογραφεί-κυρωθεί σε επίπεδο κρατών

(Συμφωνία των Παρισίων). Οι δύο βασικές κατευθυντήριες γραμμές είναι αρχικώς η μείωση-εξοικονόμηση της καταναλισκόμενης ενέργειας, αλλαγή δηλαδή του ενεργειακού μοντέλου, με ταυτόχρονη όμως συντήρηση του βιοτικού επιπέδου. Κατά δεύτερον η στροφή σε μια αποφασιστική μακροπρόθεσμη στρατηγική για μείωση ρύπων οδηγώντας σε μία πρώτη κλιματικά ουδέτερη οικονομία και κοινωνία έως 2040. Πιο συγκεκριμένα, η διαιώνιση του υφιστάμενου ενεργειακού μοντέλου δεν δύναται να συνεχιστεί, καθώς όπως αναφέρει και χαρακτηριστικά στο άρθρο του ο καθ. Χάρης Δούκας, η φετινή Έκθεση της «Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή - 2021» (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) του ΟΗΕ μιλάει για «κόκκινο συναγερμό». Η παγκόσμια υπερθέρμανση συμβαίνει πιο γρήγορα από ό,τι φοβόμασταν και η ανθρωπότητα έχει τεράστιο και αδιαμφισβήτητο μερίδιο ευθύνης. Η μέση θερμοκρασία επιφάνειας της Γης αναμένεται να ξεπεράσει τον στόχο του 1,5°C (πάνω από τα προ-βιομηχανικής εποχής επίπεδα) γύρω στο 2030 σε όλα τα σενάρια εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (από τα πιο αισιόδοξα έως τα πιο απαισιόδοξα), με βάση τις υπάρχουσες συνθήκες και φιλοδοξίες. Μία ολόκληρη δεκαετία πιο πριν δηλαδή από την προηγούμενη πρόβλεψη του ΟΗΕ. Με τα αποτελέσματα να είναι εφιαλτικά για την ανθρωπότητα αν δε δράσουμε άμεσα.

Στην αντίπερα όχθη, προτάσεις που δεν συμβαδίζουν με ταυτόχρονη βελτίωση ή έστω συνέχιση των συνθηκών ζωής, καθίστανται ουτοπικές και εξωπραγματικές. Κι αυτό γιατί αντιστρατεύονται την ανάπτυξη μίας κοινωνίας, η οποία θεμέλια έχει την συνεχή εξέλιξη σε όλους τους τομείς είτε πρόκειται για τον δυτικό κόσμο είτε πρόκειται για αναπτυσσόμενες χώρες. Είναι φύσει αδύνατο να υπάρξει αντιστροφή και να αρχίσουμε να απαρνιόμαστε όλες τις πολυτέλειες και διευκολύνσεις που μας πρόσφερε απλόχερα η συνεχής ανάπτυξη και εξέλιξη, οπότε το μόνο εφικτό είναι με σωστές πολιτικές, ενέργειες και ενημέρωση να ξεκινήσει μία περίοδο μετάβασης με απώτερο σκοπό, όπως θα αναλυθεί παρακάτω, μία κλιματική ουδετερότητα. Οπότε, αν θέλουμε να προστατεύσουμε την ποιότητα της ζωής μας με μικρότερη κατανάλωση, το βέβαιο είναι ότι χρειάζεται συνεχής προσπάθεια και προπαντός απαιτούνται πολιτικές ορθολογισμού. Όπως αναφέρει ξανά ο Χ. Δούκας σε άρθρο του, η βασική παραδοχή όμως του σημερινού αναπτυξιακού αφηγήματος είναι η πεποίθηση ότι μπορούμε να έχουμε οικονομική μεγέθυνση στηριζόμενη πάντα στην ασφαλή διατήρηση και μηδενική υποβάθμιση των οικοσυστημάτων, πόρων και υπηρεσιών όπου καθιστούν τα σημερινά θεμέλια της ευημερίας μας. Ταυτοχρόνως, η αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την υπερεκμετάλλευση εδαφικών και φυσικών πόρων αποτέλεσε και το οικοδόμημα για πάνω στο οποίο δομήθηκαν οι στρατηγικές πολιτικές (π.χ. η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, οι Στόχοι Βιώσιμης Ανάπτυξης των Ηνωμένων Εθνών). Οι σχετικές επιστημονικές μελέτες όμως δεν τεκμηριώνουν κάτι τέτοιο. Αποδεικνύουν αντίθετα πως η οικονομική μεγέθυνση, η εδαφική αλλοτρίωση και η περιβαλλοντική υποβάθμιση σχετίζονται έντονα. Το αποτύπωμα δηλαδή των υλικών αγαθών, το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν (ΑΕΠ) και οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου έχουν αυξηθεί ραγδαία στην πάροδο των χρόνων. Και ενώ η αύξηση του πληθυσμού ήταν η κύρια αιτία της αυξανόμενης κατανάλωσης της περιόδου 1970 – 2000, η εμφάνιση μιας εύπορης μεσαίας τάξης, σε όλα τα μήκη και πλάτη, υπήρξε ο ισχυρότερος μοχλός αργότερα. Επιπλέον, η τεχνολογική ανάπτυξη έχει μέχρι στιγμής συνδεθεί με αυξημένη κατανάλωση, παρά το αντίστροφο.

Εάν λοιπόν η οικονομική μεγέθυνση δεν μπορεί να αποσυνδεθεί από την πίεση στη γη και τους φυσικούς πόρους, μήπως η επαναχρησιμοποίηση των πόρων εντός της οικονομίας

είναι η λύση. Και πραγματικά οι πολιτικές κυκλικής οικονομίας στοχεύουν στην βέλτιστη διαχείριση των αποβλήτων, στην επαναχρησιμοποίηση και στην ανακύκλωση υλικών. Όμως, και εδώ οι μελέτες δείχνουν πως, σε κλίμακα ολόκληρης της οικονομίας, μόνο το 12% των υλικών που εισρέουν στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης ανακυκλώνονται. Ενώ τα ποσοστά ανακύκλωσης υλικών όπως πλαστικά, χαρτί, γυαλί και μέταλλα μπορούν – και πρέπει – να αυξηθούν σε μεγάλο βαθμό, ο δρόμος παραμένει μακρύς.

Καθοριστικό ρόλο για την επίτευξη των στόχων για μία κλιματικά ουδέτερη οικονομία θα έχει επίσης και ο ρυθμός ενεργειακής μετάβασης σε ανανεώσιμες πηγές. Όπως έχει αναλυθεί πολλάκις, η ενέργεια καταλαμβάνει την πύλα του λέοντος με ποσοστό περίπου 77% όσο αναφορά τα αίτια για την αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της Γης. Καθίσταται λοιπόν σαφές, ότι νέα έργα ανανεώσιμων πηγών θα πρέπει να αξιολογηθούν και υλοποιηθούν με ταχύτερους ρυθμούς και σε αθρόες ποσότητες προκειμένου να επιτύχουμε τους κλιματικούς στόχους. Η υλοποίηση όμως ενός τέτοιου έργου ταυτίζεται και με την οικονομική του βιωσιμότητα, γεννώντας έτσι την αναγκαιότητα ύπαρξης ενός μοντέλου προκειμένου να μπορέσει να αξιολογηθεί βέλτιστα και όσο το δυνατόν ταχύτερα.

Ο σκοπός λοιπόν της διπλωματικής αυτής, είναι η επεξεργασία και επεξήγηση ενός τέτοιου μοντέλου, το οποίο χρησιμοποιώντας πληθώρα οικονομικών δεικτών, δύναται να ερευνήσει την βιωσιμότητα μιας επένδυσης συναρτήσει διάφορων παραγόντων όπως έτη αποπληρωμής δανείου, τιμή προσφοράς kwh, μέρισμα ιδίων-δανειακών κεφαλαίων κ.ο.κ. Ταυτοχρόνως, θα γίνεται και μια γενική επεξήγηση της υφιστάμενης ενεργειακής κατάστασης τόσο σε εγχώριο αλλά και σε παγκόσμιο επίπεδο καθώς επίσης και θα παρουσιαστούν οι ενεργειακές τάσεις και στόχοι για τα επόμενα χρόνια. Τέλος, θα καλυφθούν θεωρητικά και τεχνικά θέματα όπως αποδόσεις, αδειοδότηση, τεχνικά χαρακτηριστικά σχετικά με Φωτοβολταϊκά Πάρκα.

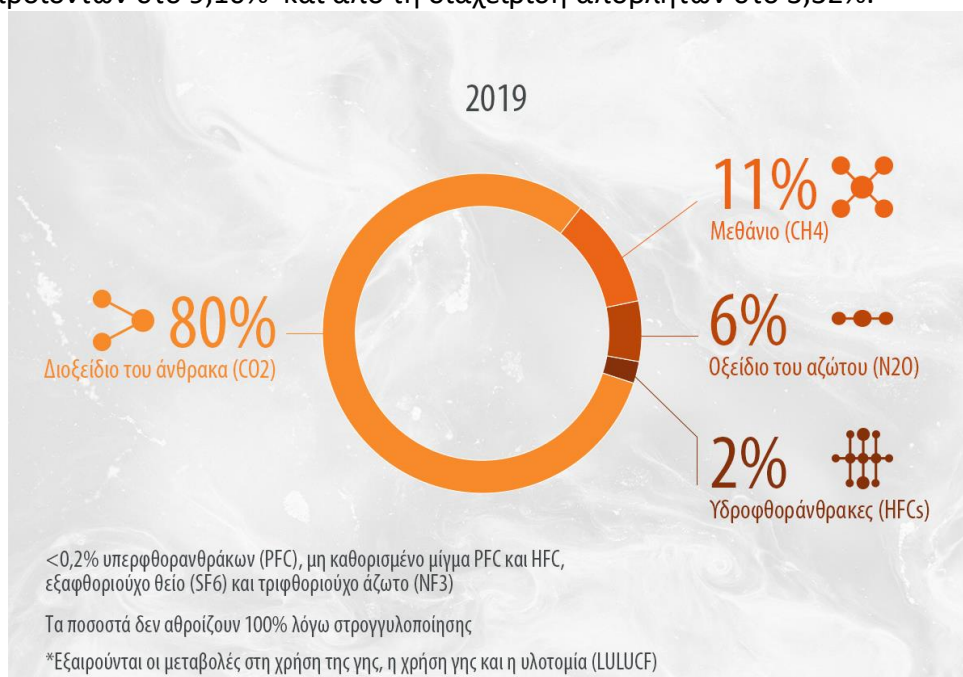
1.2 Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου ανά χώρα και τομέα

Όπως προαναφέρθηκε, το σύγχρονο αναπτυξιακό μοντέλο μίας κοινωνίας προσπαθεί να εξασφαλίσει σε κάθε περίπτωση το βέλτιστο βιοτικό επίπεδο για τους πολίτες της. Οι κίνδυνοι όμως που ελλόχευαν δεν ήταν γνωστοί μέχρι την τελευταία δεκαετία. Η ασύστολη εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου μας ώθησε σε αδιέξοδα και στην αναγκαιότητα να ληφθούν αστραπιαίες αποφάσεις προκειμένου να αποφευχθεί η περαιτέρω αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη. Στην παρούσα διπλωματική εργασία δεν θα αναλυθεί το φαινόμενο του θερμοκηπίου καθότι έχει γίνει εκτενής ανάλυση σε πολλές διπλωματικές εργασίες. Κρίνεται όμως να γίνει μια συνοπτική περιγραφή στις προκείμενες εκπομπές και στα πιθανά σενάρια.

Σύμφωνα με μελέτη που δημοσιεύτηκε στο ευρωπαϊκό κοινοβούλιο, τα ποσοστά εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου διαφέρουν κατά πολύ, με το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) να αποτελεί τον κυρίαρχο με ποσοστό 80% και τα υπόλοιπα να ακολουθούν συνεισφέροντας αθροιστικά με 20% όπως παρουσιάζεται παρακάτω και στο Σχήμα 1. Επομένως είναι εύκολο να συμπεράνει κανείς ότι το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) αποτελεί το σημαντικότερο αέριο θερμοκηπίου. Ως επί των πλείστων, η παραγωγή του οφείλεται σε ανθρώπινες δραστηριότητες όπως παραγωγή ενέργειας, μετακινήσεις, κ.ο.κ. Τα υπόλοιπα αέρια του θερμοκηπίου εκπέμπονται σε μικρότερες ποσότητες, ωστόσο όμως παγιδεύουν τη θερμότητα με πολύ πιο αποτελεσματικό τρόπο από το διοξείδιο του άνθρακα. Το

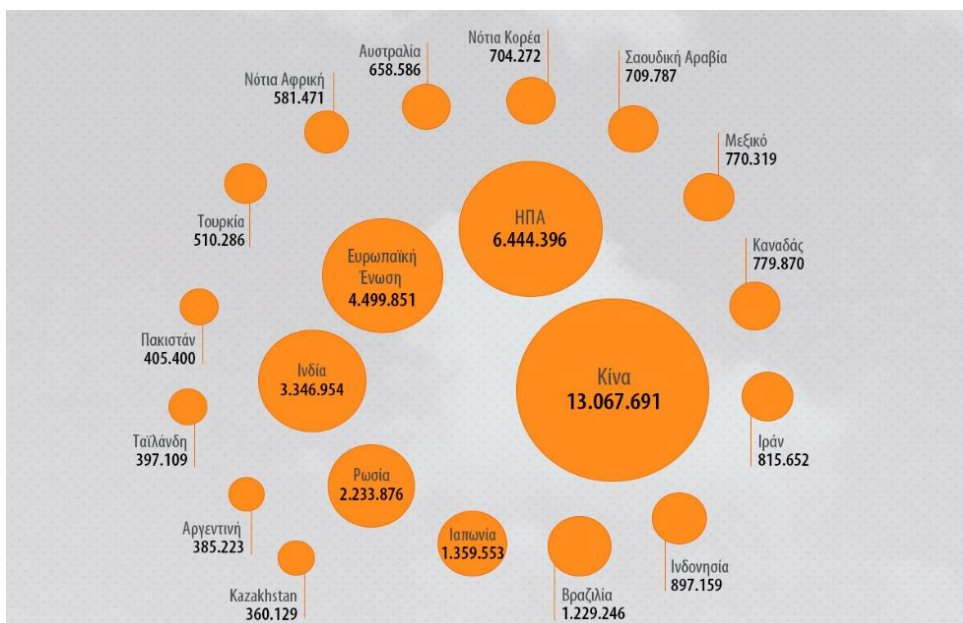
μεθάνιο για παράδειγμα, είναι πάνω από 80 φορές πιο ισχυρό ανά μονάδα μάζας από το διοξείδιο του άνθρακα σε μια περίοδο 20 ετών.

Σύμφωνα με την 6η έκθεση αξιολόγησης της Διακυβερνητικής Ομάδας για τις Κλιματικές Μεταβολές (IPCC), οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που προέρχονται από τις ανθρώπινες δραστηριότητες είναι υπεύθυνες για περίπου το 1,1°C της θέρμανσης του πλανήτη από τις αρχές του 20ου αιώνα. Στις δραστηριότητες αυτές συμπεριλαμβάνονται για παράδειγμα η καύση του άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου, η αποψίλωση των δασών και η γεωργία. Ακολουθώντας, παρουσιάζονται οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου για το έτος 2019, κατανεμημένες ανά βασικούς τομείς πηγών. Η ενέργεια ευθύνεται για το 77,1% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το 2019, το ένα τρίτο των οποίων οφείλεται στον τομέα των μεταφορών. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που προέρχονται από τη γεωργία αντιστοιχούν στο 10,55%, από βιομηχανικές διεργασίες και χρήση προϊόντων στο 9,10% και από τη διαχείριση αποβλήτων στο 3,32%.



Σχήμα 1. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά τομέα. (Πηγή: Concilium European Union) [1]

Ακολουθώντας παρουσιάζονται οι χώρες με τις περισσότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, διαμορφώνοντας έτσι την λίστα για την χρονιά 2015. Όπως εύκολα μπορεί να αντιληφθεί κανείς, χώρες με ανεπτυγμένες και βαριές βιομηχανίες βρίσκονται στην κορυφή της λίστας. Η ΕΕ αποτελεί την τρίτη μεγαλύτερη πηγή εκπομπών μετά την Κίνα και τις Ηνωμένες Πολιτείες, ακολουθούμενη από την Ινδία και τη Ρωσία. Τα αέρια του θερμοκηπίου παραμένουν στην ατμόσφαιρα για περιόδους που κυμαίνονται από μερικά χρόνια έως χιλιάδες χρόνια. Έχουν συνεπώς παγκόσμιο αντίκτυπο, ανεξάρτητα από τον τόπο αρχικής εκπομπής τους.



Σχήμα 2. Χώρες με τις υψηλότερες εκπομπές αερίων στον κόσμο το 2015 – Κιλοτόνοι αντίστοιχου CO₂.
(Πηγή: Concilium European Union) [1]

1.3 Αντίκτυπος της υπερθέρμανσης του πλανήτη και πιθανά σενάρια

Πλέον με τόσες εκτενείς μελέτες που έχουν γίνει, μπορούμε μετά βεβαιότητας να ισχυριστούμε ότι τις τελευταίες δεκαετίες υπήρξαν στην Γη η υψηλότερες συγκεντρώσεις αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα εδώ και περίπου 3,5 εκατομμύρια χρόνια. Ήδη στα τέλη της δεκαετίας του 1980 και υπό την αιγίδα του ΟΗΕ, δημιουργήθηκε μια διεθνή επιστημονική επιτροπή προκειμένου να παρακολουθεί το φαινόμενο αυτό καθώς και να κάνει προβλέψεις και εισηγήσεις. Σήμερα, είμαστε στην πλέον δυσμενή θέση να επαληθεύουμε τα σενάρια που προβλέφθηκαν τότε και μάλιστα το δυσμενέστερά από αυτά. Με την πάροδο των χρόνων τα μοντέλα αυτά βελτιστοποιήθηκαν σε πολύ μεγάλο βαθμό. Πλέον βάσει της παραμετροποίησης που γίνεται σύμφωνα με μεταβλητές όπως η αυξομείωση του πληθυσμού, η κατανάλωση και παραγωγή ενέργειας, οικονομική ανάπτυξη αποψίλωση δασών κ.ο.κ παράγονται τα μελλοντικά πιθανά σενάρια. Οι Αντιπροσωπευτικές Τιμές Συγκέντρωσης (Representative Concentration Pathways – RCP), οι οποίες χρησιμοποιούνται για την προβολή βάσει αυτών των παραγόντων, περιγράφουν τέσσερις διαφορετικές οδούς του 21ου αιώνα για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, τις ατμοσφαιρικές συγκεντρώσεις, τις εκπομπές ατμοσφαιρικών ρύπων και τις χρήσεις γης. Τα RCP περιλαμβάνουν ένα αυστηρό σενάριο μετριασμού (RCP2.6), δυο ενδιάμεσα σενάρια (RCP4.5 και RCP6.0) και ένα σενάριο με πολύ υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (RCP8.5). Τα σενάρια χωρίς πρόσθετες προσπάθειες περιορισμού των εκπομπών (βασικά σενάρια) οδηγούν σε μονοπάτια που κυμαίνονται μεταξύ RCP6.0 και RCP8.5. Το σενάριο RCP2.6 είναι αντιπροσωπευτικό ενός σεναρίου που στοχεύει να διατηρήσει την υπερθέρμανση του πλανήτη πιθανώς κάτω από τους 2οC πάνω από τις προβιομηχανικές θερμοκρασίες. Τα σενάρια ονομάζονται βάσει της μεταβολής του ενεργειακού εξαναγκασμού το έτος 2100, σε σχέση με την προβιομηχανική περίοδο (2.6, 4.5, 6.0 και 8.5 W/m² αντίστοιχα).

1.3.1 Σενάριο RCP 2.6

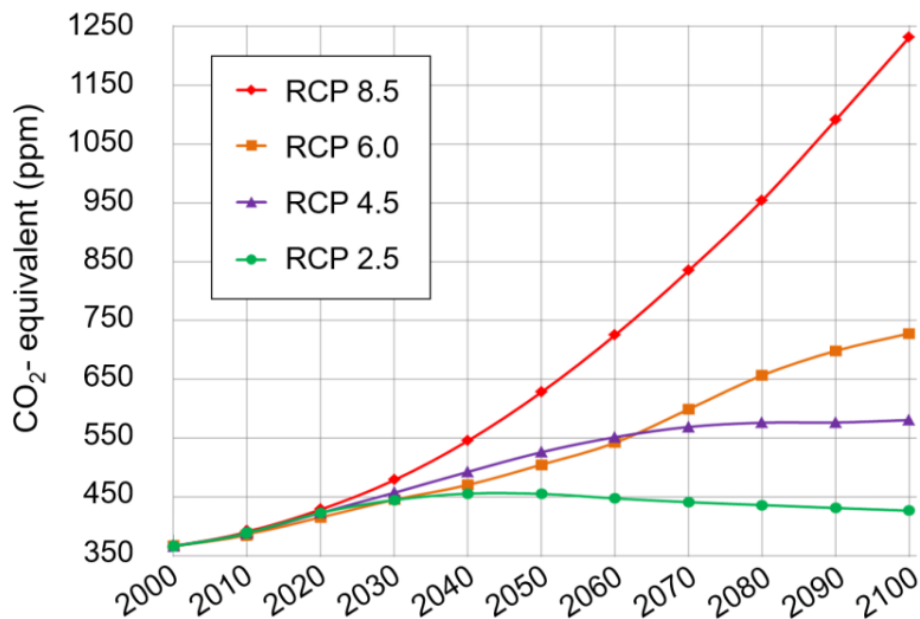
Το RCP 2.6 αποτελεί το πιο αισιόδοξο από όλα τα σενάρια. Σύμφωνα με το σενάριο αυτό, η κορύφωση του πληθυσμού φτάνει περίπου στα 9 δις. στα μέσα περίπου του αιώνα και σταδιακά μετά αρχίζει να μειώνεται. Ταυτοχρόνως η χρήση ορυκτών καυσίμων μειώνεται με πολύ γρήγορους ρυθμούς ενώ οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου θα έπρεπε να μειώνονται από το 2020 ώσπου μηδενίζονται το 2100. Η σύσταση της ατμόσφαιρας σε CO₂ φτάνει τα 442ppm το 2050 αλλά μειώνεται στα 421ppm έως το 2100, ενώ η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας φτάνει μέχρι τους 2 βαθμούς έως το 2100, σε σχέση με τη μέση θερμοκρασία πριν από τη βιομηχανική εποχή. Με τα σημερινά δεδομένα, οι πιθανότητες να επαληθευτεί είναι σχεδόν μηδαμινές. Δεν είναι τυχαίο άλλωστε που η Διεθνής Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή προετοιμάζει ένα νέο αισιόδοξο σενάριο, που προφανώς είναι περισσότερο απαισιόδοξο από το αισιόδοξο που ισχύει ακόμη σήμερα.

1.3.2 Σενάριο RCP 4.5 – 6.0

Το RCP 4.5 είναι το μεσαίο σενάριο. Σύμφωνα με αυτό η κορύφωση των εκλύσεων αερίων του θερμοκηπίου φτάνει γύρω στο 2045 για το CO₂ και γύρω στο 2050 για το μεθάνιο, ενώ στη συνέχεια μειώνεται αρκετά δραματικά. Μεγάλες εκτάσεις αναδασώνονται, ενώ μειώνεται η κατανάλωση κρέατος. Με αυτό το σενάριο η σύσταση της ατμόσφαιρας σε CO₂ φτάνει τα 487ppm το 2050 και στα 560ppm έως το 2100, ενώ η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας παγκοσμίως αγγίζει τους 3 βαθμούς έως το 2100. Αυτό σημαίνει ότι πολλά ζωικά και φυτικά είδη δεν θα μπορούν να επιβιώσουν στις συνθήκες εκείνες, ενώ οι επιπτώσεις στις ανθρώπινες κοινωνίες θα είναι πολύ έντονες. Το RCP 6.0 πρόκειται για ένα όμοιο σενάριο με την διαφορά ότι μετά το 2050 συνεχίζουν να αυξάνονται οι εκπομπές CO₂ φτάνοντας το 2100 σχεδόν τα 750 ppm.

1.3.3 Σενάριο RCP 8.6

Το RCP 8.5 είναι το χειρότερο σενάριο. Επί του πρακτέου στο σενάριο αυτό δεν λαμβάνεται κανένα μέτρο για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου λόγω ανθρώπινων δραστηριοτήτων συνεχίζουν να αυξάνονται καθ' όλη την διάρκεια του αιώνα ώσπου το 2050 η σύσταση της ατμόσφαιρας σε CO₂ φτάνει τα 541ppm συνεχίζοντας την αυξητική πορεία μέχρι το 2100 όπου φτάνει τα 936ppm και πρόσθετα την ίδια περίοδο η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας θα αγγίζει τους +5° C .



Σχήμα 3. Πιθανά σενάρια RCP (Representative Concertation Pathways) σύμφωνα με την διακυβερνητική επιτροπή για την κλιματική αλλαγή (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC)

1.4 Σενάρια RCP και συσχέτιση με την καθημερινότητα

Πως λοιπόν τα σενάρια αυτά υπεισέρχονται στην σημερινή πραγματικότητα και πως επηρεάζουν οι πρόκειται να επηρεάσουν; Αρχικά, για τις περισσότερες ανθρώπινες δραστηριότητες ο σημαντικότερος παράγοντας που επηρεάζεται από την κλιματική αλλαγή είναι, η θερμοκρασία της ατμόσφαιρας. Για επιμέρους τομείς όμως, είναι σημαντικοί και άλλοι δείκτες. Για παράδειγμα τη γεωργία και την κτηνοτροφία πολύ σημαντικό ρόλο κατέχει η βροχόπτωση, τα ακραία καιρικά φαινόμενα, η ξηρασία και η διάβρωση του εδάφους. Αυτοί οι παράγοντες αλληλοεπηρεάζονται και όλοι θα επηρεαστούν δραματικά από τις αλλαγές στο κλίμα το επόμενο διάστημα. Με τη σειρά τους, δε, επηρεάζουν την αγροτική και την κτηνοτροφική παραγωγή με πολλούς, περίπλοκους τρόπους, από τη διαθεσιμότητα υδάτινων πόρων και τη γονιμότητα του εδάφους μέχρι την εμφάνιση παρασίτων και ασθενειών. Το ότι θα έχουμε μεγαλύτερες θερμές περιόδους κάθε χρόνο, συχνότερη εμφάνιση ακραίων καιρικών φαινομένων, ξηρασία σε περισσότερες εκτάσεις και συχνότερες πλημμύρες θα παίξει, ασφαλώς, πολύ μεγάλο ρόλο. Πιο συγκεκριμένα, σε ευρωπαϊκό επίπεδο στοιχεία κορυφαίων επιστημόνων που αναρτήθηκαν στο European Consilium, δείχνουν αυξημένες και, σε ορισμένες περιπτώσεις, μη αναστρέψιμες αλλαγές στις βροχοπτώσεις, τους ωκεανούς και τους ανέμους σε όλες τις περιοχές του κόσμου.

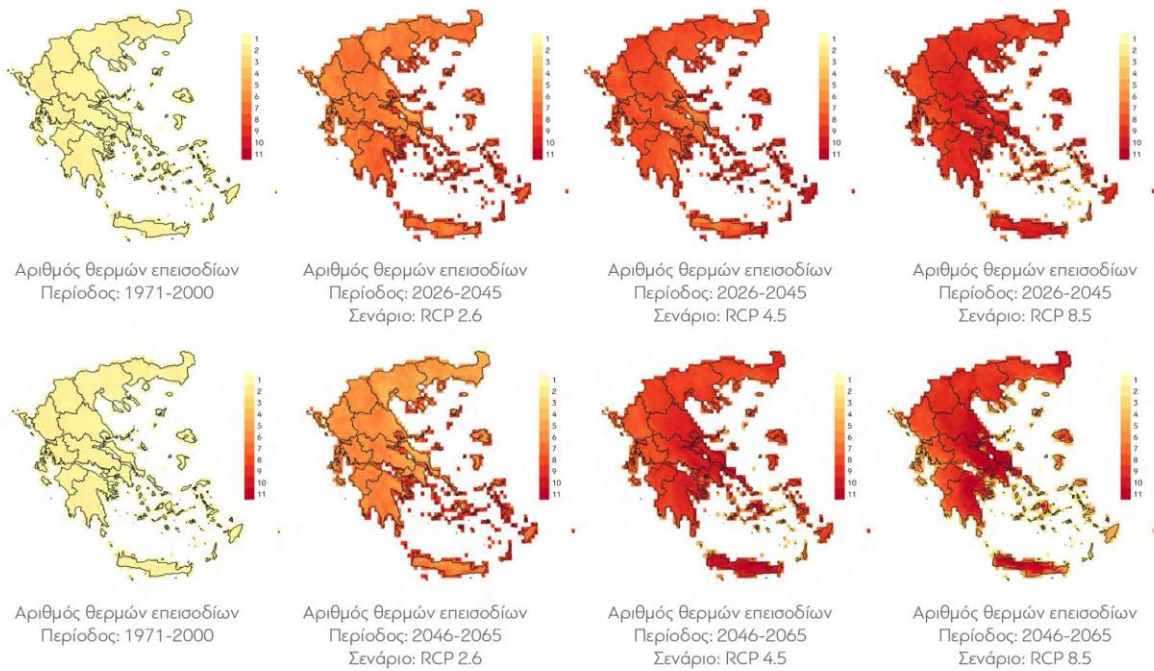


Σχήμα 4. Μεταβολή θερμοκρασία από 1950 έως 2020 και αύξηση πλημμυρών με την πάροδο του χρόνου. (Πηγή: Consilium European Union) [1]

Η έκθεση προβλέπει αύξηση της συχνότητας και της έντασης των ακραίων καιρικών φαινομένων, συμπεριλαμβανομένων των επεισοδίων υπερθέρμανσης των θαλάσσιων υδάτων, και προειδοποιεί ότι η αύξηση της θερμοκρασίας κατά 2°C θα έχει σοβαρότατες επιπτώσεις για τη φύση και τους ανθρώπους. Οι υψηλότερες θερμοκρασίες και τα εντεινόμενα καιρικά φαινόμενα θα οδηγήσουν επίσης σε τεράστιο κόστος για την οικονομία και θα υπονομεύσουν την ικανότητα των χωρών να παράγουν τρόφιμα. Πρόσθετα όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 4, οι έντονες πλημμύρες συνεχώς αυξάνονται και μεταξύ του 1980 και του 2019 περισσότεροι από 85.000 άνθρωποι στην ΕΕ έχασαν την ζωή τους λόγω ακραίων καιρικών συνθηκών και κλιματικών φαινομένων.

1.5 Δείκτες σε εγχώριο επίπεδο

Σε εγχώριο επίπεδο, έρευνα που διεξήχθη από το ΕΚΠΑ μελέτησε πως θα μεταβληθούν 21 κλιματικοί δείκτες και παράμετροι λόγω της κλιματικής αλλαγής. Εν συνεχεία συσχετίστηκαν οι δείκτες με έμμεσα και άμεσα αποτελέσματα σε συγκεκριμένες περιοχές, τομείς, και δραστηριότητες όπως γεωργία κτηνοτροφία και τουρισμό. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι οι δείκτες βάσει τις περιοχής είχαν μικρότερη η μεγαλύτερη βαρύτητα αλλά σε κάθε περίπτωση αρνητική επίπτωση. Ενδεικτικά, η μέση θερμοκρασία στο ευρύτερο πολεοδομικό συγκρότημα της Αθήνας την περίοδο 1971-2000 ήταν 15,6 °C. Όπως προκύπτει από την μελέτη, στα θετικά σενάρια η θερμοκρασία θα φτάσει τους 17 °C ενώ στα αρνητικά σενάρια θα αγγίξει τους 18°C. Σε άλλο παράδειγμα 1971-2000 η ευρύτερη περιοχή των Ιωαννίνων γνώριζε κατά μέσο όρο περίπου 31 ημέρες παγετού (το σύνολο των ημερών κατά τις οποίες η ελάχιστη ημερήσια θερμοκρασία δεν υπερβαίνει τους μηδέν βαθμούς Κελσίου) τον χρόνο. Αν ισχύσει το "καλό" (μα πολύ δύσκολο) σενάριο RCP 2.6, τα επόμενα 40 χρόνια θα έχουν κατά μέσο όρο περίπου 19 ημέρες παγετού τον χρόνο. Αν ισχύσει το "μεσαίο", θα έχουν 12 την επόμενη 25ετία. Κι αν ισχύσει το χειρότερο σενάριο, τα Ιωάννινα θα έχουν μόνο 5 ημέρες παγετού τον χρόνο μέχρι τα μέσα του αιώνα.



Σχήμα 5. Μεταβολή μέσης θερμοκρασίας στην Ελλάδα ανά 20ετία βάσει σεναρίου RPC. (Πηγή: Dianeosis)

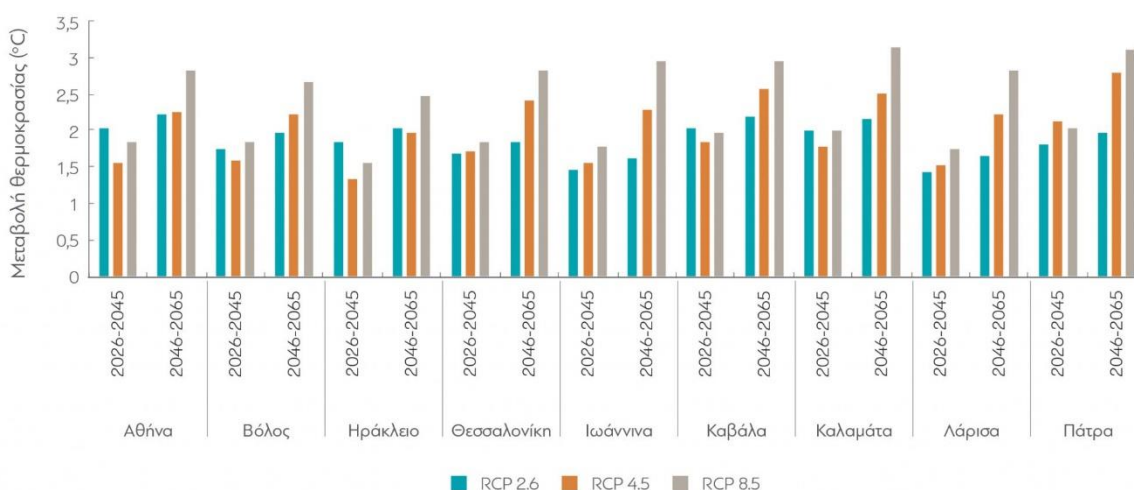
Σύμφωνα με όσα έχει δείξει η εμπειρία τόσα χρόνια, τείνουν να επαληθεύονται τα αρνητικά – χειρότερα σενάρια. Οι εκτιμήσεις προβλέπουν ότι μέχρι το 2050 οι ημέρες με καύσινα στην Ελλάδα θα αυξηθούν κατά 15-20 ημέρες ετησίως, η βροχόπτωση θα μειωθεί από 10% έως 30%, οι ημέρες υψηλού κινδύνου πυρκαγιάς θα αυξηθούν από 15% έως και 70% και τα ακραία καιρικά φαινόμενα θα είναι πολύ πιο συχνά. Συνολικά στο επίπεδο της χώρας, με το θετικό σενάριο RCP 2.6 η θερμοκρασία θα αυξηθεί περί τους 2 βαθμούς μέχρι τα μέσα του αιώνα. Αν ισχύσει το ουδέτερο σενάριο RCP 4.5 θα αυξηθεί μέχρι και 2,5 βαθμούς, ενώ αν ισχύσει το εφιαλτικό RCP 8.5, η αύξηση θα φτάσει τους 3,4 βαθμούς στην ηπειρωτική Ελλάδα. Όπως γράφουν οι ερευνητές, "η χώρα αποκτά σταδιακά θερμότερο και ξηρότερο κλίμα, με ακραία καιρικά φαινόμενα που θα είναι εντονότερα, συχνότερα και με μεγαλύτερη διάρκεια".

Σε επίπεδο καλλιεργειών Σύμφωνα με όλα τα σενάρια, μειώνονται οι βροχοπτώσεις σε όλες τις περιοχές, μειώνεται η εδαφική υγρασία (ιδιαίτερα την άνοιξη), αυξάνεται η ξηρασία σε όλες τις περιοχές της Ελλάδας και αυξάνονται οι ημέρες με πολύ υψηλές θερμοκρασίες. Οι συνέπειες βέβαια, δεν θα είναι ομοιόμορφες σε ολόκληρη την επικράτεια. Οι περισσότερες καλλιέργειες και η κτηνοτροφία θα επηρεαστούν αρνητικά κυρίως στο Ηράκλειο της Κρήτης, την Ηλεία, την Κορινθία και τη Λάρισα. Αντίθετα, ανάμεσα στις περιοχές που θα επηρεαστούν λιγότερο είναι ο Έβρος, η Φθιώτιδα και η Αιτωλοακαρνανία. Προκύπτει δηλαδή ότι οι επιπτώσεις θα διαφοροποιούνται και ανάλογα με την ευαισθησία και τη συμπεριφορά κάθε καλλιέργειας. Για παράδειγμα, η ελιά, είναι εξαιρετικά ανθεκτική στην ξηρασία και την υψηλή θερμοκρασία, οπότε θεωρητικά θα μπορούσε να αντέξει τις εντονότερες συνέπειες. Ωστόσο, ότι τον χειμώνα δεν θα έχει τόσο χαμηλές θερμοκρασίες, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη σωστή άνθιση της ελιάς- είναι πιθανό να επηρεάσει αρνητικά την παραγωγή των ελαιόδεντρων.

Σε επίπεδο πόλεων, υπάρχει ένα φαινόμενο που λέγεται "Αστική Θερμική Νησίδα". Αναφέρεται στην αυξημένη θερμοκρασία του αέρα στις πόλεις σε σχέση με άλλες κοντινές

περί-αστικές περιοχές και επηρεάζεται από το πόσο πυκνή είναι η δόμηση μιας πόλης, πόσο εμποδίζεται ο φυσικός της αερισμός, τι είδους ανθρώπινες δραστηριότητες φιλοξενεί και, βεβαίως, πόσους χώρους πρασίνου διαθέτει. Για την περιοχή της Αθήνας, αυτή η διαφορά μπορεί να φτάνει έως και τους 8-10 βαθμούς. Αυτό είναι ένα ενδεικτικό στοιχείο του πόσο μεγάλη θα είναι η πίεση που θα υποστούν οι πόλεις της Ελλάδας -πολύ μεγαλύτερη από ό,τι η επαρχία- στο επόμενο διάστημα. Γι' αυτό η ενδεδειγμένη μελέτη των επιπτώσεων των επερχόμενων αλλαγών ειδικά στις πόλεις είναι εξαιρετικά σημαντική.

Σχήμα 56β. Μεταβολές της μέσης θερμοκρασίας κατά το καλοκαίρι ανά πόλη για τα σενάρια RCP 2.6, RCP 4.5 και RCP 8.5 για τις υποπεριόδους 2026-2045 και 2046-2065 σε σύγκριση με την περίοδο 1971-2000



Σχήμα 6. Μεταβολή μέσης θερμοκρασίας σε διάφορες πόλεις ανά 20ετία βάσει σεναρίου RPC. (Πηγή: Dianeosis)

Ενδεικτικά, σε περιοχές όπως η Αθήνα, η Θεσσαλονίκη και η Λάρισα οι ημέρες στις οποίες η μέγιστη θερμοκρασία υπερβαίνει τους 37 οC θα αυξηθούν πολύ. Οι "τροπικές νύχτες" (νύχτες κατά τις οποίες η θερμοκρασία δεν πέφτει κάτω από τους 20 βαθμούς) επίσης θα αυξηθούν πολύ. Αυτό είναι σημαντικό, καθώς αυτός ο δείκτης συνδέεται με τα ποσοστά θνησιμότητας και καρδιαγγειακών παθήσεων -είναι οι νύχτες κατά τις οποίες τα κτήρια δεν προλαβαίνουν να "κρυώσουν". Εξάλλου, σε πόλεις της δυτικής Ελλάδας όπως η Πάτρα και τα Ιωάννινα θα υπάρξει μεγάλη αύξηση στις ημέρες υψηλής βροχόπτωσης, που αυξάνουν τον κίνδυνο πλημμυρικών φαινομένων. Συμπεραίνουμε επομένως ότι σωστές παρεμβάσεις και μέτρα πρόληψης θα παίξουν κομβικό ρόλο αρκεί να αναλογιστή κανείς ότι η μείωση της θερμοκρασίας του αέρα στην Αθήνα έστω και κατά έναν βαθμό οδηγεί στη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας για ψύξη κατά 4,1%, των φωτοχημικών αερίων ρύπων κατά περίπου 7-8% και της θνησιμότητας (ειδικά όταν η θερμοκρασία είναι πάνω από 40 βαθμούς Κελσίου) από πνευμονολογικά και καρδιολογικά νοσήματα κατά 8%.

1.6 Ενεργειακό μείγμα και ρύποι – Ευκαιρίες για μεγαλύτερη διείσδυση

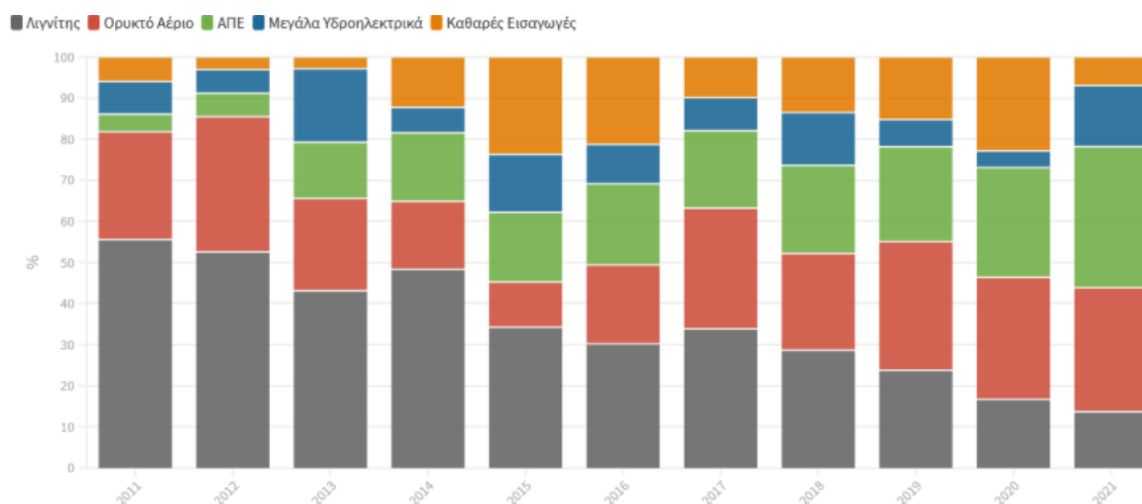
ΑΠΕ

Οι ενεργειακές ανάγκες της Ευρώπης καλύπτοντας κατά κύριο λόγο από εισαγωγές σε ορυκτά καύσιμα παρόλες τις προσπάθειες που έχουν υπάρξει τα τελευταία έτη προκειμένου να επιταχυνθεί η στροφή σε εγχώριες καθαρές μορφές ενέργειας. Τον

κυρίαρχο ρόλο στο μείγμα της γηραιάς ηπείρου κατείχε το πετρέλαιο ενώ εξακολούθησε να έχει μεγάλο μερίδιο και το φυσικό αέριο. Παρόμοια εικόνα παρουσίασε και η χώρα μας. Παρόλα αυτά όμως, έχει ενταθεί έντονα και με σταθερό ρυθμό η προσπάθεια για αύξηση της συμβολής των ΑΠΕ με πιθανότερη πρόβλεψη να πρωταγωνιστήσει τα επόμενα χρόνια. Με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για το έτος 2020, η Ελλάδα κάλυψε μόλις το 23% των αναγκών της από εγχώρια παραγωγή ενώ το 77% ήταν εισαγωγές.

Αντιθέτως, η χρονιά 2021 παρουσίασε μεγάλη αλλαγή στο ενεργειακό σκηνικό της ηλεκτροπαραγωγής. Πιο αναλυτικά, για το πρώτο τρίμηνο του 2021 συγκριτικά με την αντίστοιχη περίοδο του 2020, εμφανίζεται μειωμένη κατά 22% η παραγωγή ρεύματος από λιγνίτη, 4% από το φυσικό αέριο καθώς και 71% στις καθαρές εισαγωγές, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Πρόσθετα, για την ίδια περίοδο παρατηρήθηκε αύξηση κατά 22% στην ενέργεια παραγόμενη από ΑΠΕ αποδεικνύοντας ότι μπορούν να καλύψουν με επάρκεια την ραγδαία απαλλαγή από τα ορυκτά καύσιμα χωρίς την απαίτηση για αύξηση της συνεισφοράς του ορυκτού αερίου.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι πηγές της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2011-2021.



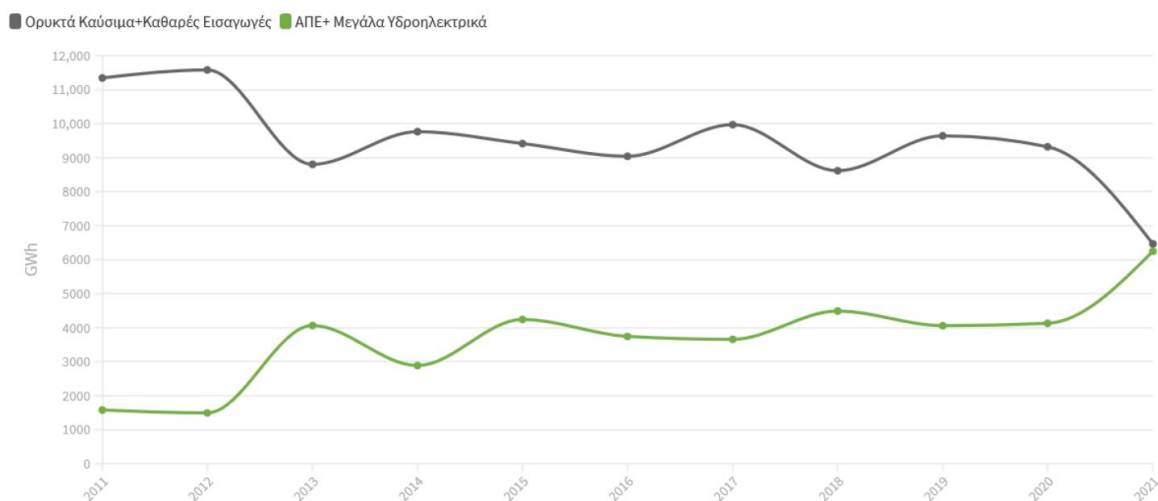
Σχήμα 7. Μερίδια των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Όπως παρατηρούμε, οι μεγαλύτεροι προμηθευτές παράγουν ακόμα μεγάλο ποσοστό με ορυκτά καύσιμα. Ιδιαίτερως, σε σχέση με όλα τα συμβατικά καύσιμα το φυσικό αέριο είναι το πιο καθαρό και με τους χαμηλότερους ρύπους και καταλαμβάνει πολύ μεγάλο μερίδιο αγοράς. Η καύση του παράγει λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα, οπότε υποκαθιστώντας τα άλλα καύσιμα συμβάλλει στη μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Δεν περιέχει ενώσεις θείου που ρυπαίνουν το περιβάλλον και προκαλούν το φαινόμενο της όξινης βροχής. Η καύση του είναι καθαρή και πρακτικά δεν εκπέμπει αιθάλη και αιωρούμενα σωματίδια, περιορίζοντας την ατμοσφαιρική ρύπανση. Ενδεικτικά στο κάτωθι πίνακα δίνονται οι εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε σχέση με άλλα καύσιμα (σε g ρύπου ανά kWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου). Το φυσικό αέριο όμως είναι ένα μεταβατικό καύσιμο που πρόκειται να λειτουργήσει υποστηρικτικά μέχρι την πλήρη απαλλαγή από τα ορυκτά καύσιμα και χρήσει μονάχα ΑΠΕ.

Τύπος καυσίμου	Διοξείδιο του Άνθρακα	Διοξείδιο του Θείου	Μονοξείδιο του Άνθρακα	Μονοξείδιο του Αζώτου	Υδρογονάνθρακες	Σωματίδια
Μαζούτ χαμηλού θείου	260	1,147	0,046	0,0439	0,015	0,150
Πετρέλαιο θέρμανσης	249	0,056	0,045	0,189	0,015	0,023
Πετρέλαιο κίνησης	244	0,054	0,044	0,185	0,015	0,022
Υγραέριο	227	0,000	0,025	0,157	0,006	0,007
Φυσικό Αέριο	177	0,000	0,022	0,137	0,005	0,007

Σχήμα 8. Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε σχέση με άλλα καύσιμα (σε g ρύπου ανά kWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου)

Όπως τεκμαίρεται λοιπόν, υπάρχουν ακόμα μεγάλα περιθώρια για την πλήρη απαλλαγή από τα συμβατικά καύσιμα και συνδυαζόμενα με την υφιστάμενη κρίση στις τιμές του φυσικού αερίου υπάρχει πεδίο δόξης λαμπρό για τις ΑΠΕ. Πιο αναλυτικά, Η κρίση έδειξε ότι δεν μπορεί να υπάρξει βεβαιότητα με το φυσικό αέριο καθώς οι τιμές του μπορούν πολύ εύκολα να μεταβληθούν. Η ευκαιρία επομένως είναι μοναδική για τις ΑΠΕ. Είναι χαμηλού κόστους, οι τιμές τους δεν είναι εκτεθειμένες σε χρηματιστηριακές διακυμάνσεις, δεν υπόκεινται σε γεωπολιτικά παιχνίδια, όπως είναι εκτεθειμένο το φυσικό αέριο και επιπλέον θα περάσουν σύντομα στην επόμενη φάση, αυτήν της αποθήκευσης, ώστε να μπορούν να παρέχουν αδιάλειπτα ενέργεια στο σύστημα. Το πιθανότερο σενάριο είναι να αρχίσει η άμεση διάθεση δεκάδων δισεκατομμυρίων σε υποδομές ΑΠΕ, αποθήκευσης και διανομής ηλ. Ρεύματος προκειμένου όχι μόνο να επιτευχθούν οι περιβαλλοντικοί στόχοι ήτοι 65% ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια ως το 2030, αλλά ταυτοχρόνως είναι και η καλύτερη απάντηση στην πρόκληση των τιμών του Φ.Α. Δηλαδή, τα πλεονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, πέρα ότι είναι πλέον πιο φθηνές από κάθε άλλη τεχνολογία και δεν εκτίθενται σε χρηματιστηριακές διακυμάνσεις, έχουν κυρίως «κλειδωμένες» τιμές, άρα το κόστος παραγωγής που βαραίνει τον καταναλωτή είναι γνωστό εκ των προτέρων για τις οικονομίες. Επομένως με γνωστά κόστη σε βάθος δεκαετιών είναι πολύ ευκολότερος ο προγραμματισμός και με λιγότερα απρόβλεπτα έναντι του Φ.Α. Τέλος στο παρακάτω γράφημα παρουσιάζεται η ετήσια συμμετοχή ορυκτών καυσίμων και ΑΠΕ, στο μείγμα ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής. Όπως φαίνεται, το έτος 2021 αποτέλεσε χρονιά σταθμό καθότι υπήρξε ταύτιση των δύο μεγεθών σηματοδοτώντας την έναρξη απόλυτης κυριαρχίας των ΑΠΕ.



Σχήμα 9. Ετήσια συμμετοχή ορυκτών καυσίμων και ΑΠΕ στο μείγμα ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής.

1.7 Στόχοι ενεργειακής πολιτικής

Σήμερα, η Ευρώπη αντιμετωπίζει μια σειρά από προκλήσεις: (α) αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια, (β) αστάθεια των ενεργειακών τιμών, (γ) διαταραχές στον ενεργειακό εφοδιασμό και (δ) ανάγκη για δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Επομένως, πρέπει να υπάρξει μείωση του αντίκτυπου του τομέα της ενέργειας στο περιβάλλον και στην κλιματική αλλαγή. Αναμφίβολα, ο στόχος που έχει θέσει η ΕΕ, προκειμένου να γίνει η Ευρώπη η πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος μέχρι το 2050, αποτελεί μία πολύ μεγάλη πρόκληση. Ουδέτερο ενεργειακό αποτύπωμα σημαίνει ότι από το 2050 δεν θα πρέπει να εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα από χώρες της Ευρώπης αέριοι ρύποι που ενοχοποιούνται για την Κλιματική Αλλαγή, καθώς εκτιμάται ότι με αυτόν τον τρόπο θα σταθεροποιηθεί η άνοδος της θερμοκρασίας του πλανήτη στον 1.5ο C. Για τον σκοπό αυτό, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε τον περασμένο Δεκέμβριο την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal⁸⁷), την πιο φιλόδοξη, μέχρι στιγμής, δέσμη μέτρων, που έχει ως απώτερο σκοπό να βοηθήσει τους πολίτες και τις επιχειρήσεις της Ευρώπης να αποκομίσουν οφέλη από τη βιώσιμη μετάβαση στην «πράσινη» ανάπτυξη. Τα μέτρα, που συνοδεύονται από έναν αρχικό οδικό χάρτη (roadmap) σχετικά με τις βασικές πολιτικές, κυμαίνονται από τη φιλόδοξη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έως τις επενδύσεις στην έρευνα και την καινοτομία, με στόχο τη διατήρηση του φυσικού περιβάλλοντος της Ευρώπης. Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία καλύπτει ιδίως τις μεταφορές, την ενέργεια, τη γεωργία, τα κτήρια και τις βιομηχανίες, όπως τη βιομηχανία χάλυβα, σκυροδέματος, την κλωστοϋφαντουργία και τη χημική βιομηχανία. Όλοι οι παραπάνω κλάδοι θα συνεισφέρουν στην επίτευξη του στόχου, ενώ θα υπάρξει μια περίοδος μετάβασης με κοινοτική και δημόσια στήριξη για ορισμένες περιοχές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, αλλά και κλάδους. Για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας θα απαιτηθούν μέχρι το 2030 ετήσιες επενδύσεις ύψους €260 δισ., οι οποίες αντιστοιχούν περίπου στο 1.5% του ΑΕΠ του 2018, ενώ θα χρειαστεί η συνδρομή του δημόσιου και του ιδιωτικού τομέα. Η Επιτροπή παρουσίασε στις αρχές του 2020 ένα επενδυτικό σχέδιο για μια βιώσιμη Ευρώπη, το οποίο θα συμβάλλει στην κάλυψη των επενδυτικών αναγκών. Τουλάχιστον το 25% του μακροπρόθεσμου προϋπολογισμού της ΕΕ, δηλαδή περίπου €250 δισ., θα πρέπει να αφιερωθεί στη δράση για το κλίμα, ενώ περαιτέρω

στήριξη θα παρέχουν η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα για το Κλίμα. Η πρώτη νομική πρόταση της Κομισιόν, που περιλαμβάνει τον βασικό στόχο της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050, υπεβλήθη τον Μάρτιο του 2019, ενώ ταυτόχρονα δρομολογείται ένα «Σύμφωνο για το Κλίμα», προκειμένου να δοθεί στους πολίτες η δυνατότητα να εκφράσουν τη γνώμη τους και να συμμετάσχουν στον σχεδιασμό νέων δράσεων. Για να φτάσει η Ευρώπη στην κλιματική ουδετερότητα το 2050, θα πρέπει να αναθεωρηθεί ο ενδιάμεσος στόχος, από το 40% μείωσης των εκπομπών που είναι σήμερα μέχρι το 2030 και σε σχέση με το 1990 να αυξηθεί στο 50%-55%. Στη συνέχεια, θα ακολουθήσουν προτάσεις ανά κλάδο, οι οποίες θα περιλαμβάνουν τους ποσοτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών. Στις 8 Ιουλίου του 2020, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε την στρατηγική της για την ολοκλήρωση του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος⁸⁸ και για το υδρογόνο⁸⁹, υπογραμμίζοντας τους βασικούς άξονες και τις στοχεύσεις σε συγκεκριμένους τομείς, στην πορεία προς την επίτευξη των στόχων του 2030 και του στόχου κλιματικής ουδετερότητας το 2050.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ήδη θέσει συγκεκριμένους ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους για το 2020, το 2030 και το 2050. Όσον αφορά τους στόχους για το 2020, αυτοί περιλάμβαναν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- Αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και
- Βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 20%.

Όσον αφορά τους στόχους για το 2030, αυτοί περιλαμβάνουν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 37.5% για τα νέα επιβατικά, 31% για τα ημιφορτηγά και 30% για τα φορτηγά, με βάση τα επίπεδα του 2021,
- Αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 32% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, • βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 32.5%,
- Προώθηση ηλεκτρικών διασυνδέσεων σε ποσοστό 15% (δηλ. το 15% της ενέργειας που παράγεται πρέπει να μπορεί να μεταφέρεται και προς άλλες χώρες της ΕΕ).

Όσον αφορά τους στόχους για το 2050, αυτοί περιλαμβάνουν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80%-95% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Σύμφωνα με την έκθεση της ΕΕΑ (European Environment Agency) η Ευρώπη πέτυχε τους στόχους που είχε θέσει για το 2020. Πιο αναλυτικά, κατάφερε να μειώσει τους ρύπους των αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% σε σχέση με τα επίπεδα το 1990, να αυξήσει την διείσδυση των ΑΠΕ σε ποσοστό 20% και τέλος να αυξήσει την ενεργειακή αποδοτικότητα σε 20%. Ενδεικτικά, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώθηκαν την περίοδο 2019-

2020 κατά 10% . Βέβαια, σημαντικό ρόλο διαδραμάτισαν και τα γεγονότα που σχετίζονται με την πανδημία Covid-19 που είναι αδύνατο όμως να καθοριστεί επακριβώς τι συντελεστής βαρύτητας είχε η πανδημία και τι οι ευρωπαϊκές κλιματικές πολιτικές. Για σύγκριση, την προηγούμενη χρονιά 2018-2019 η ευρωπαϊκές εκπομπές μειώθηκαν κατά 4%. Συγκεντρικώς, όπως προκύπτει από την έκθεση, το 2020 η ευρωπαϊκές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου έδειξαν μείωση κατά 31% σε σχέση με τα επίπεδα 1990, δηλώνοντας μία υπερεπίτευξη των στόχων. Την υπερεπίτευξη αυτή βέβαια δεν την πέτυχαν όλες οι χώρες μέλη της ΕΕ. Οι Βουλγαρία, Κύπρος, Φινλανδία, Γερμανία, Ιρλανδία και Μάλτα θα πρέπει να χρησιμοποιήσουν ευελιξίες όπως να αγοράσουν ποσοστώσεις εκπομπών από άλλες χώρες εφόσον δεν κατάφεραν να συμμορφωθούν τους κλιματικούς στόχους.

Κλιματικοί στόχοι 2020 – Απολογισμός:

Οι αρχικοί στόχοι, γνωστοί και ως 20-20-20, όπως τέθηκαν στόχευαν στα εξής:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% (ή και 30%, εφόσον οι συνθήκες το επιτρέπουν) σε σχέση με το 1990.
- Αύξηση διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστό 20%.
- Αύξηση κατά 20% της ενεργειακής απόδοσης.

Σύμφωνα επίσης με την έκθεση, με επιτυχία στέφθηκε και η διείσδυση των ΑΠΕ σε ποσοστό 21.3% στην ετήσια παραγωγή 2020. Ισχυρή συμβολή στην επίτευξη αυτή είχε η αύξηση των ΑΠΕ για ηλεκτρισμό – θέρμανση και ψύξη. Για της μεταφορές, παρόλο που δείχνει πιο αργή η μετάβαση, δείχνει να κερδίζει σταθερά έδαφος και να κλείνει με θετικό πρόσημο αφού επιτεύχθηκε και εκεί ο στόχος του 10% του στόλου.

Τέλος, η έκθεση αναφέρει ότι 20% μείωση στην κατανάλωση δείχνει αδύνατον να υλοποιηθεί για τα επόμενα χρόνια. Σε αυτό συνέβαλαν και οι επιπτώσεις τις πανδημίας Covid-19 αφού λόγω του παγκόσμιου lockdown οι βασικοί και τελικοί στόχοι εξοικονόμησης μειώθηκαν κατά 5 % και 3 % αντίστοιχα.

1.7.1 Εθνικοί Στόχοι

Στο πλαίσιο χάραξης μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έχουν τεθεί συγκεκριμένοι στόχοι για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Οι στόχοι αυτοί τίθενται σε συνεργασία με τις κυβερνήσεις των κρατών-μελών, με τα περισσότερα κράτη να αποδέχονται τους βασικούς κατευθυντήριους στόχους. Υπό αυτήν την έννοια, ο κεντρικός άξονας της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας καθορίζεται εν πολλοίς από τις Βρυξέλλες, αν και υπάρχουν περιθώρια διαφοροποίησης αν μια χώρα επιθυμεί και δύναται να αναπτύξει ενεργειακούς πόρους, που εκτιμά ότι διαθέτει συγκριτικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων χωρών (λ.χ. ΑΠΕ, ενεργειακή αποδοτικότητα, παραγωγή υδρογονανθράκων, κτλ.). Μία γνωστή επίπτωση για την Ελλάδα σε ό,τι αφορά την υιοθέτηση της σημερινής Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής αποτελεί το ζήτημα της κλιματικής αλλαγής, η οποία μέχρι πρόσφατα, δεν αποτελούσε προτεραιότητα της χώρας μας, καθώς η χρήση του λιγνίτη υπήρξε στρατηγική επιλογή, παρά τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, μιας και είναι το μόνο εγχώριο ορυκτό καύσιμο. Σήμερα, η Ελλάδα έχει αποδεχθεί την υιοθετηθείσα πολιτική της ΕΕ για την σταδιακή μείωση της χρήσης λιγνίτη εις βάρος της παραγωγής και κερδοφορίας της ΔΕΗ και προς όφελος των εισαγωγών φυσικού αερίου και της ανάπτυξης των ΑΠΕ. Χαρακτηριστικά, ο πρωθυπουργός της Ελλάδας κ. Κυριάκος Μητσοτάκης ανακοίνωσε κατά την ομιλία του στην ειδική Σύνοδο των Ηνωμένων Εθνών για το κλίμα τον

Σεπτέμβριο του 2019 τον εθνικό στόχο απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2028. Ακολούθως, η διοίκηση της ΔΕΗ ανακοίνωσε το λεπτομερές χρονοδιάγραμμα για τον τερματισμό της χρήσης λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Στον Πίνακα 25 παρουσιάζεται αναλυτικά το χρονοδιάγραμμα απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία σήμερα, το οποίο ολοκληρώνεται μέχρι το τέλος του 2023 (εκτός της νέας υπό κατασκευή Πτολεμαΐδας 5, που εκτιμάται ότι θα αποσυρθεί το 2028). Στο πρόγραμμα απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων έχει ληφθεί υπόψη η απρόσκοπτη λειτουργία των συστημάτων τηλεθέρμανσης για την κάλυψη των θερμικών αναγκών στις ενεργειακές περιοχές.

1.8 Σημασία διείσδυσης των Α.Π.Ε. και της διεσπαρμένης παραγωγής

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες, οι δημόσιες πολιτικές που στοχεύουν στη μείωση των εκπομπών άνθρακα για τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής, έχουν αλλάξει σημαντικά το μείγμα των τεχνολογιών παραγωγής σε πολλά μέρη του κόσμου. Επειδή η αιολική και η ηλιακή παραγωγή συνεισφέρουν πλέον σε ένα σημαντικό μέρος της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας έπρεπε να προσαρμοστούν στη διαλείπουσα και στοχαστική φύση τους. Για να αντιμετωπιστούν πιο αποτελεσματικά οι μεγαλύτερες ανισοροπίες μεταξύ παραγωγής και φορτίου στο δίκτυο, που προκαλεί η παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι αγορές λειτουργούν σε πολύ μικρότερο χρονικό πλαίσιο από πριν [4]. Μια άλλη προσαρμογή είναι η αυξανόμενη εξάρτηση από την ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης, για να βοηθήσει στη διατήρηση αυτής της ισοροπίας. Η ομαδοποίηση των πόρων από την πλευρά της ζήτησης είναι πρόκληση, επειδή οι πόροι παραγωγής τείνουν να είναι μικροί και κατανεμημένοι σε όλο το σύστημα.

Λιγνιτική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Ονομαστική ισχύς	Έτος απόσυρσης
Καρδιά 1	275	2019
Καρδιά 2	275	2019
Καρδιά 3	280	2021
Καρδιά 4	280	2021
Αγ. Δημήτριος 1	274	2022
Αγ. Δημήτριος 2	274	2022
Αγ. Δημήτριος 3	283	2022
Αγ. Δημήτριος 4	283	2022
Αγ. Δημήτριος 5	342	2023
Αμόνταιο 1	273	2020
Αμόνταιο 2	273	2020
Φλώρινα/Μελίτη	289	2023
Μεγαλόπολη 3	255	2022
Μεγαλόπολη 4	256	2023

Σχήμα 10. Χρονοδιάγραμμα απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων. (Πηγή: ΕΣΕΚ)

Η άμεση συμμετοχή στις αγορές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας από κατανεμημένους ενεργειακούς πόρους, (όπως η ανταπόκριση στη ζήτηση, η αποθήκευση ενέργειας μικρής κλίμακας και η παραγωγή μέσω φωτοβολταϊκών συστημάτων), δεν είναι δυνατή, γιατί αυξάνει κατά πολύ τον αριθμό των συμμετεχόντων στην αγορά και καθιστά αυτές τις αγορές μη διαχειρίσιμες. Επιπλέον, οι κανόνες των αγορών χονδρικής είναι περίπλοκοι, και οι απαιτήσεις συμμετοχής είναι αυστηρές, καθιστώντας το κόστος της συναλλαγής απαγορευτικά ακριβό για τους μικρούς συμμετέχοντες. Για να ξεπεραστεί αυτό το

πρόβλημα, εμφανίζονται νέες οντότητες που ονομάζονται συσσωρευτές - aggregators. Ο ρόλος τους είναι να χρησιμεύουν ως εμπορικοί και τεχνικοί ενδιάμεσοι μεταξύ των αγορών χονδρικής και των ιδιοκτητών των διανεμημένων ενεργειακών πόρων, που θα μπορούσαν να συμβάλλουν στην οικονομική απόδοση του συνολικού συστήματος.

Σήμερα, οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας, που είναι συμβατοί με αυτούς της ΕΕ, συνοψίζονται ως εξής στο Σχήμα 11:

Πίνακας 26: Σύνοψη Εθνικών Στόχων στο Πλαίσιο του Αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, 2030			
Εντός στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	Νέοι στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61% - 64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32,5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥ 42% vs σε σχέση με 1990, ≥ 55% σε σχέση με 2005	32% σε σχέση με 1990, 48% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Σχήμα 11. Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ,2030. (Πηγή: ΕΣΕΚ)

Στο πλαίσιο αυτό, οι κύριοι στόχοι του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού έχουν ως εξής:

- Την υιοθέτηση ενός ολοκληρωμένου μοντέλου βιώσιμης ανάπτυξης σε όλους τους οικονομικούς κλάδους και την βελτίωση της ανταγωνιστικότητας,
- Την επίτευξη του συνδυασμού της ανάπτυξης του ενεργειακού τομέα με την περιβαλλοντική προστασία με αποφασιστικά μέτρα για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής,
- Την επιλογή ενεργειακών πολιτικών με τη βέλτιστη σχέση κόστους-οφέλους για την ενεργειακή μετάβαση,
- Την διαχείριση και αξιοποίηση απορριμμάτων με τις σύγχρονες τεχνολογίες κυκλικής οικονομίας, • Την ανάδειξη της Ελλάδας σε ενεργειακό κόμβο με ισχυρή συμβολή στην ενεργειακή ασφάλεια και ασφάλεια εφοδιασμού της ΕΕ,
- Την στρατηγική διαφοροποίησης των εισαγωγών ενέργειας, παράλληλα με τον εκσυγχρονισμό και την ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και την άρση της ενεργειακής απομόνωσης των νησιών,
- Την δημιουργία ενός ελκυστικού επενδυτικού περιβάλλοντος για την υποστήριξη στην ενεργειακή μετάβαση, με έμφαση στην καινοτομία και τις νέες τεχνολογίες,
- Την μέγιστη αξιοποίηση κοινοτικών πόρων και μηχανισμών και

- Την προώθηση της εξωστρέφειας και καινοτομίας, ώστε να επιτευχθεί τεχνολογική ανάπτυξη και να δημιουργηθούν νέες υψηλών προδιαγραφών θέσεις εργασίας.

Πίνακας 27: Σύγκριση των Βασικών Αποτελεσμάτων του Ενεργειακού Συστήματος της Ελλάδας για το 2030, Μεταξύ του Αρχικού και του Τελικού ΕΣΕΚ

	Αρχικό ΕΣΕΚ	Τελικό ΕΣΕΚ
Βασικοί Δείκτες		
Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (MtCO ₂ eq)	71	60.6
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας [%]	31%	35%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη [%]	32%	43%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [%]	56%	61%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές [%]	20%	19%
Παραγωγικότητα Ενέργειας [εκατ. € '10/ktoe]	9.98	11.03
Κατανάλωση Ενέργειας		
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση [Mtoe]	23.02	22.19
Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	22.26	20.55
Τελική κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	18.04	17.38
Τελική κατανάλωση ενέργειας (χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος) [Mtoe]	17.32	16.51
Τομέας ηλεκτροπαραγωγής		
Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]		
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2.70	0.00
Φ. Αέριο	5.40	6.91
Αιολικά	6.60	7.05
Φ/Β	6.80	7.66
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή	17.70	19.03
Ακαθάριστη Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	57.37	57.93
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	55.56	57.22
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά		
Πετρελαϊκά προϊόντα	1.54	0.83
Φ. Αέριο	10.26	18.30
Βιοενέργεια	1.74	1.58
Υ/Η	6.27	6.60
Αιολικά	15.51	17.21
Φ/Β	10.34	11.82
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0.26	0.26
Γεωθερμία	0.63	0.63
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή από Ορυκτά καύσιμα [TWh]	20.80	19.13
Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού [TWh]	4.16	4.58
Συνολική διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας [TWh]	59.72	61.80
Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [TWh]	54.32	56.4
Κτιριακός τομέας		
Συνολικός αριθμός ανακαίνισης κατοικιών έως το έτος 2030	400,000	600,000

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Σχήμα 12. Σύγκριση των βασικών αποτελεσμάτων του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας για το 2030. (Πηγή: ΕΣΕΚ)

2

Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων

Ως επένδυση ορίζεται η δέσμευση ενός χρηματικού ποσού (κεφάλαιο) για ένα χρονικό διάστημα με σκοπό αυτό να αποφέρει πρόσθετα κεφάλαια (κέρδος) στον επενδυτή. Κάθε επενδυτικό σχέδιο προτού πραγματοποιηθεί πρέπει να εξετασθεί ως προς τη βιωσιμότητά του. Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στην αποδοχή ή την απόρριψη του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου.

Για κάθε επένδυση, καθ' όλη την διάρκεια ζωής της, οι αναμενόμενες χρηματοροές (ταμειακές ροές) παρουσιάζουν ιδιαίτερο μελετητικό ενδιαφέρον. Βάσει αυτών γίνεται η εκτίμηση της βιωσιμότητας της επένδυσης (Χρηματοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων). Μία χρηματοοικονομική αξιολόγηση συνεπάγεται με πολλές παραδοχές όπως οικονομικές, εμπορικές και παραγωγικές ενώ ταυτοχρόνως τα συμπεράσματά της πρέπει με την σειρά τους να δικαιολογούν με χρηματοοικονομικούς όρους τη σκοπιμότητα της εκάστοτε επένδυσης.

Σε κάθε χρηματοοικονομική αξιολόγηση εντοπίζονται οι εξής 2 (δύο) διαδικασίες:

- τον εντοπισμό όλων των εισόδων (εισροών) και εξόδων (εκροών), που σχετίζονται με τη σχεδιαζόμενη επένδυση (cash-flow analysis) και
- τη χρήση μεθόδων και κριτηρίων, με βάση τα οποία οι παραπάνω εισροές και εκροές να μπορούν να αξιολογούνται (capital budgeting decision methods).

Η πρώτη διαδικασία, ο εντοπισμός όλων των εισροών και εκροών, διέπεται από την μεγαλύτερη αβεβαιότητα. Αστάθμιστοι παράγοντες καθιστούν αδύνατο να προβλεφθούν με ακρίβεια οι ροές απαιτώντας ταυτοχρόνως τις παραδοχές που αναφέρθηκαν παραπάνω. Η δεύτερη διαδικασία έχει ένα μεθοδολογικό - αναλυτικό χαρακτήρα που σκοπό έχει την επεξεργασία των δεδομένων και των παραδοχών της πρώτης φάσης, ώστε η λήψη απόφασης να τεκμηριώνεται, βασιζόμενη, ανάμεσα στα άλλα, σε διάφανους και εύληπτους

δείκτες. Η μόνη βασική παραδοχή στη διαδικασία υπολογισμού των κριτηρίων και των δεικτών αυτών είναι η εξέλιξη του κόστους κεφαλαίου (cost of capital) μέσα στον χρόνο. Κατά τα άλλα ο υπολογισμός των δεικτών είναι μια απλή, κατά βάση, υπόθεση, ενώ τα συμπεράσματα, στα οποία αυτοί οδηγούν, είναι τελικά τόσο αξιόπιστα όσο ακριβείς και οι υποθέσεις που καταστρώθηκαν στην πρώτη φάση της ανάλυσης.

Από την πληθώρα οικονομικών δεικτών και μεθόδων, η παρούσα διπλωματική επικεντρώνεται στους παρακάτω:

- Μέθοδος της Καθαρά Παρούσας Αξίας – Net Present Value (ΚΠΑ-NPV)
- Μέθοδος του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης – Internal Return Rate (EBA-IRR)
- Περίοδος Επανείσπραξης του κεφαλαίου – Payback Period PP)
- Δείκτης του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (Levelised Cost of Electricity, LCOE) που αφορά αποκλειστικά έργα ηλεκτροπαραγωγής.

Οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες μέθοδοι, η μέθοδος της Καθαρά Παρούσας Αξίας (NPV) και η μέθοδος του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), είναι γνωστές ως μέθοδοι ταμειακών ροών προεξόφλησης επειδή συνυπολογίζουν την αξία των χρημάτων με την πάροδο του χρόνου στην αξιολόγηση του έργου κεφαλαιακής επένδυσης. Οι δύο αυτές μέθοδοι βασίζονται σε μια σειρά μελλοντικών πληρωμών (αρνητική ταμειακή ροή), εισοδήματος (θετική ταμειακή ροή), απωλειών (αρνητική ταμειακή ροή) ή "μηδενικού κέρδους" (μηδενική ταμειακή ροή).

Οι χρηματοοικονομικές μέθοδοι που εξετάζονται βασίζονται στην αρχή του ότι για να είναι δυνατή η οικονομική πρόοδος θα πρέπει να υπάρχει μια γενικά εφαρμόσιμη χρονική αξία του χρήματος, ακόμα και σε περιβάλλοντα χωρίς ρίσκο.

2.1 Βασικοί ορισμοί

➤ Πληθωρισμός – Inflation Rate

Εκφράζει τη μείωση της αγοραστικής δύναμης του χρήματος, δηλαδή το γεγονός ότι με την πάροδο του χρόνου με το ίδιο ποσό μπορούν να αγοραστούν ολοένα και λιγότερα αγαθά. Η πτώση της αξίας του χρήματος προκαλείται από την αύξηση των τιμών των διαφόρων αγαθών και για το λόγο αυτό ο δείκτης του πληθωρισμού μπορεί να εκτιμηθεί στην πράξη, καταγράφοντας τις τιμές ενός συγκεκριμένου συνόλου καταναλωτικών αγαθών και υπηρεσιών (δείκτης τιμών καταναλωτή, δ), με τη βοήθεια του ακόλουθου τύπου:

$$\text{Inflation Rate} = \frac{P_1}{P_2} - 1 \quad [1]$$

Όπου P_0 και P_1 αξία των αγαθών πριν από ένα έτος και σήμερα, αντίστοιχα.

➤ Κόστος Ευκαιρίας – Opportunity Cost

Το όφελος που θα είχε η εταιρεία από την εναλλακτική επένδυση των κεφαλαίων της σε μία δραστηριότητα αντίστοιχου ρίσκου. Αναφέρεται στη δέσμευση ενός πόρου σε μία συγκεκριμένη χρήση, η οποία έχει ως αποτέλεσμα την «εγκατάλειψη» άλλων εναλλακτικών επιλογών. Συχνά, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται στην αξία που παράγεται από έναν πόρο

στην καλύτερη δυνατή εναλλακτική επιλογή. Στην περίπτωση του χρήματος, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται συνήθως στην απώλεια μιας επενδυτικής ευκαιρίας, και κατά συνέπεια και του αντίστοιχου οφέλους, εξαιτίας της δέσμευσης των χρημάτων σε μια συγκεκριμένη επένδυση για ένα χρονικό διάστημα.

➤ **Λογιστικές Αποσβέσεις – Depreciation Schedule**

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (κτίρια, μηχανολογικός εξοπλισμός, αυτοκίνητα κ.λπ.):

- Λόγω αναμενόμενων φθορών ή/και
- Λόγω τεχνολογικής απαξίωσης

Οι αποσβέσεις επιτρέπουν την κατανομή του αρχικού κόστους αγοράς των στοιχείων αυτών σε όλο το χρόνο ζωής τους με την αντίστοιχη επιβάρυνση του λειτουργικού κόστους. Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή (αυτή πραγματοποιήθηκε το χρόνο της αγοράς). Θεωρητικά επιτρέπει τη σταδιακή ανάκτηση του κόστους αγοράς και την αντικατάσταση του στοιχείου μετά το τέλος της ζωής του. Στο υπολογιστικό μοντέλο υπάρχει η δυνατότητα επιλογής πληθώρας μοντέλων λογιστικών αποσβέσεων. Κατά κύριο λόγο όμως επιλέγεται εικοσαετής (20ετής) απόσβεση του 95% του εξοπλισμού.

➤ **Επιτόκιο Αναγωγής – Real discount rate**

Χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της μελλοντικής αξίας ενός σημερινού ποσού ή της σημερινής (ή παρούσας) αξίας ενός μελλοντικού ποσού. Ειδικότερα, στην περίπτωση αναγωγής ενός ποσού σε μελλοντική αξία το επιτόκιο αναγωγής καλείται συχνά και επιτόκιο ανατοκισμού.

➤ **Επιτόκιο Προεξόφλησης – Nominal Discount Rate**

Στην περίπτωση υπολογισμού της παρούσας αξίας ενός ποσού το επιτόκιο αναγωγής αναφέρεται σαν επιτόκιο προεξόφλησης. Το επιτόκιο προεξόφλησης, είναι μια καθαρά επενδυτική παράμετρος που αντανάκλα την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Συγκεκριμένα, το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (κόστος ευκαιρίας) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (κόστος ρίσκου). Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών σε σχέση με το βαθμό τεχνολογικής ωριμότητας κάθε τεχνολογίας αλλά και σε σχέση με άλλες παραμέτρους (π.χ. την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον, κ.ά.) σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης. Η επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης αποτελεί από μόνη της ένα ιδιαίτερο ζήτημα. Το επιτόκιο προεξόφλησης εξαρτάται από το κόστος κεφαλαίου, το οποίο είναι συνάρτηση του σχήματος της χρηματοδότησης και του κινδύνου που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση.

2.2 Οικονομικά Κριτήρια

Οι βασικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για την οικονομική αξιολόγηση μίας επένδυσης και θα αναλυθούν παρακάτω είναι οι

- ❖ Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV-ΚΠΑ)
- ❖ Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR-EBA)
- ❖ Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE).

2.2.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)

Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ ή Net Present Value, εφεξής NPV) μιας επένδυσης είναι η αξία αυτής, ανηγμένη στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας. Εκφράζει την αξία που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των ετησίων καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα ζωής μίας επένδυσης. Κρίσιμη παράμετρο αποτελεί η επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης. Η τεχνική της NPV μετατρέπει όλα τα κόστη (εκροές) και τα οφέλη (εισροές) της επένδυσης σε σημερινές αξίες, δηλαδή εκφράζει το καθαρό όφελος ή κόστος στη χρονική στιγμή που λαμβάνεται η απόφαση.

- Αν $NPV > 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση εγκρίνεται.
- Αν $NPV < 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση απορρίπτεται.
- Αν $NPV = 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι οριακή. Στην περίπτωση αυτή γίνονται αναλύσεις ευαισθησίας ή /και λαμβάνονται υπόψη άλλα κριτήρια πλην του δείκτη NPV.

Εφαρμόζοντας λοιπόν τις τεχνικές κεφαλαιοποίησης και προεξόφλησης και λαμβάνοντας υπόψιν την χρονική αξία του χρήματος δίνεται η δυνατότητα να υπολογίσουμε την παρούσα αξία μελλοντικών ροών που προκύπτουν από μία επένδυση. Με απλά λόγια, πραγματοποιείται ένας ετήσιος ισολογισμός μεταξύ εισροών και εκροών. Οι μελλοντικές εισροές «υποτιμούνται» βάσει του κόστους κεφαλαίου που επικρατεί στην αγορά προκειμένου να υπολογιστεί η παρούσα αξία τους.

Πιο αναλυτικά, ο υπολογισμός της μεθόδου πραγματοποιείται ως εξής:

- Όλα τα ποσά (εκροές και εισροές) ανάγονται στη χρονική στιγμή (παρούσα χρονική στιγμή), με βάση το κόστος κεφαλαίου.

- Τα ανηγμένα αυτά ποσά αθροίζονται αλγεβρικά. Το άθροισμα που προκύπτει είναι η NPV της επένδυσης.
- Αν η αξία αυτή είναι μεγαλύτερη από το όριο που έχει τεθεί από τους επενδυτές, αποφασίζεται η υλοποίηση της επένδυσης, διαφορετικά αυτή απορρίπτεται. Αν αξιολογούνται συγκριτικά δύο εναλλακτικές επενδύσεις (που η μια αποκλείει την άλλη) αποφασίζεται να προκριθεί εκείνη με τη μεγαλύτερη NPV.

Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και εφαρμόζοντας τις τεχνικές της κεφαλαιοποίησης και προεξόφλησης, μπορούμε να υπολογίσουμε την παρούσα αξία μελλοντικών χρηματικών ροών που προκύπτουν από μια επένδυση. Με την NPV γίνεται, λοιπόν, σύγκριση μεταξύ των εσόδων και των εξόδων χρόνο με το χρόνο. Τα μελλοντικά έσοδα και έξοδα «υποτιμούνται» με βάση το κόστος κεφαλαίου που επικρατεί στην αγορά, για να υπολογιστεί η παρούσα αξία τους. Αν η παρούσα αξία των εσόδων είναι μεγαλύτερη από την παρούσα αξία των εξόδων, τότε η NPV θα είναι θετική.

Ο γενικός τύπος της Καθαρής Παρούσας Αξίας είναι ο ακόλουθος:

$$NPV = -K_0 + \sum_1^N \left[\frac{KTP_n}{(1+k)^n} \right] \quad [2]$$

Όπου

KTP_n : Καθαρές Ταμειακές Ροές του έτους n

K_0 : Αρχικό κόστος επένδυσης

k : Ετήσια απόδοση ή επιτόκιο αναγωγής

n : Αριθμός χρονικών περιόδων

Η NPV έχει ιδιαίτερη σημασία στην αξιολόγηση των επενδύσεων γιατί αντιπροσωπεύει και εκφράζει όλες τις ροές του σχεδίου επένδυσης στην τωρινή αξία τους, δηλαδή τη χρονική στιγμή που ο επενδυτής λαμβάνει την απόφαση. Τα κυριότερα πλεονεκτήματα του κριτηρίου προκύπτουν από τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

- Λαμβάνει υπόψη τη χρονική αξία τους χρήματος.
- Βάση αναφοράς και χρόνος υπολογισμού της παρούσας αξίας αποτελεί το παρόν.
- Υποθέτει την επανεπένδυση στο κόστος του κεφαλαίου.
- Η ληφθείσα απόφαση δεν επηρεάζεται από το επενδυόμενο ποσό ή τη χρονική

Η NPV είναι μια μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων που η λογική της βασίζεται στην μεγιστοποίηση της αξίας της επιχείρησης. Η αγοραία αξία προκύπτει από τις αξίες που έχουν για την επιχείρηση τα διάφορα περιουσιακά της στοιχεία. Στην χρηματοοικονομική επιστήμη αυτό σημαίνει ότι αν μια επιχείρηση πραγματοποιήσει ένα έργο με θετική NPV, η οικονομική θέση των μετοχών της θα βελτιωθεί

2.2.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA)

Ως Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA ή Internal Rate of Return, εφεξής IRR) ή κριτήριο της εσωτερικής απόδοσης επί του κεφαλαίου ορίζεται το επιτόκιο αναγωγής (προεξόφλησης) στο οποίο η Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου μηδενίζεται ($NPV=0$).

Η τεχνική του EBA μεθοδολογικά προσομοιάζει σε αυτήν της NPV. Το εσωτερικό επιτόκιο απόδοσης ή ποσοστό απόδοσης είναι το επιτόκιο εκείνο το οποίο εξισώνει την παρούσα αξία της αναμενόμενης καθαρής εισροής κεφαλαίων με την παρούσα αξία της αντίστοιχης εκροής, το ποσοστό εκείνο που καθιστά την NPV ίση με το μηδέν.

Η μέθοδος αυτή αρχικά φαίνεται να είναι ισοδύναμη με την παραπάνω προσέγγιση της αναγωγής σε NPV. Αντί να θεωρείται δεδομένο το κόστος του κεφαλαίου (k) και να επιχειρείται η αναγωγή σε παρούσα αξία, αναζητείται εκείνο το κόστος κεφαλαίου που θα καθιστούσε μηδενική την παρούσα αξία της επένδυσης. Σε σχέση δηλαδή με την προηγούμενη μέθοδο, υπάρχει μια καταρχήν αλγεβρική διαφοροποίηση.

Ο EBA προκύπτει ως εξής:

$$NPV = 0 = -K_0 + \sum_1^N \left[\frac{KTP_n}{(1 + IRR)^n} \right] \quad [3]$$

Με βάση τον δείκτη αυτόν η επένδυση αξιολογείται θετικά αν ο δείκτης προκύπτει μεγαλύτερος από το κόστος του κεφαλαίου. Αντίστοιχα, προκειμένου για δυο επενδύσεις, προτιμάται φυσικά η επένδυση με το μεγαλύτερο δείκτη απόδοσης. Ο δείκτης συσχετίζει δηλαδή την απόδοση της επένδυσης σε σχέση με το κόστος του κεφαλαίου. Είναι εύλογο μια επένδυση που έχει απόδοση μικρότερη από το κόστος του κεφαλαίου να είναι οικονομικά ασύμφορη και να απορρίπτεται.

Η ισοδυναμία της NPV και του IRR φαίνεται ακολούθως:

- $NPV > 0 \Leftrightarrow IRR > Opportunity Cost$ (Κόστος Κεφαλαίου)
- $NPV = 0 \Leftrightarrow IRR = Opportunity Cost$ (Κόστος Κεφαλαίου)
- $NPV < 0 \Leftrightarrow IRR < Opportunity Cost$ (Κόστος Κεφαλαίου)

Στα θετικά της μεθόδου του Εσωτερικού Βαθμού Αποδόσεως περιλαμβάνεται το γεγονός ότι λαμβάνει υπόψη την χρονική αξία του χρήματος και στηρίζεται στην έννοια της προεξόφλησης των καθαρών εισροών και εκροών της επένδυσης. Επίσης υποθέτει ότι οι καθαρές εισπράξεις κεφαλαίων που λαμβάνονται στην αρχή της ζωής της επένδυσης θα επενδυθούν ξανά με το ίδιο ποσοστό απόδοσης. Η υπόθεση αυτή βέβαια δεν είναι ρεαλιστική για υψηλά ποσοστά απόδοσης και συνεπώς δεν δίνει ακριβείς απαντήσεις.

Το σημαντικότερο ίσως μειονέκτημα του κριτηρίου του IRR είναι ότι σε ορισμένες περιπτώσεις παρέχει πολλαπλές λύσεις, δηλαδή περισσότερα του ενός εσωτερικά επιτόκια απόδοσης που να εξισώνουν τις παρούσες αξίες εισροών και εκροών. Αυτό συμβαίνει όταν σε μια σειρά καθαρών εισροών μεσολαβήσουν ένα ή δύο χρόνια καθαρών εκροών ή όταν οι καθαρές εκροές εναλλάσσονται με τις καθαρές εισροές από χρόνο σε χρόνο.

Γενικά, η μέθοδος του εσωτερικού επιτοκίου απόδοσης συνιστάται στις περιπτώσεις που η επιλογή ή απόρριψη επενδυτικών σχεδίων βασίζονται στο κόστος του κεφαλαίου.

2.2.3 Ανηγμένο Κόστος Ηλ. Ενέργειας

Αντιπροσωπεύει την τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Ειδικά για επενδυτικά έργα που αφορούν σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται και ο δείκτης Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy, LCOE). Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Πιο συγκεκριμένα, εκφράζει σε τιμές παρούσας αξίας το κόστος που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής σταθμισμένο ως προς τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνυπολογίζοντας όλες τις επιμέρους συνιστώσες κόστους (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, δανειοδότησης, ασφάλισης κ.λ.π.).

Υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους κατά την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας:

$$LCOE = \frac{\text{total lifetime expenses}}{\text{total expected output}} \quad [4]$$

Στις περισσότερες εφαρμογές του σταθμισμένου κόστους ενέργειας χρησιμοποιείται η απλουστευμένη έκφρασή του όπου λαμβάνεται υπόψη το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα και η τελική υπολειμματική αξία της εξεταζόμενης επένδυσης.

2.3 Ταμειακές Ροές

2.3.1 Ορισμός

Μια χρηματοοικονομική ανάλυση σκοπό έχει στον υπολογισμό των ταμειακών ροών του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου. Η καθαρή ταμειακή ροή αναφέρεται σε μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Η καθαρή ταμειακή ροή ορίζεται από τη διαφορά δύο μεγεθών: της ταμειακής εισροής (σύνολο εσόδων μίας περιόδου) και της ταμειακής εκροής (σύνολο εξόδων μίας περιόδου). Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική.

2.3.2 Υπολογισμός Ταμειακών Ροών

Οι Καθαρές Ταμειακές Ροές – Net Cash Flow (KTP - NCF) προκύπτουν για κάθε έτος ως η διαφορά μεταξύ των Ταμειακών Εισροών – Cash Inflows και των Ταμειακών Εκροών – Cash Outflows.

$$\text{Net Cash Flow} = \text{Total Cash Inflows} - \text{Total Cash Outflows} \quad [5]$$

Σε μονάδες παραγωγής, οι Ταμειακές Εισροές προκύπτουν από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με την συμβασιοποιημένη τιμή (Feed-in-tariff) και σε στην περίπτωση του μοντέλου συμψηφισμού, ως το ετήσιο ποσό που εξοικονομήθηκε.

Πιο αναλυτικά, οι ταμιακές ροές του υποοριστικού μοντέλου της παρούσας διπλωματικής θα μπορούσαν να απλουστευθούν και να αναλυθούν βάσει των παρακάτω μεταβλητών:

❖ **Total Revenue:** Πρόκειται για το σύνολο το Ταμειακών Εισροών. Προέρχονται από το άθροισμα των επιμέρους όπως:

- Net PPA Revenue: Ταμειακές Εισροές λόγω πώλησεις kWh
- Incentives: Επιδοτήσεις
- Salvage Value: Υπολειμματική Αξία εξοπλισμού

❖ **Total Expenses:** Πρόκειται για το σύνολο το Ταμειακών Εκροών. Προέρχονται από το άθροισμα των επιμέρους όπως:

- Operating Cost: Λειτουργικές δαπάνες
- Land Lease Cost: Κόστος ενοικίασης γης
- O&M Cost: Κόστος Συντήρησης Εξοπλισμού

❖ **EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization):** Πρόκειται για την διαφορά των δύο παραπάνω μεταβλητών.

$$\text{EBITDA} = \text{Total Revenue} - \text{Total Expenses} \quad [6]$$

❖ **Cash Flows form Operating Activities:** Προκύπτει όταν από ποσό των EBITDA αφαιρούμε τους τόκους της δόσης (Debt Interest Payment) αλλά όχι τα χρεολύσια (Debt Principal Payment).

❖ **Cash Flows from Investing Activities:** Πρόκειται για το άθροισμα των ροών που προκύπτουν από τα παρακάτω.

- Total Installed Cost: Συνολικό Κόστος εγκατάσης
- Debt Service Reserve: Κεφάλαια εξυπηρέτησης Δανείων
- Working Capital Reserve: Κεφάλαια Κίνησης
- Major Equipment Reserve: Αναβάθμιση εξοπλισμού

❖ **Cash Flows from Financing Activities:** Πρόκειται για το άθροισμα των ροών που προκύπτουν από τα παρακάτω

- Debt Principal Payment: Χρεολύσια
- Debt Size: Υψος Δανείου

❖ **Cash Project Returns Pre Tax:** Προκύπτει ως το άθροισμα των παραπάνω δραστηριοτήτων. Δηλαδή:

$$\text{Project Returns Pre Tax} = [D] + [E] + [F] = \text{Cash Flows form Operating Activities} \\ \text{Cash Flows from Investing Activities} \\ \text{+ Cash Flows from Financing Activities} \\ \text{Project Returns PreTax}$$

- ❖ **Tax** : Πρόκειται για τον φόρο εισοδήματος και υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{Tax} = [\text{EBITDA} - \text{Debt Interest Payment} - \text{Depreciation}] \times 20\% \quad [7]$$

- ❖ **Project Returns After Tax**: Πρόκειται για τις καθαρές ταμειακές ροές της επένδυσης και προκύπτουν ως εξής;

$$\text{Project Returns After Tax} = [G] - [I] = \text{Project Returns Pre Tax} - \text{Tax} \quad [8]$$

- ❖ **NPV – IRR**: Η Καθαρή Παρούσα Αξία και ο Εσωτερικός Βαθμός απόδοσης υπολογίζονται ως:

$$\text{NPV} = -\text{Initial Investment [Equity]} \sum_1^N \left[\frac{\text{Project Returns After Tax}_n}{(1 + \text{Nominal Dscount Rate})^n} \right] \quad [9]$$

$$\text{NPV} = 0 = -\text{Initial Investment [Equity]} \sum_1^n \left[\frac{\text{Project Returns After Tax}_n}{(1 + \text{IRR})^n} \right] \quad [10]$$

- ❖ **LCOE**: Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας προκύπτει ως το άθροισμα των αρνητικών ταμειακών ροών, ανηγμένο προς τις παραγόμενες kWh. Τα τα δύο ποσά πρέπει να γίνουν αναγωγή στο πάρον.

$$\text{LCOE} = \sum_1^N \left[\frac{\frac{(\text{Total Expenses}_n + \text{Debt Interst}_n + \text{Debt Principal}_n)}{(1 + \text{Nominal Dscount Rate})^n}}{\frac{(\text{Produced Energy to the Grid})_n}{(1 + \text{Nominal Dscount Rate})^n}} \right] \quad [11]$$

2.3.3 Πίνακας Ταμειακών Ρόων

Η συνολική καθαρή ταμειακή ροή του επενδυτικού σχεδίου ορίζεται ως το αλγεβρικό άθροισμα της ροής όλων των ετών της ζωής της επένδυσης (N). Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί ότι πρέπει να γίνει αναγωγή των χρηματικών ροών και να υπολογιστεί η παρούσα αξία τους. Αυτό οφείλεται στο ότι η ταμειακές ροές πραγματοποιούνται σε διαφορετικές χρονικές στιγμές (Nominal Discount Factor).

PROJECT SIMPLIFIED CASH FLOW	
Total Revenue	X
Total Expenses	Y
EBITDA	X-Y
Operating Activities	EBITDA – Debt Intrest
Investing Activities	Total Installed Cost Working Capitals Debt Service Reserve <u>- Equipment Reserve</u>
Financing Activities	Total Debt Size Debt Principal Debt Service Reserve <u>- Equipment Reserve</u>
Project Returns Pre-Tax	Financing Activities Investing Activities <u>+ Operating Activities</u>
TAX	$\left[\begin{array}{l} EBITA \\ Debt Intrest \\ - Depreciation \\ \dots \dots \end{array} \right] \times 20\%$
Project Returns After-Tax	Project Returns Pre-Tax - TAX

Πίνακας 1. Απλοποιημένες Ταμειακές Ροές.

2.4 Μοντέλα Δανειοδότησης

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα μοντέλα δανειοδότησης και ιδιαίτερα ως προς τον αντίκτυπο που έχουν στην διαμόρφωση της NPV. Υπάρχουν δύο δυνατότητες δανεισμού:

- Ποσοστιαία επί του κόστους εγκατάστασης (%)
- DSCR – Debt Service Coverage Ratio

Στην ποσοστιαία περίπτωση, το ύψος του δανεισμού προκύπτει ως το ποσοστό του κόστους εγκατάστασης της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με κάποια πρόσθετα έξοδα που προκειπτον ως κεφάλαια κίνησης, δεσμευμένα κεφάλαια αποπληρωμής δόσεων κ.α. Όπως θα αναλυθεί και παρακάτω, δεδομένου ότι υπεισέρχονται στην εξίσωση και μεταβλητές όπως Up-Front Fees το τελικό ποσό προκύπτει ως μια επαναληπτική διαδικασία.

Το debt-service coverage ratio (DSCR ή debt coverage ratio) είναι η αναλογία των καθαρών εσόδων μίας επένδυσης ή εταιρείας σε σχέση με το κόστος συντήρησης χρέους.

Προκύπτει από τον ακόλουθο τύπο ως:

$$DSCR (\text{Debt Service Coverage Ratio}) = \frac{CAFDS}{\text{Constant DSCR (sculpted payments)}} \quad [12]$$

Στο DSCR, το ποσό δανεισμού προκύπτει εμμέσως. Είναι συναρτήση των ετών που θα γίνεται αποπληρωμή, του επιτοκίου δανεισμού και των διαθέσιμων κεφαλαίων προς αποπληρωμή. Πιο συγκεκριμένα, το ποσό δανεισμού καθορίζεται ως εξής. Αρχικώς, πρέπει βάσει των ετήσιων ισολογισμών, να υπολογιστούν τα EBITDA τα οποία εν προκειμένω ισούνται με τα CAFDS (Cash Available for Debt Services). Έχει επιλεχθεί ταυτοχρόνως και η διάρκεια που θα αποπληρώνεται το δάνειο. Διαλέγοντας το DSCR που επιθυμούμε, προκύπτει το ετήσιο ποσό διαθέσιμο για αποπληρωμή δόσεων. Αφού υπολογιστούν για όλα τα έτη τα διαθέσιμα ποσά, κατόπιν αθροίσματος με αναγωγή στο παρόν χρησιμοποιώντας το επιτόκιο δανεισμού, προκύπτει το συνολικό ποσό.

Σε κάθε μορφή δανεισμού, θα υπάρξουν τα διαθέσιμα κεφάλαια κίνησης (Working Capital Reverse) καθώς και τα αντίστοιχα διαθέσιμα κεφάλαια για αποπληρωμή του δανείου Debt Service reserve account. Στην περίπτωση του ποσοστιαίου μοντέλου και αφού έχει υπολογιστεί επαναληπτικά το τελικό ποσό δανεισμού τα δύο παραπάνω προκύπτουν με αναγωγή της δόσης αποπληρωμής σε μήνες. Το ποσό αυτό μένει δεσμευμένο και είναι διαθέσιμο μόνο για αποπληρωμή δόσης σε περίπτωση αδυναμίας. Το τελευταίο έτος, το ποσό αποδεσμεύεται και εισέρχεται ως θετική ροή στον ισολογισμό μας. Αντίστοιχα, στο μοντέλο DSCR όπου οι ετοισίες

Παρακάτω ακολουθούν 2 παραδείγματα.

2.4.1 Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR

Όπως φαίνεται στο παράδειγμα που ακολουθεί, για την εγκατάσταση ενός Φωτοβολταϊκού Πάρκου 400 kW, έχει επιλεγθεί το μοντέλο δανεισμού DSCR με δείκτη 1.4 και χρόνο αποπληρωμής τα 18 έτη. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανέρχεται στα 340,760.00 €.

PROJECT TERM DEBT	
Debt sizing and payment schedule	
Debt percent (%) ("Calculated" for sculpted payments)	Calculated
Size of debt (€) ("N/A" for mortgage style)	N/A
Debt service coverage ratio ("Calculated" for mortgage style)	1.40
Limit debt fraction (for sculpted payments only)	No
Maximum debt percent (%) (for sculpted payments only)	100.00
Annual payment schedule (for mortgage style debt only)	Equal payments

Πίνακας 2. Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR – Παράμετροι.

Μελετώντας τις ετήσιες ροές χρημάτων βάσει του υπολογισμένου κόστους λειτουργίας προκύπτει ο παρακάτω πίνακας που αναγράφει τα ετήσια CAFDS.

Debt																					
Repayment																					
Total P&I	17,677	17,391	17,103	16,810	16,514	16,215	15,911	15,603	15,291	14,975	14,654	14,329	13,999	13,665	13,325	12,981	12,631	12,275	0	0	
Interest payment	7,801	7,406	7,007	6,603	6,195	5,782	5,365	4,943	4,516	4,085	3,650	3,210	2,765	2,315	1,861	1,403	940	472	0	0	
Principal payment	9,875	9,985	10,096	10,207	10,320	10,433	10,546	10,660	10,775	10,890	11,005	11,120	11,235	11,349	11,464	11,578	11,691	11,803	0	0	
Ending balance	195,032	185,157	175,171	165,076	154,868	144,548	134,116	123,569	112,909	102,134	91,244	80,239	69,120	57,885	46,536	35,072	23,494	11,803	0	0	
Cash available for debt service (CAFDS)																					
EBITDA	24,747	24,348	23,944	23,535	23,120	22,701	22,275	21,845	21,408	20,965	20,516	20,061	19,599	19,131	18,655	18,173	17,683	17,185	0	0	
Less: Receivables and replacement reserve funding	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CAFDS	24,747	24,348	23,944	23,535	23,120	22,701	22,275	21,845	21,408	20,965	20,516	20,061	19,599	19,131	18,655	18,173	17,683	17,185	0	0	
Present value debt interest factor	0.962	0.925	0.889	0.855	0.822	0.790	0.760	0.731	0.703	0.676	0.650	0.625	0.601	0.577	0.555	0.534	0.513	0.494	0.475	0.000	0.000
Present value of CAFDS	23,795	22,511	21,286	20,118	19,003	17,941	16,927	15,962	15,041	14,163	13,327	12,530	11,771	11,048	10,359	9,703	9,078	8,483	0	0	
Size of debt calculation																					
Constant DSCR (sculpted payments)	195,032	16,997	16,079	15,204	14,370	13,574	12,815	12,091	11,401	10,743	10,117	9,519	8,950	8,408	7,891	7,399	6,930	6,484	6,059	0	0
Adjusted for size of debt limit	195,032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mortgage style (constant payments)	N/A																				
Size of Payback non discounted	271,351																				
Payment calculation																					
P&I for constant DSCR equal payments	17,677	17,391	17,103	16,810	16,514	16,215	15,911	15,603	15,291	14,975	14,654	14,329	13,999	13,665	13,325	12,981	12,631	12,275	0	0	
P&I for mortgage style equal payments	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0
Principal for mortgage style fixed	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0
Debt service coverage ratio	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	N/A	N/A
Adjusted for size of debt limit	0.00	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	N/A	N/A

Πίνακας 3. Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με DSCR – Χρηματοροές.

2.4.1 Παράδειγμα μοντέλου δανειοδότησης με ποσοστό επί του κόστους

Όμοίως με πριν, στο παράδειγμα που ακολουθεί, για την εγκατάσταση ενός Φωτοβολταϊκού Πάρκου 400 kW, έχει επιλεχθεί να δανειοδοτήσει του 80% του συνολικού κόστους και χρόνο αποπληρωμής τα 18 έτη. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανέρχεται στα 340,760.00 €.

PROJECT TERM DEBT	
Debt sizing and payment schedule	
Debt percent (%) ("Calculated" for sculpted payments)	80.00
Size of debt (€) ("N/A" for mortgage style)	284,894.96
Debt service coverage ratio ("Calculated" for mortgage style)	Calculated
Limit debt fraction (for sculpted payments only)	No
Maximum debt percent (%) (for sculpted payments only)	100.00
Annual payment schedule (for mortgage style debt only)	Equal payments

Πίνακας 4. Παράδειγμα μοντέλου ποσοστιαίας δανειοδότησης – Παράμετροι.

3

Εφαρμογές μοντέλου

Στο κεφάλαιο αυτό μελετάται και αξιολογείται η οικονομική βιωσιμότητα επενδυτικών έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

Προς ανάλυση επιλέγονται επενδυτικά έργα ΑΠΕ των δύο βασικότερων κατηγοριών, φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων. Αφού καθοριστούν όλοι οι παράμετροι που εισαγωγής, όπως το κόστος ηλεκτροπαραγωγής στην εκάστοτε τεχνολογία, υπολογίζονται οι βασικοί οικονομικοί δείκτες που αναλύθηκαν προηγουμένως (NPV, IRR, LCOE). Η αξιολόγηση θα πραγματοποιηθεί και θα αναλυθεί αρχικώς στο λογισμικό SAM της NREL και έπειτα στα παραγόμενα επεξεργασμένα υπολογιστικά φύλλα θα πραγματοποιηθεί μια ανάλυση ευαισθησίας για την Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) της δεδομένης επένδυσης. Αλλαγές σε επιλεγμένες οικονομικές παραμέτρους επηρεάζουν την τιμή του δείκτη της ΚΠΑ και ειδικότερα, ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι μεταβολές ως προς δύο κρίσιμες μεταβλητές, τις εγγυημένες τιμές πώλησης (FiT) και το μοντέλο δανειοδότησης.

Επενδυτικά έργα που θα εξεταστούν:

Ηλιακή Ενέργεια

- Επενδυτικό σχέδιο A1: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 400 kW
- Επενδυτικό σχέδιο A2: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 50 MW

Αιολική Ενέργεια

- Επενδυτικό σχέδιο B2: Πλωτό Αιολικό Πάρκο 64,4 MW

Τα επενδυτικά πλάνα Α1 (Φωτοβολταϊκό Πάρκο 50 MW) καθώς και Α2 (Φωτοβολταϊκό Πάρκο 400 kW) θα μοντελοποιηθούν στο υπολογιστικό φύλλο. Αντιθέτως, το επενδυτικό πλάνο Β1 (Αιολικό Πάρκο 64,4 MW) θα μοντελοποιηθεί αναλυτικά στο λογισμικό SAM.

3.1 Παράμετροι που διαμορφώνουν το κόστος της επένδυσης

Σε κάθε επένδυση σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος διαμορφώνεται από κάποιες χαρακτηριστικές παραμέτρους. Οι παράμετροι αυτοί (κόστος εγκατάστασης, στοιχεία τραπεζικής αγοράς, παραγόμενες kWh) δεν διαφοροποιούνται από τεχνολογία σε τεχνολογία και υπεισέρχονται στα υπολογιστικά φύλλα και στο SAM της NREL ως δεδομένα εισόδου.

Οι παράμετροι αυτοί είναι η εξής:

❖ Χρονική Περίοδο Μελέτης της Επένδυσης

Με άλλα λόγια αυτός είναι ο «χρόνος ζωής της επένδυσης» και ισούται με το χρονικό διάστημα που είναι σε ισχύ η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του παραγωγού και του ΔΑΠΕΕΠ.

❖ Τιμή Πώλησης της Ηλεκτρικής Ενέργειας (Feed-in-Tariff)

Πρόκειται για την εγγυημένη τιμή που συμβασιοποιείται με τον ΔΑΠΕΕΠ και πωλούνται οι παραγόμενες kWh.

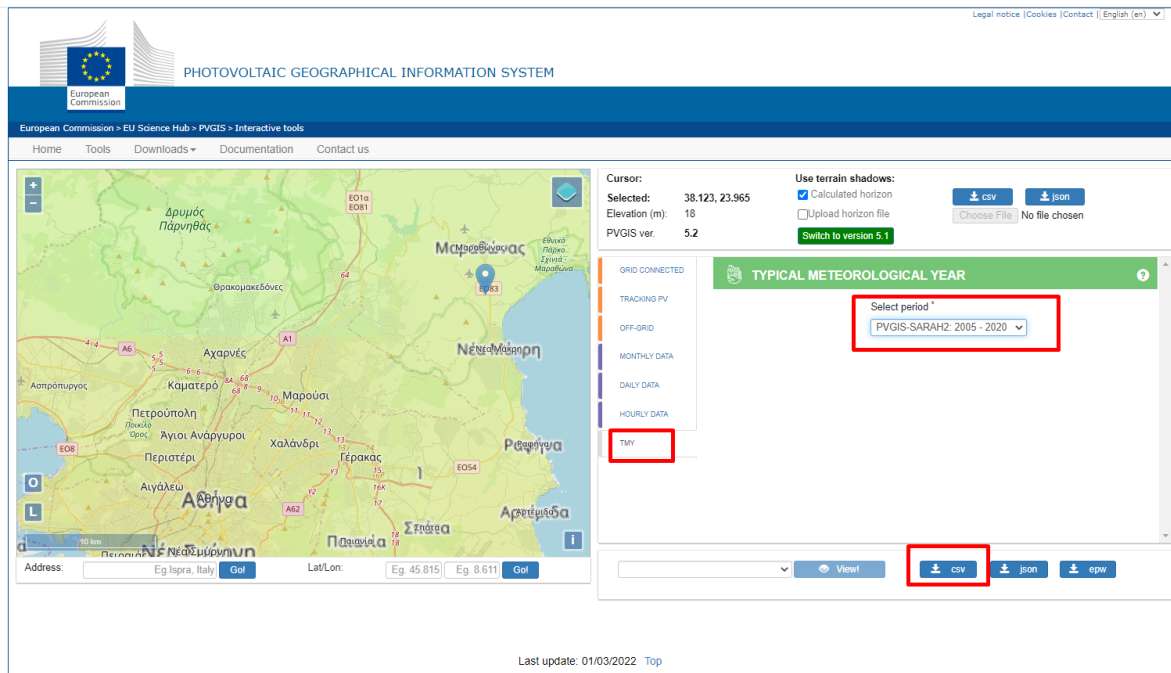
❖ Κίνητρα (Incentives)

Σε ορισμένες περιπτώσεις έργων παρέχεται κρατική ενίσχυση, π.χ. ως επιχορήγηση μέσω του Προγράμματος Δημοσίων Επενδύσεων. Σε περίπτωση απουσίας κρατικής επιχορήγησης, για ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ προβλέπεται μία προσαυξημένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό προσαύξησης είναι επί της βασικής τιμής FiT και κυμαίνεται στα επίπεδα 20% και 15%.

3.2 Άλλοι παράμετροι

Προκειμένου να μπορέσουν να λειτουργήσουν τα υπολογιστικά μοντέλα απαιτούνται πρέπει να δοθεί άμεσα ή έμμεσα η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Στην περίπτωση που ο υπολογισμός πραγματοποιείται με την χρήση του λογισμικού SAM, τότε δίνεται έμμεσα. Ως δεδομένου εισόδου, προκειμένου να προκύψει η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, πρέπει να φορτώσουμε το αρχείο TMY (Typical Meteorological Year) για την περιοχή όπου γίνεται μελέτη. Το αρχείο αυτό περιέχει ωριαία καιρικά δεδομένα (ηλιοφάνεια, ταχύτα ανέμου για αιολικά παρκα, κ.λ.π) για όλο το έτος για ένα εύρος περίπου δέκα (10) ετών. Έτσι προκύπτει το μέσο αντιπροσωπευτικό έτος όπου χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς. Παρακάτω στην Εικόνα 13 παρουσιάζεται πως μπορεί ο χρήστης να κατεβάσει δωρεάν από την σελίδα «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM» το αντίστοιχο TMY αρχείο για την περιοχή όπου σκοπεύει να



Εικόνα 13. Ευρεση αρχείο TMY (Typical Meteorological Year) για την περιοχή εγκατάστασης του Φωτοβολταϊκού/ Αιολικού πάρκου.

Όπως φαίνεται μαρκαρισμένο στην Εικόνα 13, η περιοχή όπου μελετάμε και σκοπεύουμε να εγκαταστήσουμε το πάρκο είναι η περιοχή του Μαραθώνα, Αττικής και ο αντιπροσωπευτικός χρόνος προκύπτει ως οι μέσες τιμές των τελευταίων δεκαπέντε (15) ετών. Τέλος η επιθυμητή μορφή προκειμένου να εισαχθεί στο λογισμικό SAM είναι .csv.

Στην περίπτωση που χρησιμοποιείται για τους υπολογισμούς το υπολογιστικό φύλλο, οι παραγόμενη ετήσια ηλεκτρική ενέργεια, εισάγεται κατευθείαν ως δεδομένο εισόδου. Υπάρχουν διαθέσιμοι πίνακες με μέσες τιμές ανά εγκατεστημένη ισχύ με μία ποσοστιαία πτώση ανα έτος

3.3 Επενδυτικό σχέδιο A1: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 400 kW

Ένα από τα επενδυτικά πλάνα που θα αναλυθούν είναι το Φωτοβολταϊκό Πάρκο έως 396 kW τα λεγόμενα « 400άρια». Ο λόγος είναι ότι κατόπιν των τελευταίων εξελίξεων, και την δημοσίευση στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, πλησιάζει πλέον η έναρξη υποβολής αιτήσεων για επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά πάρκα έως 400 kW. Πιο αναλυτικά αναφέρεται σε περιοχές στις οποίες, μέχρι πρότινος, τα ηλεκτρικά δίκτυα θεωρούνταν κορεσμένα και δεν μπορούσαν να δεχτούν περαιτέρω αιτήσεις. Κάθε ενδιαφερόμενος θα δικαιούται να υποβάλλει μόνο μία αίτηση χορήγησης οριστικής προσφοράς σύνδεσης για φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος έως 400 κιλοβάτ (kW) για κάθε ένα από τα δίκτυα Πελοποννήσου, Κρήτης και Κυκλάδων. Είναι αξιοσημείωτο ότι τα συγκεκριμένα έργα θα κατακυρώσουν ταρίφα χωρίς τη διεξαγωγή διαγωνισμών, με τιμή 0,657 ευρώ ανά παραγόμενη kWh. Το περιθώριο ισχύος για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών είναι στα 86 μεγαβάτ (MW) στην Πελοπόννησο, στα 45 MW στις Κυκλάδες (από τα οποία 15 MW για net metering) και στα 140 MW στην Κρήτη (εκ των οποίων 40 MW για net metering). Για το λόγο αυτό, θεωρείται επίκαιρη η μελέτη του ενδυτικού αυτού πλάνου το οποίο μοντελοποιείται όπως φαίνεται παρακάτω.

3.3.1 Μεταβλητές Εισόδου

Αρχικά στον Πίνακα 6 παρουσιάζονται οι μεταβλητές εισόδου για την διαμόρφωση του κόστους και της εγκατεστημένης ισχύος.

Για τον υπολογισμό της ισχύος, μπορούμε να επιλέξουμε 2 τρόπους. Αρχικά, το αναλυτικό μοντέλο, όπου πρέπει να ορίσουμε τον αριθμό των πανέλων, την ισχύ εκάστου οπότε και προκύπτει η τελική ισχύ. Ομοίως, πρέπει να υπολογισθούν η ισχύς και ο αριθμός των ανορθωτών τάσης (Inverter). Έτσι ορίζεται ο λόγος DC to Ratio όπου κατά τα γνωστά, ο επιθυμητός ισούται με 1,30 και προκύπτει η εγκατεστημένη ισχύς. Η δεύτερη επιλογή είναι το απλό μοντέλο. Στην περίπτωση αυτή, δεν χρειάζεται να γνωρίζουμε τα ακριβή χαρακτηριστικά των πανέλων και των ανορθωτών αλλά αντιθέτως το πρόβλημα αντιμετωπίζεται πιο ολιστικά. Ως μεταβλητή εισόδου ορίζουμε την τελική εγκατεστημένη ισχύ και δεν ορίζουμε αριθμούς πανέλων, inverter κοκ . Στο συγκεκριμένο παράδειγμα επιλέγεται ο απλός τρόπος καθώς δεν χρειάζεται να εμβαθύνουμε σε τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού και πρωτογενή μελέτη αλλά παρόλα αυτά παράχεται μέσω του υπολογιστικού φύλλου αυτή η δυνατότητα.

Cost & Installation Inputs - 400 kW			
Sizing Inputs			
Panels		1	
Module (Units)		1	
kWdc/Unit		400	
€/Unit		120.000, 00	
Inverters			
Inverter (Units)		1	
kWac/Unit		307	
€/Unit		28.000, 00	
Cost			
	€	€/Wdc	€/ 100m ²
Balance of Equipment		0,15	
Installation Labor		0,11	
Installer Overheads		0,06	
Permitting & Envirom. Studies	5.000		
Eng. & Developer Overhead	10.000		
Grid Interconnection	25.000		
Land Lease (200
Land prep. & transmission			
Sales tax %		0	
Contingency %		3	
Total Installed Cost (€)		313.000, 00	
Total Installed Cost per Capacity (€/Wdc)		0,783	

Πίνακας 6. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης.

Αφού οριστούν οι μεταβλητές εισόδου για το μέγεθος και το κόστος της εγκατάστασης, παρακάτω στον Πίνακα 7 παρουσιάζονται και οι οικονομικές παράμετροι της επένδυσης.

Financial Inputs - 400 kW	
SYSTEM DESIGN	
Nameplate capacity (kW)	400
SYSTEM COSTS	
Total installed cost (€)	400
OPERATION AND MAINTENANCE COSTS	
Fixed annual cost (€/yr)	6.400,00
Escalation (% above inflation)	0
Fixed cost by capacity (€/ kW-yr)	0
LAND LEASE	
Land area estimate (100m ²)	8
Annual land lease cost (€/100m ²)	200,00
Land lease escalation rate (% above inflation)	0
SOLUTION MODE AND PPA PRICE	
Target year	20
PPA price (€/kWh)	0,062
PPA price is modified by TOD multipliers	No
FINANCIAL PARAMETERS	
Analysis period (years, 40 max)	20
Inflation rate (%/year)	2,50
Real discount rate (%/year)	6,00
Nominal discount rate (%/year)	8,65
Income tax rate in Year 1 (%/year)	20
Net salvage value (% of total installed cost)	3%
PROJECT TERM DEBT	
Debt sizing and payment schedule	
Debt percent (%) ("Calculated" for sculpted payments)	80,00
Size of debt (€) ("N/A" for mortgage style)	260.281,58
Debt service coverage ratio ("Calculated" for mortgage style)	Calculated
Limit debt fraction (for sculpted payments only)	No
Maximum debt percent (%) (for sculpted payments only)	100,00
Annual payment schedule (for mortgage style debt only)	Equal payments
Debt Parameters	
Tenor (years)	18
Moratorium (years)	0
Annual all-in interest rate (%)	3,00
Debt closing costs (€)	0,00
Up-front fee (% of total debt)	0,00
Up-front fee amount (€, from SAM results)	0,00
Working capital reserve (months of operating costs)	6
Debt service reserve account (months of P&I payments)	6

Πίνακας 7. Τιμές μεταβλητών εισόδου για να ορίσουμε τα οικονομικά μεγέθη της εγκατάστασης – 400 kW

Σχετικά με τις λογιστικές αποσβέσεις του εξοπλισμού, στο συγκεκριμένο επενδυτικό πλάνο αλλά και σε όλα τα ακόλουθα επιλέγεται πάντα απόσβεση σε δεκαπέντε (15) ετή του 90% του εξοπλισμού. Τέλος, απαιτείται και ως μεταβλητή εισόδου η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου. Σύμφωνα με το κεφάλαιο «3.2 Άλλοι παράμετροι» στην συγκεκριμένη περίπτωση εισάγεται κατευθείαν ως μεταβλητή εισόδου

Operating Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energy											
Electricity to grid (AC kWh)	0,0	547.264,0	544.527,0	541.805,0	539.096,0	536.400,0	533.718,0	531.050,0	528.394,0	525.752,0	523.124,0
Electricity from grid (AC kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Operating Year	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energy										
Electricity to grid (AC kWh)	520.508,0	517.906,0	515.316,0	512.739,0	510.176,0	507.625,0	505.087,0	502.561,0	500.048,0	497.548,0
Electricity from grid (AC kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Πίνακας 8. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου – 400 kW.

Στο Παράρτημα 1 παρουσιάζεται αναλυτικά το Cash Flow του έργου βάσει των παραπάνω δεδομένων εισόδου.

3.3.2 Αποτελέσματα – 400 kW

Για το παραπάνω επενδυτικό πλάνο και όπως αναλύθηκε ως κριτήρια αξιολόγησης χρησιμοποιούνται οι δείκτες NPV – LCOE – IRR.

Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι τιμές των μεταβλητών αυτών για τα παραπάνω δεδομένα.

Variable	Value
PPA price, year 1 (€/kWh)	6,20
PPA price escalation (%/yr)	0,00
LCOE (€/kWh)	0,0620
NPV (€)	-578
IRR (%)	8,53
IRR Year	20
IRR at end of project (%)	8,53
Total capital cost (€)	325.395
Equity (€)	65.079
Size of debt (€)	260.316
Debt service coverage ratio	1,12
Size of debt compared to total (%)	80%
Cost of Land per year (€/year)	3.750
Total cost of land	75.000
Project Returns without reduction in today and without the initial capital	78.628 €
Size of debt Payback without Reduction	340.690 €

Πίνακας 9. Δείκτες αξιολόγησης επένδυσης – PV 400 kW.

Όπως παρατηρούμε, με μια πρώτη ματιά έχουμε τις παρακάτω βασικές τιμές

- NPV = -578 €
- IRR (%) = 8,53%
- LCOE = 0,062 (€/kWh)

Άρα κατευθείαν μπορούμε να συμπεράνουμε ότι εφόσον η NPV είναι οριακά μικρότερη του μηδενός, οι επενδυτές στο τελευταίο έτος απλά θα έχουν επανεισπράξει τα αρχικά τους κεφάλαιά τους. Πρόσθετα το ίδιο μας επαληθεύει και ο συντελεστής LCOE όπου προκύπτει ίσως με την τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh.

Σκοπός λοιπόν πλέον, είναι να διαπιστωθεί πως μπορούν να μεταβληθούν οι παραπάνω τιμές εισόδου των Πινάκων 7 & 8 ώστε να επιφέρει κερδοφορία η επένδυση. Για το προσδιοριστεί αυτό, μεταβάλαμε τις τιμές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 10, κατά $\pm 10\%$. Δηλαδή, από το αρχικό πλάνο, όπου ονομάζεται NPV0, προκύπτουν δύο νέα πλάνα, NPV-10 και NPV+10 όπου κάθε φορά όμως, μεταβάλλεται μία μόνο μεταβλητή.

	NPV-10		NPV0	NPV+10		NPV		IRR (%)		LCOE (c/kWh)	
	NPV-10	NPV+10	NPV0	NPV-10	NPV+10	NPV-10	NPV+10	NPV-10	NPV+10	NPV-10	NPV+10
PPA Price	0,056		0,062	-27.731,00 €	23.765,00 €	2,48	13,47	6,06	6,32		
Installed Cost (€)	281.700		313.000	18.752,00 €	-18.331,00 €	12,92	5,05	5,82	6,57		
Debt (%)	72		80	-12.095,00 €	12.177,00 €	6,88	13,44	6,44	5,95		
DSCR	1,125		1,25	10.472,00 €	-8.574,00 €	12,57	7,26	5,99	6,37		
Annual Cost	5.760,00 €		6.400,00 €	5.904,00 €	-5.909,00 €	9,87	7,39	6,08	6,32		
Nominal Disc Rate	7,74		8,6	4.586,00 €	-3.668,00 €	8,65	8,65	6,11	6,28		
Debt All-in rate (%)	2,7		3	3.344,00 €	-3.403,00 €	9,35	7,93	6,13	6,27		

Πίνακας 10. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί κατά πως μεταβάλλονται οι δείκτες NPV-IRR-LCOE για επένδυση PV-400kW.

Όπως φαίνεται στον παραπάνω πίνακα, οι τιμές από τις οποίες προκύπτει το πλάνο βάσης (NPV0) το οποίο αναλύθηκε παραπάνω και ο αντίστοιχος πίνακας χρηματοροών (Cash Flow) παρουσιάζεται αναλυτικά στο Παράρτημα 1, έχει χρωματιστεί με πορτοκαλί. Στις στήλες NPV-10/+10 βλέπουμε τι τιμή λαμβάνει η αντίστοιχη τιμή εισόδου και αντίστοιχα πως αυτή η τιμή μετέβαλε τους δείκτες αξιολόγησης.

Επί παραδείγματι,

Όταν οι συμβατική τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh (PPA Price), μεταβλήθηκε από 0,062 (€/kWh) σε 0,056 (€/kWh), αντίστοιχα ο δείκτης αξιολόγησης NPV μεταβλήθηκε από -578 € σε -27.731 €. Αρά κατευθείαν συμπεραίνουμε τον αντίκτυπο που έχει η μεταβολή αυτή στην βιωσιμότητα της επένδυσης. Παρακάτω παρουσιάζεται άλλο ένα παράδειγμα προς κατανόηση ως εξής:

❖ **Αρχικά:**

- Πλάνο : NPV0
- Τιμή IRR: 8,53% (Πίνακας 10)

❖ **Μεταβολή 1^η: PPA Price [0,062 → 0,056 €/kWh]**

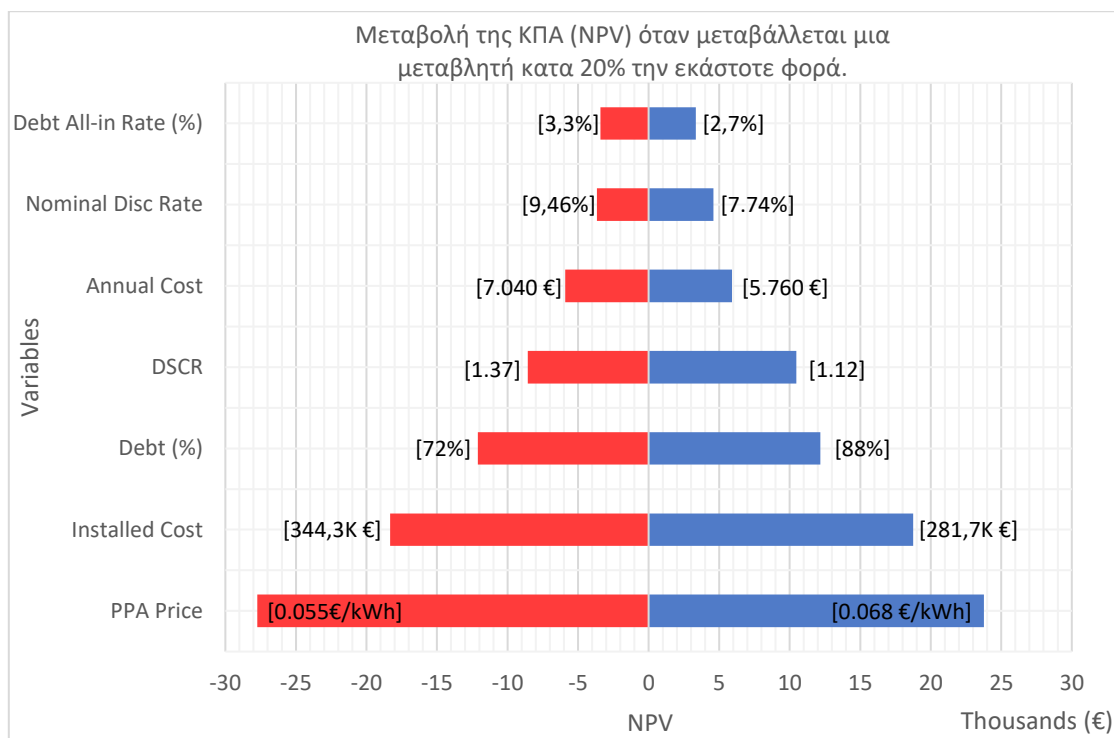
- Πλάνο : NPV-10
- Τιμή IRR: 2,48% (Πίνακας 11)

❖ **Μεταβολή 2^η: PPA Price [0,062 → 0,068 €/kWh]**

- Πλάνο : NPV+10
- Τιμή IRR: 13,47% (Πίνακας 11)

Όλες οι μεταβλητές του Πίνακα 11 μεταβλήθηκαν κατά $\pm 10\%$ από την αρχική τους τιμή. Πρόσθετα μεταβάλλοντας μία μεταβλητή την εκάστοτε φορά, μπορούμε να κατασκευάσουμε το διάγραμμα ευαισθησίας όπου μας βοηθάει να συμπεράνουμε, ποιας μεταβλητής η μεταβολή, επηρεάζει σε μεγαλύτερο βαθμό τους δείκτες αξιολόγησης.

Παρακάτω, παρουσιάζονται τα διαγράμματα ευαισθησίας για το επενδυτικό πλάνο PV-400kW.



Πίνακας 11. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

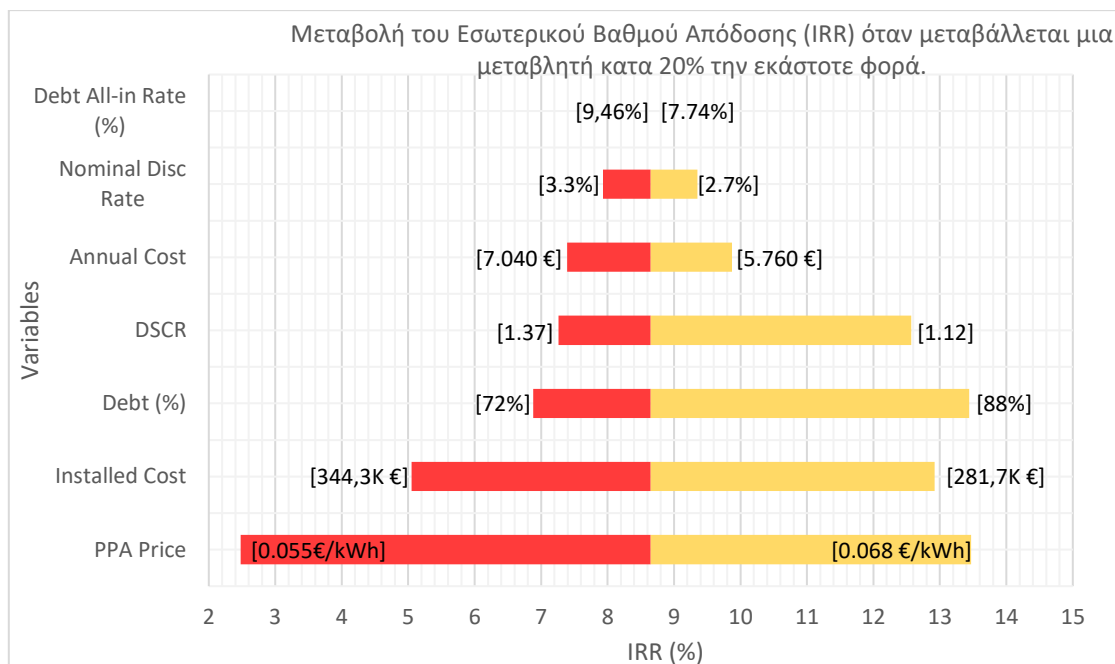
Όπως είναι φανερό, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας επηρεάζει στο μέγιστο βαθμό τους δείκτες. Η εύρεση της ευαισθησίας των δεικτών ως προς της μεταβλητές εισόδου, μπορεί να χρησιμοποιηθεί με διάφορους τρόπους.

Για παράδειγμα, έστω η Εταιρεία Α έχει κατασκευάσει ένα πάρκο 50 MW και θέλει να συμμετάσχει στην ανταγωνιστική διαδικασία της ΡΑΕ για κοινά έργα φωτοβολταϊκών προκειμένου να κατοχυρώσει τιμή. Δεδομένου ότι στο διαγωνισμό προκρίνονται τα έργα με την χαμηλότερη τιμή, ο επενδυτής οφείλει να γνωρίζει ποια είναι τα περιθώρια του. Εν προκειμένω, ο επενδυτής γνωρίζει ότι μπορεί να συμμετάσχει με τιμή μέχρι 0,062 (€/kWh).

Ένας άλλος τρόπος αξιοποίησης των παραπάνω δεδομένων είναι ως εξής:

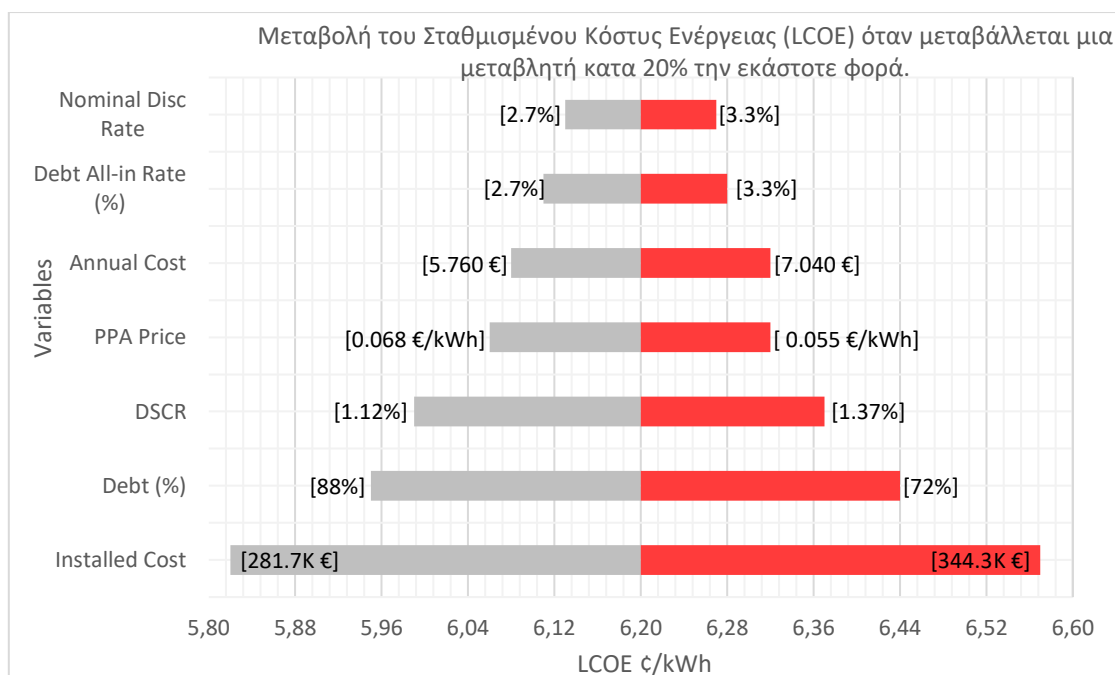
Έστω ότι ο ίδιος επενδυτής, μέσω εφάπαξ επιδότησης μειώνει το κόστος εγκατάστασης στα 281.700,00 το οποίο αντιστοιχεί στο πλάνο PV+10. Τότε, η μεταβολή αυτή, επηρεάζει θετικά την NPV. Πάρα ταύτα όμως, ο επενδυτής, βάσει του παραπάνω Πίνακα, γνωρίζει ότι η ευαισθησία της NPV στην μεταβολή του Κόστους Εγκατάστασης (Installed Cost) είναι μικρότερη από την ευαισθησία στην μεταβολή της Τιμή Πώλησης (PPA Price). Άρα και πάλι αντιλαμβάνεται, ότι παρόλο που θα λάβει επιδότηση και θα μειώσει το κόστος εγκατάστασης, δεν δύναται να συμμετάσχει στον διαγωνισμό με τιμή 0,055 (€/kWh) διότι θα είναι μη κερδοφόρα η επένδυση.

Παρομοίως, ακολουθούν τα αντίστοιχα διαγράμματα ευαισθησίας για τους δείκτες IRR και LCOE.



Πίνακας 12. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη IRR ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

Όπως παρατηρούμε, ο δείκτης IRR είναι τελείως ανεξάρτητος από την μεταβολή του επιτοκίου δανεισμού. Πρόσθετα, παρατηρούμε ότι όσο αυξάνεται το ποσοστό δανεισμού, τόσο μετατοπίζονται προς τα θετικά οι δείκτες NPV και IRR. Αυτό μπορεί με απλά λόγια να εξηγηθεί ως ότι το Nominal Discount Rate, το οποίο εμπεριέχει το Κόστος Ευκαιρίας, τον πληθωρισμό κ.α. είναι πάντα μεγαλύτερο από το επιτόκιο δανεισμού.



Πίνακας 13. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη LCOE ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 400kW.

Όπως παρατηρούμε, ο δείκτης LCOE παρουσιάζει την μεγαλύτερη ευαισθησία στον Κόστος Εγκατάστασης (Installed Cost). Κάτι απόλυτα λογικό, δεδομένου ότι υπάρχει άμεση και απόλυτη συσχέτιση.

Τέλος, στα διαγράμματα των δεικτών αξιολόγησης, με κόκκινο έχουν σημειωθεί τα αρνητικά σενάρια. Όπως είναι λογικό, NPV και IRR κινούνται προς την ίδια κατεύθυνση αφού επιθυμητή είναι η μεγέθυνσή τους ενώ αντιθέτως για τον δείκτη LCOE σκοπός είναι η ελαχιστοποίησή του.

3.4 Επενδυτικό σχέδιο A2: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 50 MW

3.4.1 Μεταβλητές Εισόδου

Ομοίως με την ανάλυση του προηγούμενου επενδυτικού πλάνου, αρχικά παρουσιάζονται οι μεταβλητές εισόδου στους Πίνακες 15 & 16.

Cost & Installation Inputs - 50 MW			
Sizing Inputs			
Panels		1	
Module (Units)		1	
kWdc/Unit		50.000	
€/Unit		11.500.000, 00	
Inverters			
Inverter (Units)		1	
kWac/Unit		38.461	
€/Unit		2.500.000, 00	
Cost			
	€	€/Wdc	€/ 100m ²
Balance of Equipment		0,15	
Installation Labor		0,11	
Installer Overheads		0,06	
Permitting & Envirom. Studies	25.000		
Eng. & Developer Overhead		0.03	
Grid Interconnection	51.500	0.1	
Land Lease (1900 100m ²)			200
Land prep. & transmission			
Sales tax %		0	
Contingency %		3	
Total Installed Cost (€)		37.476.500, 00	
Total Installed Cost per Capacity (€/Wdc)		0,75	

Πίνακας 14. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης-50MW.

Αφού οριστούν οι μεταβλητές εισόδου για το μέγεθος και το κόστος της εγκατάστασης, παρακάτω στον Πίνακα 7 παρουσιάζονται και οι οικονομικές παράμετροι της επένδυσης.

Financial Inputs – 50 MW	
SYSTEM DESIGN	
Nameplate capacity (MW)	50

SYSTEM COSTS	
Total installed cost ((€)	37.476.500, 00

OPERATION AND MAINTENANCE COSTS	
Fixed annual cost (€/yr)	0
Escalation (% above inflation)	0
Fixed cost by capacity (€/ kW-yr)	15

LAND LEASE	
Land area estimate (100m ²)	1.900
Annual land lease cost (€/100m ²)	200,00
Land lease escalation rate (% above inflation)	0

SOLUTION MODE AND PPA PRICE	
Target year	20
PPA price (€/kWh)	0,048
PPA price is modified by TOD multipliers	No

FINANCIAL PARAMETERS	
Analysis period (years, 40 max)	20
Inflation rate (%/year)	2,50
Real discount rate (%/year)	6,40
Nominal discount rate (%/year)	9,06
Income tax rate in Year 1 (%/year)	20
Net salvage value (% of total installed cost)	3%

PROJECT TERM DEBT	
Debt sizing and payment schedule	
Debt percent (%) ("Calculated" for sculpted payments)	80,00
Size of debt (€) ("N/A" for mortgage style)	31.237.934, 00
Debt service coverage ratio ("Calculated" for mortgage style)	Calculated
Limit debt fraction (for sculpted payments only)	No
Maximum debt percent (%) (for sculpted payments only)	100,00
Annual payment schedule (for mortgage style debt only)	Equal payments
Debt Parameters	
Tenor (years)	18
Moratorium (years)	0
Annual all-in interest rate (%)	4,00
Debt closing costs (€)	0,00
Up-front fee (% of total debt)	0,00
Up-front fee amount (€, from SAM results)	0,00
Working capital reserve (months of operating costs)	6
Debt service reserve account (months of P&I payments)	6

Πίνακας 15. Τιμές μεταβλητών εισόδου για να ορίσουμε τα οικονομικά μεγέθη της εγκατάστασης – 50 MW

Σχετικά με τις λογιστικές αποσβέσεις του εξοπλισμού, στο συγκεκριμένο επενδυτικό πλάνο αλλά και σε όλα τα ακόλουθα επιλέγεται πάντα απόσβεση σε δεκαπέντε (15) έτη του 90% του εξοπλισμού. Τέλος, απαιτείται και ως μεταβλητή εισόδου η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου. Σύμφωνα με το κεφάλαιο «3.2 Άλλοι παράμετροι» στην συγκεκριμένη περίπτωση εισάγεται κατευθείαν ως μεταβλητή εισόδου και οι τιμές παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 16.

Operating Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energy											
Electricity to grid (AC kWh)	0,0	89.058.000,0	88.612.800,0	88.169.700,0	87.728.800,0	87.290.200,0	86.853.700,0	86.419.500,0	85.987.400,0	85.557.400,0	85.129.700,0
Electricity from grid (AC kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Operating Year	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Energy											
Electricity to grid (AC kWh)	84.704.000,0	84.280.500,0	83.859.100,0	83.439.800,0	83.022.600,0	82.607.500,0	82.194.400,0	81.783.500,0	81.374.600,0	80.967.700,0	
Electricity from grid (AC kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Πίνακας 16. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου – 50 MW.

Στο Παράρτημα 2 παρουσιάζεται αναλυτικά το Cash Flow του έργου βάσει των παραπάνω δεδομένων εισόδου.

3.4.2 Αποτελέσματα – 50 MW

Για το παραπάνω επενδυτικό πλάνο και όπως αναλύθηκε ως κριτήρια αξιολόγησης, επίσης θα χρησιμοποιηθούν οι δείκτες NPV – LCOE – IRR.

Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι τιμές των μεταβλητών αυτών για τα παραπάνω δεδομένα.

Variable	Value
PPA price, year 1 (€/kWh)	4,80
PPA price escalation (%/yr)	0,00
LCOE (€/kWh)	0,0480
NPV (€)	-12.033
IRR (%)	9,04
IRR Year	20
IRR at end of project (%)	9,04
Total capital cost (€)	39.047.418
Equity (€)	7.809.484
Size of debt (€)	31.237.934
Debt service coverage ratio	1,11
Size of debt compared to total (%)	80%
Cost of Land per year (€/year)	475.000
Total cost of land	9.500.000
Project Returns without reduction in today and without the initial capital (€)	10.127.666
Size of debt Payback without Reduction (€)	44.416.591

Πίνακας 17. Δείκτες αξιολόγησης επένδυσης – PV 50 MW.

Όπως παρατηρούμε, με μια πρώτη ματιά έχουμε τις παρακάτω βασικές τιμές

- NPV = -12.033 €
- IRR (%) = 9,04%
- LCOE = 0,048 (€/kWh)

Άρα ομοίως με το παράδειγμα της ενότητας «3.3.2 Αποτελέσματα – 400 kW» μπορούμε να συμπεράνουμε ότι εφόσον η NPV είναι οριακά μικρότερη του μηδενός, οι επενδυτές στο τελευταίο έτος θα έχουν επανεισπράξει τα αρχικά τους κεφάλαιά τους. Πρόσθετα το ίδιο μας επαληθεύει και ο συντελεστής LCOE όπου προκύπτει ίσως με την τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh.

Σκοπός λοιπόν πλέον, είναι να διαπιστωθεί πως μπορούν να μεταβληθούν οι παραπάνω τιμές εισόδου των Πίνακων 14 & 15 ώστε να αποφέρει κερδοφορία η επένδυση. Για το προσδιορίσουμε αυτό, μεταβάλαμε τις τιμές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 11, κατά $\pm 10\%$. Δηλαδή, από το αρχικό πλάνο, όπου ονομάζεται NPV0, προκύπτουν δύο νέα πλάνα, NPV-10 και NPV+10 όπου κάθε φορά όμως, μεταβάλλεται μία μόνο μεταβλητή.

2

	NPV-10	NPV0	NPV+10	NPV		IRR (%)		LCOE (c/kWh)	
				NPV-10	NPV+10	NPV-10	NPV+10	NPV-10	NPV+10
PPA Price	0,043	0,048	0,053	-3.143.434,00 €	3.119.369,00 €	3,14	14,44	4,7	4,9
Installed Cost (€)	33.728.850	37.476.500	41.224.150	2.301.966,00 €	-2.326.032,00 €	13,53	5,18	4,51	5,1
Debt (%)	72	80	88	-1.354.539,00 €	1.341.140,00 €	7,38	13,59	4,97	4,63
DSCR	1,107	1,23	1,353	1.186.600,00 €	-929.767,00 €	12,97	7,76	4,65	4,92
Annual Cost	13,5	15	16,5	660.263,00 €	-684.328,00 €	10,23	7,81	4,72	4,89
Nominal Disc Rate	8,154	9,06	9,966	522.757,00 €	-486.882,00 €	9,04	9,04	4,74	4,87
Debt All-in rate (%)	3,6	4	4,4	532.942,00 €	-567.976,00 €	10,01	8,04	4,73	4,87

Πίνακας 18. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί κατά πως μεταβάλλονται οι δείκτες NPV-IRR-LCOE για επένδυση PV-50 MW.

Όπως φαίνεται στον παραπάνω πίνακα, οι τιμές από τις οποίες προκύπτει το πλάνο βάσης (NPV0) το οποίο αναλύθηκε παραπάνω και ο αντίστοιχος πίνακας χρηματοροών (Cash Flow) παρουσιάζεται αναλυτικά στο Παράρτημα 2, έχει χρωματιστεί με πορτοκαλί. Στις στήλες NPV-10/+10 βλέπουμε τι τιμή λαμβάνει η αντίστοιχη τιμή εισόδου και αντίστοιχα πως αυτή η τιμή μετέβαλε τους δείκτες αξιολόγησης.

Επί παραδείγματι,

Όταν οι συμβατική τιμή πώλησης της παραγόμενης kWh (PPA Price), μεταβλήθηκε από 0,048 (€/kWh) σε 0,043 (€/kWh), αντίστοιχα ο δείκτης αξιολόγησης NPV μεταβλήθηκε από -12.033 € σε -3.143.434,00 €. Αρά κατευθείαν συμπεραίνουμε τον αντίκτυπο που έχει η μεταβολή αυτή στην βιωσιμότητα της επένδυσης. Παρακάτω παρουσιάζεται άλλο ένα παράδειγμα προς κατανόηση ως εξής:

❖ **Αρχικά:**

- Πλάνο : NPV0
- Τιμή IRR: 9,04% (Πίνακας 10)

❖ **Μεταβολή 1^η: Debt Percent [80%→ 72%]**

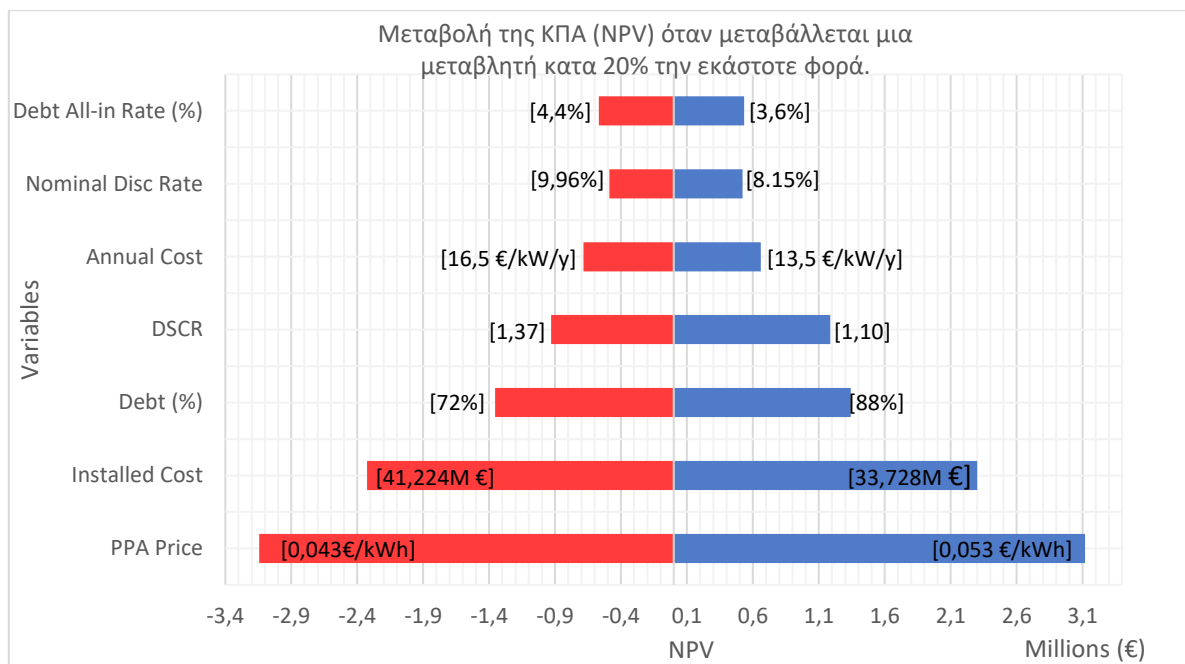
- Πλάνο : NPV-10
- Τιμή IRR: 7,38% (Πίνακας 18)

❖ **Μεταβολή 2^η: PPA Price [80%→ 88%]**

- Πλάνο : NPV+10
- Τιμή IRR: 13,59% (Πίνακας 18)

Θα πρέπει ξανά να σημειωθεί ότι όλες οι μεταβλητές του Πίνακα 18 μεταβλήθηκαν κατά $\pm 10\%$ από την αρχική τους τιμή. Πρόσθετα μεταβάλλοντας μία μεταβλητή την εκάστοτε φορά, μπορούμε να κατασκευάσουμε το διάγραμμα ευαισθησίας όπου μας βοηθάει να συμπεράνουμε, ποιας μεταβλητής η μεταβολή, επηρεάζει σε μεγαλύτερο βαθμό τους δείκτες αξιολόγησης.

Παρακάτω, παρουσιάζονται τα διαγράμματα ευαισθησίας για το επενδυτικό πλάνο PV-50MW.



Πίνακας 19. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50MW.

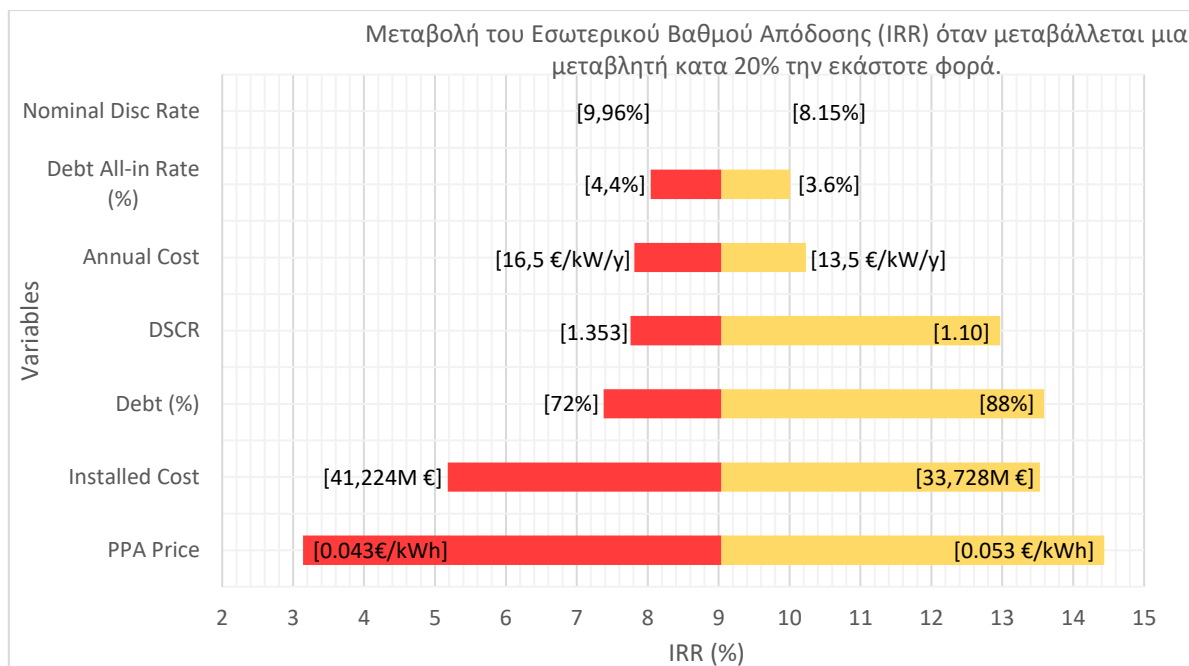
Ομοίως με το προηγούμενο παράδειγμα, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας επηρεάζει στο μέγιστο βαθμό τους δείκτες αξιολόγησης. Η εύρεση της ευαισθησίας των δεικτών ως προς της μεταβλητές εισόδου, μπορεί να χρησιμοποιηθεί με διάφορους τρόπους.

Για παράδειγμα, έστω η Εταιρεία Α έχει κατασκευάσει ένα πάρκο 50 MW και θέλει να συμμετάσχει στην ανταγωνιστική διαδικασία της ΡΑΕ για κοινά έργα φωτοβολταϊκών προκειμένου να κατοχυρώσει τιμή. Δεδομένου ότι στο διαγωνισμό προκρίνονται τα έργα με την χαμηλότερη τιμή, ο επενδυτής οφείλει να γνωρίζει ποια είναι τα περιθώρια του. Εν προκειμένω, ο επενδυτής γνωρίζει ότι μπορεί να συμμετάσχει με τιμή μέχρι 0,048 (€/kWh).

Ένας άλλος τρόπος αξιοποίησης των παραπάνω δεδομένων είναι ως εξής:

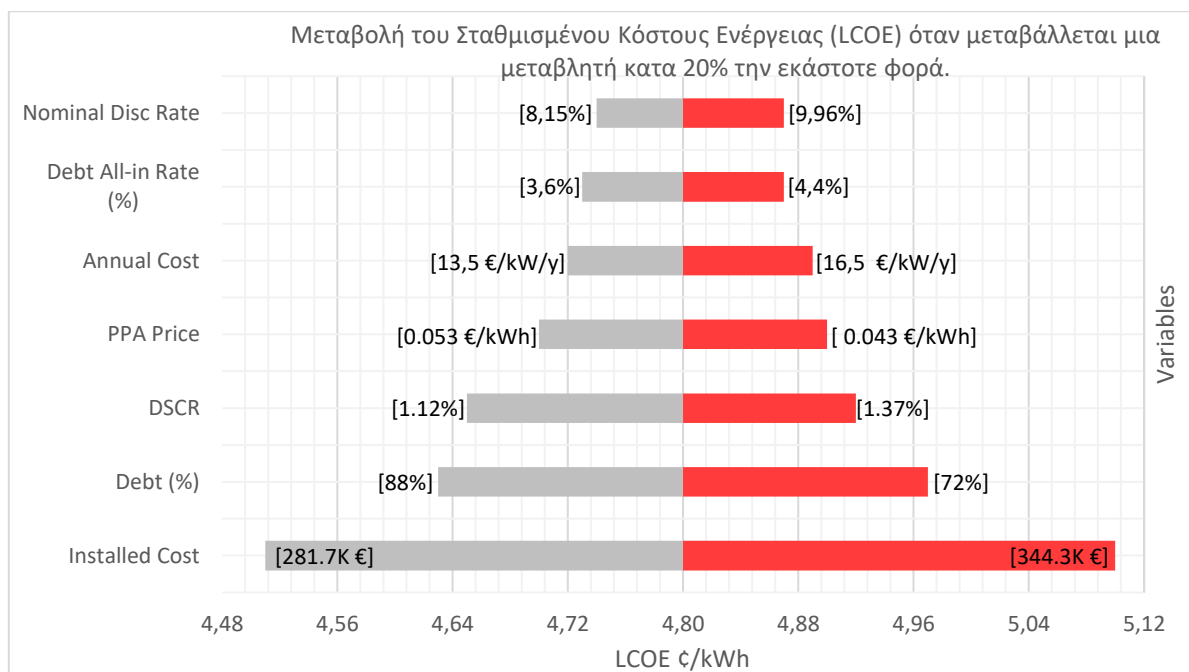
Έστω ότι ο ίδιος επενδυτής, λόγω αυξήσεων στις πρώτες ύλες των πανέλων, συμφωνεί σε νέο αυξημένο κόστος εγκατάστασης, ήτοι 41,224M €. Όπως είναι γνωστό η μεταβολή αυτή επιδρά αρνητικά στην NPV. Ταυτοχρόνως όμως, συμφωνεί με την τράπεζα σε νέο σχήμα δανεισμού με ποσοστό 88% επί του κόστους εγκατάστασης, όπου αντιθέτως η μεταβλητή αυτή επιδρά θετικά στην NPV. Βάσει του Πίνακα 19 όμως, γνωρίζει ότι εφόσον υπάρχει μεγαλύτερη ευαισθησία ως προς το κόστος εγκατάστασης (Installed Cost) η συνισταμένη επίδραση στην NPV θα είναι αρνητική. Άρα δεν είναι κερδοφόρο το ανωτέρω επενδυτικό σχήμα.

Παρομοίως, ακολουθούν τα αντίστοιχα διαγράμματα ευαισθησίας για τους δείκτες IRR και LCOE.



Πίνακας 20. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη IRR ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50 MW.

Όπως παρατηρείται, εύλογα ξανά ο δείκτης IRR είναι τελείως ανεξάρτητος από την μεταβολή του επιτοκίου δανεισμού. Πρόσθετα, παρατηρούμε ότι όσο αυξάνεται το ποσοστό δανεισμού, τόσο μετατοπίζονται προς τα θετικά οι δείκτες NPV και IRR. Το αντίθετο παρατηρούμε ότι συμβαίνει με τον δείκτη DSCR. Αυτό οφείλεται στο ότι όσο αυξάνει ο δείκτης DSCR, μειώνεται το ποσοστό δανεισμού και αυξάνουν τα ίδια κεφάλαια τα οποία έχουν υψηλότερο επιτόκιο αναγωγής. Οπότε επιδρά αρνητικά στους δείκτες NPV και IRR.



Πίνακας 21. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη LCOE ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – PV 50 MW.

Όπως παρατηρούμε, ο δείκτης LCOE παρουσιάζει την μεγαλύτερη ευαισθησία στον Κόστος Εγκατάστασης (Installed Cost). Κάτι απόλυτα λογικό, δεδομένου ότι υπάρχει άμεση και απόλυτη συσχέτιση.

Τέλος, στα διαγράμματα των δεικτών αξιολόγησης, με κόκκινο έχουν σημειωθεί τα αρνητικά σενάρια. Όπως είναι λογικό, NPV και IRR κινούνται προς την ίδια κατεύθυνση αφού επιθυμητή είναι η μεγέθυνσή τους ενώ αντιθέτως για τον δείκτη LCOE σκοπός είναι η ελαχιστοποίησή του.

3.5 Επενδυτικό σχέδιο B1: Αιολικό Πάρκο 64,4 MW - SAM

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστεί και αναλυθεί μια επένδυση σε Αιολικό Πάρκο 80 MW στο ανοιχτό λογισμικό SAM. Πρώτα από όλα όμως, λίγα λόγια για το SAM. Το SAM (System Advisory Model) είναι ένα πρόγραμμα ανοιχτού λογισμικού της NREL (National Renewable Energy Laboratory). Η NREL είναι ένα εργαστήριο με βάση το Κολοράντο, ΗΠΑ το οποίο με την 25ετή εμπειρία του εξειδικεύεται στην ανάπτυξη τεχνολογιών για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καθώς και για εξοικονόμηση. Είναι κρατικά χορηγούμενο (ετήσια επιχορήγηση: ~464 εκατ. €) και τα παραγόμενα μοντέλα είναι ανοιχτού λογισμικού. Με τον όρο ανοιχτό λογισμικό ή ανοιχτού κώδικα, εννοείται οποιοδήποτε λογισμικό του οποίου ο κώδικας είναι διαθέσιμος στο κοινό. Οι λόγοι και ταυτοχρόνως τα πλεονεκτήματα ενός ανοιχτού λογισμικού είναι τα παρακάτω:

- Διαφάνεια: Μελέτη του κώδικα και τον αντίστοιχων αλγόριθμων και εξισώσεων που χρησιμοποιεί επιτρέπει την εξοικείωση και ερμηνεία του τρόπου λειτουργίας.
- Ευελιξία: Επιτρέπει την επεξεργασία του κώδικα, την προσθήκη λειτουργιών και υπολογισμών και εξατομίκευση.
- Ανάπτυξη/Συνεργασία: Επιτρέπει μέσω της ευελιξίας να συμμετάσχουν στην περαιτέρω ανάπτυξη και βελτίωση του λογισμικού με συνεχή εφαρμογή των νέων ιδεών και μοντέλων.

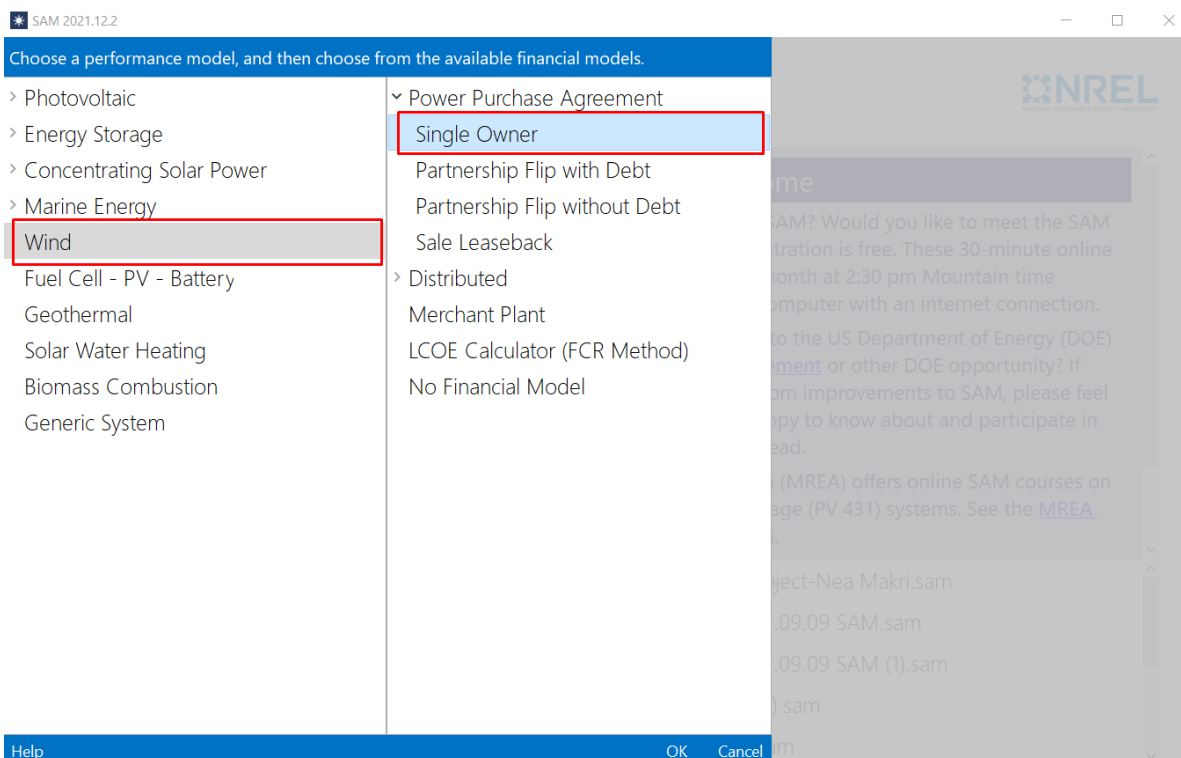
Πιο συγκεκριμένα, το μοντέλο SAM είναι ένα τεχνο-οικονομικό μοντέλο που βοηθά στην λήψη αποφάσεων σχετικά με επενδύσεις στον κλάδο των ΑΠΕ και έχει την δυνατότητα να μοντελοποιήσει ένα ευρύ φάσμα ΑΠΕ όπου παρουσιάζονται αναλυτικά στο τελευταίο κεφάλαιο.

3.5.1 Μεταβλητές Εισόδου

Οι μεταβλητές εισόδου δεν διαφέρουν από τα προηγούμενα μοντέλα. Η ειδοποιός διαφορά είναι ότι πλέον, δεν απαιτείται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Αντιθέτως, και σύμφωνα με την ενότητα «3.2 Άλλοι παράμετροι», εισάγεται στο μοντέλο το αρχείο TMY όπου περιέχει καιρικά δεδομένα για το αντιπροσωπευτικό έτος και από υπολογισμούς προκύπτει η παραγόμενη ενέργεια και οι λοιποί δείκτες.

1. Επιλογή Μοντέλου και καιρικών δεδομένων

Για να ξεκινήσει λοιπόν η μοντελοποίηση, επιλέγουμε από την πληθώρα επιλογών το μοντέλο που μας απασχολεί. Εν προκειμένω Wind Farm, όπως φαίνεται στο Σχήμα 14. Επίσης επιλέγεται και η επιλογή PPA (Power Purchase Agreement) εφόσον ο επενδυτής για την πώληση της παραγόμενης kwh είτε θα συνάψει σύμβαση μέσω διαγωνισμού με τον ΔΑΠΕΕΠ είτε με κάποιο πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 14. Επιλογή του μοντέλου και του σχήματος πληρωμής της παραγόμενης kWh.

Ακολουθώντας, στο Σχήμα 15 επιλέγεται το αρχείο καιρού. Πιο συγκεκριμένα το αρχείο καιρού για αιολικά πάρκα έχει την μορφή .sw ή .csv και δεδομένα ανέμου με χαρακτηριστικά όπως:

- Ταχύτητα ανέμου, διεύθυνση ανέμου, θερμοκρασία αέρα, ατμοσφαιρική πίεση.
- Τα δεδομένα μπορούν να είναι από ένα ή και παραπάνω υψόμετρα.
- Πρόκειται για δεδομένα ενός έτους με ωριαίες η και μισάωρες μετρήσεις.

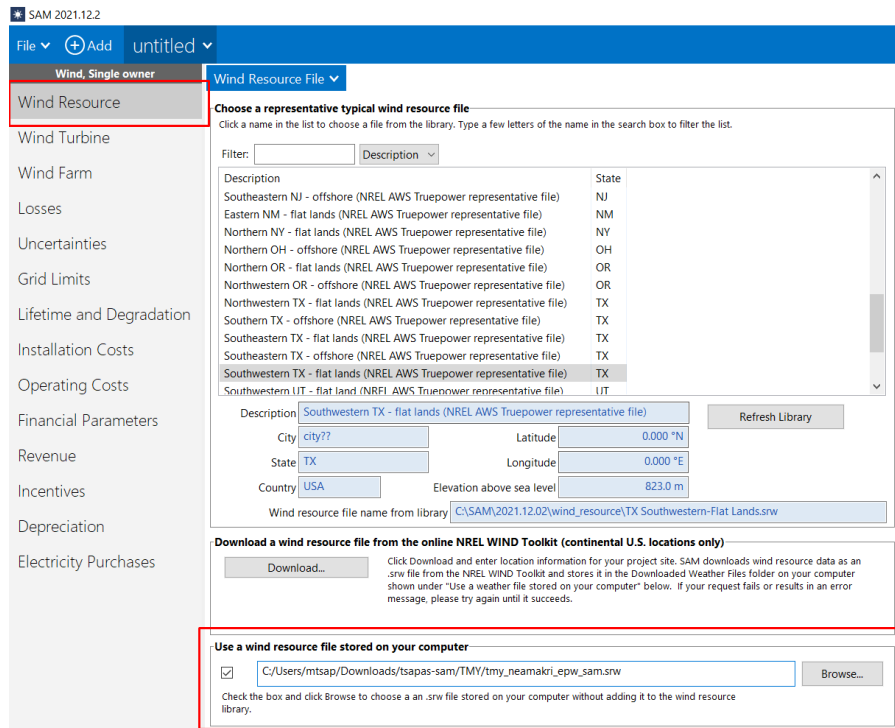
```

WY Southern-Flat Lands.srw
1 loc_id,city??,WY,USA,year??,lat??,lon??,2088,-7,8760
2 Southern WY - flat lands (NREL AWS Truepower representative file)
3 Temperature, Pressure, Direction, Speed, Temperature, Pressure, Direction, Speed, Temperature, Pres
4 C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s
5 50, 50, 50, 50, 80, 80, 80, 80, 110, 110, 110, 110, 140, 140, 140, 140
6 -4.479, 0.756533925, 253, 9.897, -4.719, 0.753473476, 254, 10.665, -4.919, 0.75041204, 254, 11.333, -5
7 -4.279, 0.759496669, 261, 9.659, -4.519, 0.756435233, 262, 10.378, -4.699, 0.753374784, 264, 10.998, -
8 -4.079, 0.759990131, 278, 8.062, -4.319, 0.756928695, 282, 8.766, -4.469, 0.753966938, 285, 9.287, -4.
9 -3.639, 0.761371823, 312, 8.447, -3.819, 0.758310387, 316, 9.23, -4.019, 0.755348631, 318, 9.883, -4.2
10 -3.679, 0.762260054, 321, 9.84, -3.919, 0.759199605, 324, 10.566, -4.169, 0.756039477, 325, 11.117, -4
11 -3.579, 0.763049593, 325, 8.617, -3.819, 0.759890452, 327, 9.219, -4.089, 0.756830002, 327, 9.666, -4.
12 -3.479, 0.763741426, 336, 7.406, -3.719, 0.76067999, 338, 7.872, -4.019, 0.757520849, 339, 8.227, -4.3
13 -3.679, 0.764926721, 325, 8.221, -3.919, 0.761865285, 327, 8.711, -4.219, 0.758706144, 328, 9.049, -4.
14 -3.819, 0.765914631, 323, 7.009, -4.119, 0.762853195, 325, 7.43, -4.419, 0.759694054, 326, 7.739, -4.7
15 -3.819, 0.765420183, 328, 6.341, -4.119, 0.762261041, 329, 6.525, -4.419, 0.759200592, 329, 6.646, -4.
16 -3.719, 0.763544041, 317, 7.032, -4.019, 0.7603849, 318, 7.132, -4.349, 0.757224772, 318, 7.187, -4.66
17 -3.559, 0.767000247, 319, 8.357, -3.919, 0.763841105, 319, 8.424, -4.219, 0.760680977, 319, 8.454, -4.
18 -3.359, 0.765518875, 320, 7.881, -3.719, 0.762358747, 320, 7.927, -4.019, 0.759199605, 320, 7.945, -4.
19 -3.319, 0.767097952, 313, 6.692, -3.619, 0.763938811, 313, 6.69, -3.919, 0.760779669, 313, 6.668, -4.2
20 -3.259, 0.766407106, 305, 8.017, -3.619, 0.763247964, 305, 8.026, -3.919, 0.760087836, 305, 8.01, -4.2
21 -3.359, 0.768679003, 302, 8.651, -3.719, 0.765420183, 302, 8.799, -4.019, 0.762261041, 303, 8.833, -4.
22 -3.659, 0.769073773, 294, 9.365, -4.019, 0.765914631, 295, 9.727, -4.319, 0.76275549, 296, 9.872, -4.5
23 -3.349, 0.768184555, 279, 9.093, -3.619, 0.765025413, 281, 9.738, -3.869, 0.761963977, 282, 10.164, -4
24 -3.039, 0.767295337, 268, 8.821, -3.219, 0.764234888, 271, 9.749, -3.419, 0.761173452, 272, 10.456, -3

```

Σχήμα 15. Δομή αρχείο .srw με δεδομένα καιρού για αιολικά πάρκα.

Παραπάνω στο Σχήμα 15. Απεικονίζεται η δομή του αρχείου με τα καιρικά δεδομένα και στο Σχήμα 16 πως εισάγεται στο υπολογιστικό μοντέλο.



Σχήμα 16. Εισαγωγή αρχείου .srw στο μοντέλο.

Στο επόμενο βήμα, επιλέγεται ο τύπος και η ισχύ της Α/Γ. Όπως φαίνεται παρακάτω, Επιλέχθηκε Α/Γ Enercon 7.5 MW.

2. Επιλογή Α/Γ και διάταξη πάρκου.

The screenshot displays the SAM 2021.12.2 interface for selecting a wind turbine. The 'Wind Turbine' menu item is highlighted in red. The 'Define turbine design characteristics' section shows the following input fields:

- Rated output: 7,500.00 kW
- Rotor diameter: 127.00 m
- Hub height: 80 m
- Shear coefficient: 0.14

The table below lists the turbine models and their KW Ratings:

Name	KW Rating
RePower 5M	5000
Senvion 6.2M152 offshore	6150
Senvion 6.2M126 offshore	6200
Vestas V-164 7mW offshore	7000
Enercon E-126 127m 7500kW	7500
Vestas 164 8mW	8000
2020 ATB NREL Reference 4MW	4000.0
2020 ATB NREL Reference 5.5MW	5500.0

The 'Turbine power curve' graph shows Turbine Power (kW) on the y-axis (0 to 7000) and Wind Speed (m/s) on the x-axis (0 to 30). The curve shows a typical power curve for a 7.5 MW turbine, starting at approximately 3 m/s, reaching a peak of 7500 kW at 15 m/s, and dropping to zero at 25 m/s.

Σχήμα 17. Επιλογή τύπου Α/Γ.

Στο επόμενο στάδιο της μελέτης, επιλέγεται η συστηρία των Α/Γ από τις οποίες αποτελείται το υπό μελέτη πάρκο. Ο λόγος είναι για τον υπολογισμό απωλειών λοιπών παραμέτρων. Παρακάτω στο Σχήμα 18 απεικονίζεται το πως δομείται το πάρκο. Αποτελείται από δύο (2) σειρές με τέσσερις (4) εκάστη.

The screenshot displays the SAM 2021.12.2 interface for system sizing and turbine layout. The 'System Sizing' section shows the following settings:

- Use a single turbine:
- Specify desired farm size:
- Specify number of turbines: Number of turbines in farm: 28, System nameplate capacity: 64400.000 kW

The 'Wake Effects' section shows the following settings:

- Wake model: Simple Wake Model
- Turbulence coefficient: 0.1
- Constant loss: 11.02 %

The 'Turbine Layout' section shows the following settings:

- Import wind turbine location data file:
- Define wind farm using layout generator (below): Import turbine layout file...
- Turbines per row: 4
- Number of rows: 7
- Shape: Square / Rectangle / Parallelogram
- Turbine spacing: 8 rotor diameters
- Row spacing: 8 rotor diameters
- Offset for rows: 4 rotor diameters
- Offset type: Every Other Row
- Row orientation: 0 deg

The 'Turbine Layout Map' shows a grid of 28 turbines arranged in 7 rows and 4 columns, with a spacing of 8 rotor diameters between turbines and 4 rotor diameters between rows. The map shows the layout of the wind farm on a coordinate system with meters on both axes.

Σχήμα 18. Συστοιχία Α/Γ αιολικού πάρκου.

3. Απώλειες

Βάσει του τύπου Α/Γ και την διάταξη του πάρκου υπολογίζονται και οι απώλειες. Παρακάτω παρουσιάζονται οι τιμές για το συγκεκριμένο παράδειγμα.

SAM 2021.12.2

File Add untitled

Wind, Single owner

- Wind Resource
- Wind Turbine
- Wind Farm
- Losses**
- Uncertainties
- Grid Limits
- Lifetime and Degradation
- Installation Costs
- Operating Costs
- Financial Parameters
- Revenue
- Incentives
- Depreciation
- Electricity Purchases

Wake Losses
Internal Wake loss can be set as a constant percent loss on the Wind Farm page, under Wake Effects, by choosing the Constant Loss Wake Model. Otherwise Internal Wake Loss will be zero and will be calculated using the given Wake Model.

Internal wake	0.00 %	External wake	1.10 %	Future wake	0.00 %
Total wake losses					1.100 %

Availability Losses
Energy-based availability is the amount of energy produced as a percentage of the total amount of energy that the wind plant could have captured if turbines were always ready to generate power.

Turbine	3.58 %	Balance of plant	0.50 %	Grid	1.500 %
Total availability losses					5.501 %

Electrical Losses
Electrical losses from a wind farm are the energy losses inherent in energy transmission in collector lines, transformers, and other site equipment and transmission to the point of revenue metering.

Efficiency	1.91 %	Parasitic consumption	0.10 %		
Total electrical losses					2.008 %

Turbine Performance Losses
Turbine performance losses represent the amount of energy that is not produced by a wind turbine at a given wind speed compared to the OEM power curve.

Sub-optimal performance	1.10 %	Generic power curve adjustment	1.70 %		
Site-specific power curve adjustment	0.81 %	High wind hysteresis	0.40 %		
Total turbine performance loss					3.954 %

Environmental Losses
Turbine performance losses represent the amount of energy that is not produced by a wind turbine at a given wind speed compared to the OEM power curve.

Icing	0.21 %	Degradation	1.80 %		
Environmental	0.40 %	Exposure changes	0.00 %		
Total environmental loss					2.398 %

Curtailment / Operational Strategies Losses
The deliberate management of a wind plant to reduce the amount of energy compared to what is possible from the available resource.

Load curtailment	0.99 %	Grid curtailment	0.84 %		
Environmental and permit curtailment	1.00 %	Operational strategies	0.00 %		
Curtailment and operational strategies loss total					2.803 %

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

Σχήμα 19. Απώλειες αιολικού πάρκου.

4. Κόστος Εγκατάστασης και κόστος λειτουργίας

Παρακάτω παρουσιάζεται πως διαμορφώνεται το κόστος εγκατάστασης κάθε Α/Γ καθώς και συνολικά του πάρκου. Ως τιμή βάσης έχει επιλεγθεί το κόστος 1.2 Μ €/ΜW.

SAM 2021.12.2

File Add untitled

Wind, Single owner

Wind Resource
Wind Turbine
Wind Farm
Losses
Uncertainties
Grid Limits
Lifetime and Degradation
Installation Costs
Operating Costs
Financial Parameters
Revenue
Incentives

Capital Cost Models
Choose land-based or offshore installation based on the project location.
 Land-based installation Wind resource file: C:\SAM\2021.12.02\wind_resource\TX Southwestern-Flat Lands.rnw
 Offshore installation

You can either enter capital costs yourself using the inputs below, or use the Estimate buttons to automatically populate those inputs using NREL cost models for turbine and balance-of-system capital costs. See Help for details.

Estimate turbine costs now Go to balance-of-system (BOS) cost model inputs

Capital Costs

	Cost per kW	+	Cost per turbine	+	Fixed Cost	=	Total
Turbine cost	\$0.00/kW		\$3,000,000.00/turbine		\$0.00		\$84,000,000.00
Balance of system cost	\$280/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$18,032,000.00
Wind farm capacity	64,400 kW		Number of turbines	28			

Sales Tax

Sales tax basis, % of total equipment costs: 0 % Sales tax rate: 0.0 % \$0.00

Total Cost

Total installed cost: \$102,032,000.00
Total installed cost per kW: \$1,584.35/kW

Σχήμα 20. Διαμόρφωση του κόστους εγκατάστασης.

Ταυτοχρόνως διαμορφώνεται και το κόστος λειτουργίας ως 42 €/kw-yr. Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται ότι ο εκάστοτε χρήστης μπορεί να προσδιορίσει το κόστος είτε ως €/kw-yr, είτε ως σταθερό ετήσιο ποσό είτε τέλος ως ποσοστό επί των παραγόμενων kwh.

SAM 2021.12.2

File Add untitled

Wind, Single owner

Wind Resource
Wind Turbine
Wind Farm
Losses
Uncertainties
Grid Limits
Lifetime and Degradation
Installation Costs
Operating Costs

Operation and Maintenance Costs

	First year cost	Escalation rate
Fixed annual cost	0 \$/yr	0 %
Fixed cost by capacity	42 \$/kW-yr	0 %
Variable cost by generation	0 \$/MWh	0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.

Σχήμα 21. Διαμόρφωση του κόστους λειτουργίας.

5. Οικονομικοί παράμετροι

Ιδιαίτερη σημασία έχει πως θα διατεθούν τα κεφάλαια προκειμένου να πραγματοποιηθεί η επένδυση. Όπως αναλύθηκε και στην ενότητα «2.4 Μοντέλα δανειοδότησης» στο συγκεκριμένο παράδειγμα επιλέγεται DSCR 1.3. Επομένως το ποσό δανεισμού προκύπτει με επαναληπτική διαδικασία και ισούται με 91.447.608 € και αντίστοιχα 18.379.646 € από ίδια κεφάλαια. Το κόστος του εξοπλισμού στο τέλος της διάρκειας ζωής του υπολογίζεται ως 2%. Αναφορικά με τους φορολογικούς συντελεστές, επιλέγεται 20%. Τέλος στην καρτέλα Reserve Account επιλέγονται τα κεφάλαια κίνησης καθώς και τα δεσμευμένα κεφάλαια αποπληρωμής των τοκοχρεολυσίων.

τέτοια κρατικά κίνητρα. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας γίνεται η θεώρηση ότι κανένα από τα υπό μελέτη επενδυτικά σχέδια δεν λαμβάνει τέτοια επιχορήγηση.

SAM 2021.12.2

File Add untitled

Wind, Single owner

Wind Resource
Wind Turbine
Wind Farm
Losses
Uncertainties
Grid Limits
Lifetime and Degradation
Installation Costs
Operating Costs
Financial Parameters
Revenue
Incentives
Depreciation
Electricity Purchases

Investment Tax Credit (ITC)

Amount (\$)		Reduces Depreciation Basis	
		Federal	State
Federal	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Percentage (%)		Maximum (\$)	
Federal	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input type="checkbox"/>

Production Tax Credit (PTC)

	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)
Federal	0.015	10	2.50
State	0	10	0.00

Inflation does not apply to the PTC amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.

Investment Based Incentive (IBI)

Amount (\$)		Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
		Federal	State	Federal	State
Federal	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Percentage (%)		Maximum (\$)			
Federal	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Capacity Based Incentive (CBI)

	Amount (\$/W)	Maximum (\$)	Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
			Federal	State	Federal	State
Federal	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Based Incentive (PBI)

	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)	Taxable Incentive		PBI available for debt service
				Federal	State	
Federal	0	0	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	0	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	0	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	0	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Inflation does not apply to the PBI amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.

Σχήμα 23. Κρατικά κίνητρα επένδυσης.

8. Λογιστικές Αποσβέσεις

Όπως έχει αναλυθεί και προηγουμένως στην ενότητα «3.3 Επενδυτικό σχέδιο A1: Φωτοβολταϊκό Πάρκο 400 kW» το μοντέλο λογιστικών αποσβέσεων που επιλέγεται είναι 15ετής απόσβεση για το 90% του εξοπλισμού, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 24.

SAM 2021.12.2

File Add untitled

Wind, Single owner

Wind Resource
Wind Turbine
Wind Farm
Losses
Uncertainties
Grid Limits
Lifetime and Degradation
Installation Costs
Operating Costs
Financial Parameters
Revenue
Incentives
Depreciation
Electricity Purchases

Depreciation

Classes	Allocations	Bonus Depreciation		ITC Qualification	
		Federal	State	Federal	State
5-yr MACRS	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
15-yr MACRS	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15-yr Straight Line	90 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Custom <input type="button" value="Edit..."/>	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Non-depreciable assets	10 %	Bonus: <input type="text" value="0 %"/> <input type="text" value="0 %"/>			

The allocation for each depreciation class is a percentage of the total capital cost. Allocations apply to both state depreciation and federal depreciation.

Total capital cost includes the total installed cost from the System Costs page and other financial costs and fees from the Financial Parameters page. SAM displays the value in the Metrics table on the Results page.

Check the box for each asset class that qualifies for federal or state bonus depreciation, and enter the bonus amount as a percentage of the total qualifying allocations.

Check the box for each asset class that qualifies for the investment tax credit (ITC). This determines the basis used to calculate the ITC amount.

Σχήμα 24. Διαμόρφωση λογιστικών αποσβέσεων.

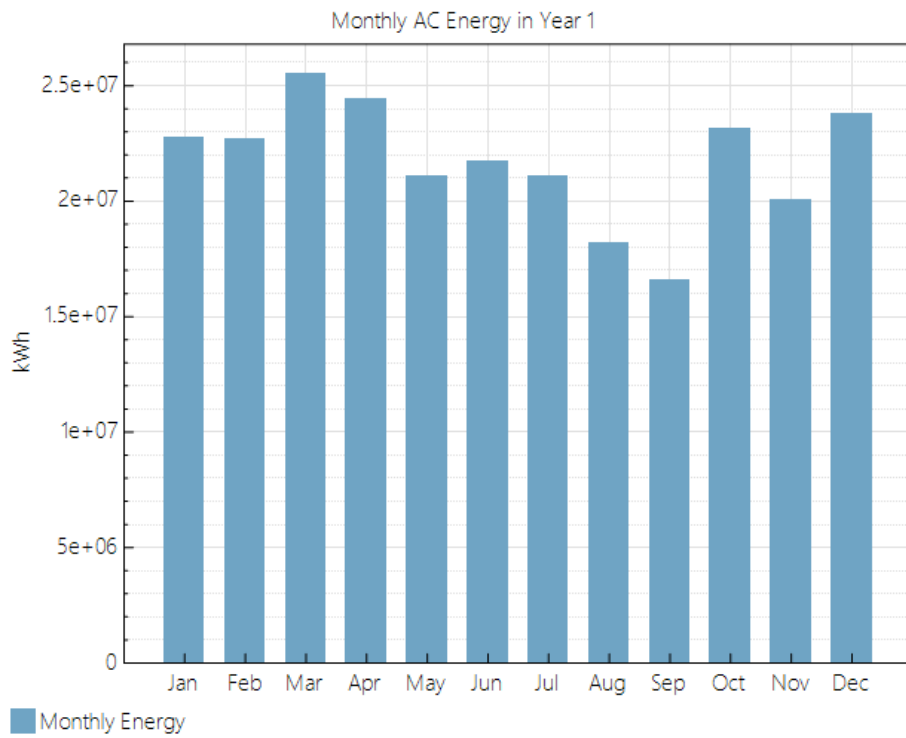
3.5.2 Αποτελέσματα – Αιολικού Πάρκου 64,4 MW

Αφού ρυθμίσαμε όλες τις παραμέτρους εισόδου, πραγματοποιούνται οι υπολογισμοί. Οι βασικοί δείκτες αξιολόγησης παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

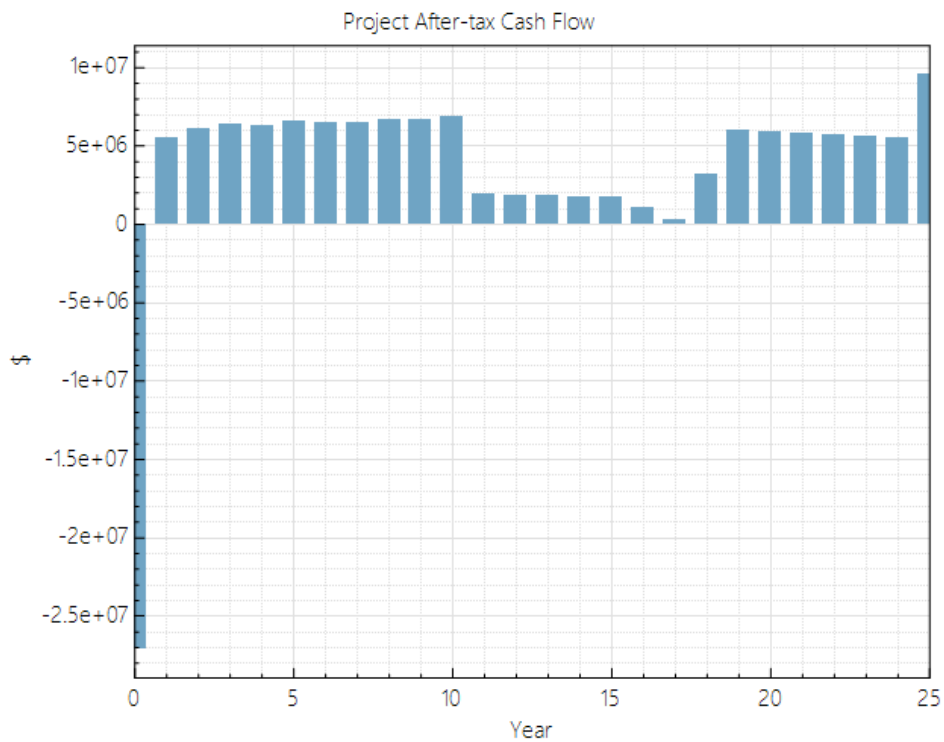
Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	261,060,304 kWh
Capacity	64,400 kW
Capacity factor in Year 1	46.3%
PPA price in Year 1	4.50 €/kWh
PPA price escalation	0.00 %/year
LPPA Levelized PPA price nominal	4.50 €/kWh
LPPA Levelized PPA price real	3.57 €/kWh
LCOE Levelized cost of energy nominal	3.56 €/kWh
LCOE Levelized cost of energy real	2.83 €/kWh
NPV Net present value	\$23,895,948
IRR Internal rate of return	20.44 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	20.83 %
Net capital cost	\$109,580,656
Equity	\$27,100,186
Size of debt	\$82,480,472
Debt percent	75.27%

Πίνακας 22. Αποτελέσματα και δείκτες αξιολόγησης – Αιολικό Πάρκο 64,4 MW.

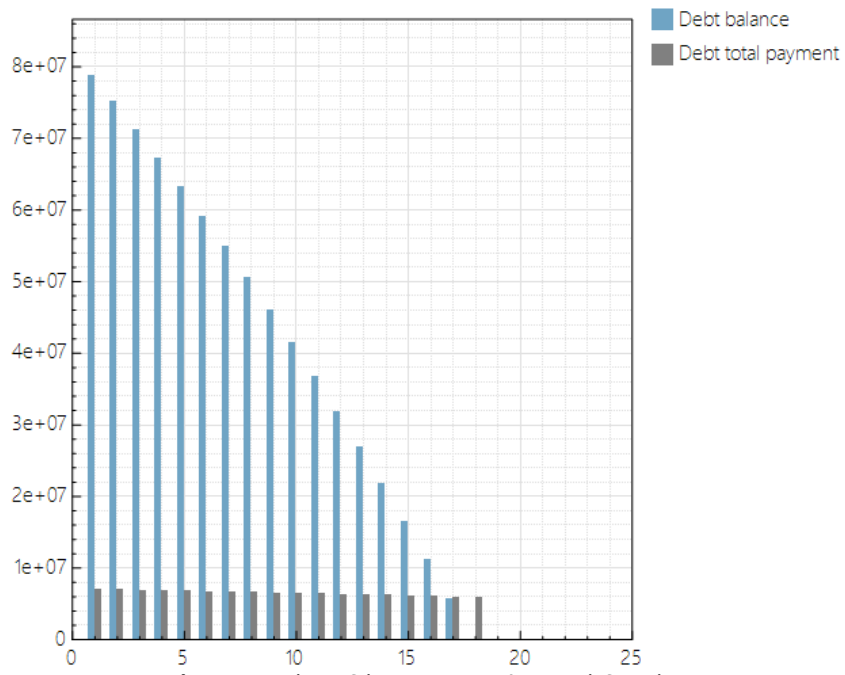
Όπως είναι φανερό, η θετική τιμή της NPV μαρτυρά ότι πρόκειται για μία κερδοφόρα επένδυση. Ταυτοχρόνως ο δείκτης IRR λαμβάνει πολύ υψηλές τιμές. Το λογισμικό SAM, δίνει την δυνατότητα για μεγάλη ποιοτική απεικόνιση των αποτελεσμάτων. Στις καρτέλες Graph και Date tables διαμορφώνεται οι εκάστοτε μεταβλητές που θα απεικονιστούν. Ακολούθως παρουσιάζονται τα βασικά διαγράμματα που παράγει το λογισμικό.



Σχήμα 25. Μηνιαία παραγωγή ενέργειας για το πρώτο έτος.



Σχήμα 26. Καθαρές ετήσιες ταμειακές ροές.



Σχήμα 27. Ετήσια δόση και αποπληρωμή δανείου.

4

Μοντέλο συμψηφισμού ενέργειας

Ο συμψηφισμός παραγόμενης-καταναλισκόμενης ενέργειας (γνωστός με τον όρο net-metering) αποτελεί ένα από τα εργαλεία προώθησης της αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης με ΑΠΕ. Το net-metering επιτρέπει στον καταναλωτή να καλύψει ένα σημαντικό μέρος των ιδιοκαταναλώσεών του, ενώ παράλληλα του δίνει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας. Ο όρος “net” προκύπτει από το γεγονός ότι η χρέωση/πίστωση του καταναλωτή αφορά στη διαφορά μεταξύ καταναλισκόμενης και παραγόμενης ενέργειας σε μία ορισμένη χρονική περίοδο. Ως ενεργειακός συμψηφισμός νοείται ο συμψηφισμός της εγγεόμενης στο Δίκτυο ενέργειας από σταθμό παραγωγής με την απορροφώμενη ενέργεια στην εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού. Ο σταθμός παραγωγής μπορεί να εγκατασταθεί στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης. Με βάση το υφιστάμενο πλαίσιο, στον ενεργειακό συμψηφισμό η παραγόμενη ενέργεια δεν είναι απαραίτητο να ταυτοχρονίζεται με την καταναλισκόμενη. Τα φωτοβολταϊκά αυτά συστήματα μπορούν να εγκαθίστανται επί κτηρίων ή επί εδάφους, ή άλλων κατασκευών, περιλαμβανομένων και αυτών του πρωτογενούς τομέα (αγροτικές αποθήκες, κτηνοτροφικές μονάδες, κ.λπ.) σύμφωνα με την κείμενη πολεοδομική νομοθεσία. Τα συστήματα εγκαθίστανται στον ίδιο χώρο με τις εγκαταστάσεις κατανάλωσης που τροφοδοτούν ή σε όμορο αυτής χώρο ή βρίσκονται σε άλλο χώρο, αλλά συνδέονται ηλεκτρικά με αποκλειστική γραμμή διασύνδεσης.

4.1 Παράμετροι διαστασιολόγησης συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού

Για την διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι ενδεδειγμένο να λαμβάνεται υπόψη η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης στην οποία αυτό θα συνδεθεί. Δεδομένου ότι ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε τριετή βάση και τυχόν

πλεόνασμα ενέργειας μετά τον τριετή συμψηφισμό δεν αποζημιώνεται, η ετήσια παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σύστημα ενέργεια δεν θα πρέπει να υπερβαίνει την συνολική ετήσια κατανάλωση. Για πληροφοριακούς λόγους, σημειώνεται ότι η συνήθης παραγωγή των φωτοβολταϊκών συστημάτων σταθερών βάσεων κυμαίνεται μεταξύ 1.300-1.650 kWh/kWp/έτος (κιλοβατώρες ανά κιλοβάτ και ανά έτος), ανάλογα με τις γεωγραφικές συντεταγμένες, την κλίση και τον προσανατολισμό της εγκατάστασης, με μεσοσταθμική τιμή περί τις 1.350-1.550 kWh/kWp/έτος. Επομένως, η ισχύς του συστήματος θα πρέπει να επιλέγεται με γνώμονα τις ετήσιες ενεργειακές ανάγκες, στο πλαίσιο των περιορισμών που θέτει η νομοθεσία.

4.2 Ενεργειακός συμψηφισμός στην πράξη

Ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται από τον Προμηθευτή με τον οποίο έχει συμβληθεί ο αυτοπαραγωγός, δηλαδή τον Προμηθευτή που εκπροσωπεί την εγκατάσταση κατανάλωσης, με βάση τα πραγματικά δεδομένα καταμέτρησης που παρέχει ο Διαχειριστής του Δικτύου. Επομένως ο ενεργειακός συμψηφισμός διενεργείται σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδει ο Προμηθευτής, με τελική εκκαθάριση στον τελευταίο εκκαθαριστικό λογαριασμό του τριετούς κύκλου. Σε κάθε περίπτωση ο αυτοπαραγωγός είναι υπόχρεος για την εξόφληση του συνολικού καταλογιζόμενου ποσού κάθε εκδιδόμενου εκκαθαριστικού λογαριασμού συμψηφιζόμενης κατανάλωσης, ανεξαρτήτως αναμενόμενης προς πίστωση ενέργειας σε επόμενες χρονικές περιόδους, ισχυουσών των διατάξεων του Κώδικα Προμήθειας περί εξόφλησης του λογαριασμού κατανάλωσης και ληξιπρόθεσμων οφειλών σε προμηθευτές. Σε περίπτωση που στο τιμολόγιο συμψηφιζόμενης κατανάλωσης του αντισυμβαλλόμενου αυτοπαραγωγού προβλέπεται κλιμακούμενη χρέωση, στο ανταγωνιστικό σκέλος του, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται με τρόπο που να προκύπτουν οι χαμηλότερες χρεώσεις για τον αυτοπαραγωγό, στο επίπεδο κάθε εκκαθαριστικού λογαριασμού. Σε περίπτωση πολυζωνικού τιμολογίου σε μία ή περισσότερες συμψηφιζόμενες καταναλώσεις του αυτοπαραγωγού, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται κατά φθίνουσα αξία του ανταγωνιστικού σκέλους κάθε χρονικής ζώνης, στο επίπεδο κάθε εκκαθαριστικού λογαριασμού, και κατά τη χρονική σειρά έκδοσης των εκκαθαριστικών λογαριασμών. Σε κάθε περίπτωση, ενδεχόμενο παραμένον πλεόνασμα της εγχυθείσας στο Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μετά τον συμψηφισμό της κατανάλωσης (των καταναλώσεων) του αυτοπαραγωγού, προστίθεται στην εγχυθείσα ενέργεια του επόμενου κύκλου καταμέτρησης. Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού, η μεταφορά τυχόν πλεονάζουσας εγχυθείσας ενέργειας από παρελθούσες περιόδους καταμέτρησης συνεχίζεται μέχρι τον πρώτο εκκαθαριστικό λογαριασμό που εκδίδεται με την παρέλευση τριετίας από την ενεργοποίηση της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού σταθμού και η διαδικασία επαναλαμβάνεται ανά τριετία μέχρι τη λύση της Σύμβασης Ενεργειακού Συμψηφισμού (Σ.Ε.Σ). Με τη λήξη της εκάστοτε τριετίας ή τη λύση της Σ.Ε.Σ. διενεργείται εκκαθάριση, και τυχόν πλεόνασμα εγχυθείσας ενέργειας από τον συμψηφισμό δεν πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό και δεν υφίσταται υποχρέωση για οποιαδήποτε αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την ενέργεια αυτή. Στην περίπτωση του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού, η μεταφορά τυχόν πλεονάζουσας ενέργειας από παρελθούσες περιόδους καταμέτρησης συνεχίζεται μέχρι τον πρώτο εκκαθαριστικό λογαριασμό μετά την παρέλευση τριετίας από την ενεργοποίηση του φωτοβολταϊκού σταθμού, και η διαδικασία επαναλαμβάνεται ανά τριετία μέχρι τη λύση της Σύμβασης

Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού (Σ.Ε.Ε.Σ). Με τη λήξη της εκάστοτε τριετίας ή τη λύση της Σ.Ε.Ε.Σ διενεργείται εκκαθάριση, δηλαδή έκτακτη καταμέτρηση της εγχυθείσας στο Δίκτυο ενέργειας από την μονάδα παραγωγής και ταυτόχρονη έκτακτη καταμέτρηση της απορριφθείσας από το Δίκτυο ενέργειας όλων των συμψηφιζόμενων καταναλώσεων, από τον Διαχειριστή του Δικτύου και έκδοση των σχετικών εκκαθαριστικών λογαριασμών τους. Τυχόν πλεόνασμα εγχυθείσας ενέργειας (αρνητικό υπόλοιπο) από τον συμψηφισμό δεν πιστώνεται σε επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό και δεν υφίσταται υποχρέωση για οποιαδήποτε αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την ενέργεια αυτή. Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού, και σε περίπτωση αλλαγής προμηθευτή της εγκατάστασης κατανάλωσης, θα διενεργείται τελική εκκαθάριση, δηλαδή έκτακτη καταμέτρηση της εγχυθείσας στο Δίκτυο και απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας της κατανάλωσης αυτής και έκδοση του σχετικού εκκαθαριστικού λογαριασμού. Για το τυχόν πλεόνασμα εγχυθείσας ενέργειας (αρνητικό υπόλοιπο) μετά την έκδοση του εκκαθαριστικού λογαριασμού δεν υφίσταται υποχρέωση για οποιαδήποτε αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την ενέργεια αυτή. Στην περίπτωση του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού, και σε περίπτωση αλλαγής προμηθευτή της εγκατάστασης παραγωγής ή/και όλων των εγκαταστάσεων κατανάλωσης που υπεισέρχονται στον συμψηφισμό, θα διενεργείται τελική εκκαθάριση, δηλαδή έκτακτη καταμέτρηση της εγχυθείσας στο Δίκτυο και της απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας από τη μονάδα παραγωγής και ταυτόχρονη έκτακτη καταμέτρηση της απορροφηθείσας από το Δίκτυο ενέργειας όλων των συμψηφιζόμενων καταναλώσεων, από τον Διαχειριστή του Δικτύου, με έκδοση στη συνέχεια των σχετικών εκκαθαριστικών λογαριασμών τους.

Έτος	Τετράμηνο	Ποσότητες ενέργειας (kWh)						
		Απορροφώμενη (Α)	Εγχυόμενη (Ε)	Συμψηφιζόμενη (N=A-E)	Χρεωστέα	Πιστούμενη διαφορά	Παραγόμενη (Π)	Κατανάλωση (Κ= Α+Π-Ε)
1 ^ο	A	1500	900	600	600	0	1500	2100
	B	700	1500	-800	0	800	2300	1500
	Γ	1000	800	200	0	600	1300	1500
2 ^ο	A	1200	1000	200	0	400	1400	1600
	B	800	1500	-700	0	1100	2400	1700
	Γ	1100	900	200	0	900	1300	1500
3 ^ο	A	1300	1000	300	0	600	1500	1800
	B	1000	1400	-400	0	1000	2500	2100
	Γ	1200	900	300	0	700	1400	1700
ΤΡΙΕΤΙΑ		9800	9900	-100	0	0	15600	15500

Μετρούμενα μεγέθη

Πίνακας 23. Παράδειγμα συμψηφισμός της καταναλισκόμενης ενέργειας με την παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σύστημα

Για το τυχόν πλεόνασμα εγχυθείσας ενέργειας (αρνητικό υπόλοιπο) μετά την έκδοση των εκκαθαριστικών λογαριασμών δεν υφίσταται υποχρέωση για οποιαδήποτε αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την ενέργεια αυτή. Ως χρεωστέα ενέργεια (για το “ανταγωνιστικό” σκέλος του τιμολογίου) λογίζεται η διαφορά των ποσοτήτων που καταγράφονται από το Μετρητή 2, δηλαδή η διαφορά Α (Απορροφώμενη) – Ε (Εγχυόμενη), εφόσον η διαφορά αυτή είναι θετική. Εάν η διαφορά ισούται με μηδέν δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ εάν η διαφορά είναι αρνητική επίσης δεν υφίσταται χρεωστέα ενέργεια, ενώ η διαφορά

αυτή πιστώνεται στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό ως πρόσθετη εξερχόμενη (εγχεόμενη) ενέργεια. Κατά την τριετή εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με την χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Τυχόν παραμένον μετά τον τριετή αντιλογισμό πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό. Στον παρακάτω πίνακα δίνεται ένα παράδειγμα υπολογισμού.

4.3 Μελέτη περίπτωσης ενεργειακού συμψηφισμού

Κατόπιν των πρόσφατων εξελίξεων τον Σεπτέμβριο του 2022, εξαιρετικά πιο συμφέρουσα αναμένεται να γίνει για τα νοικοκυριά η κάλυψη μέρους των αναγκών τους σε ρεύμα μέσω ηλιακής ενέργειας, μέσα από το πρόγραμμα επιδότησης για την εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών στέγης. Πρόσθετα σύμφωνα με τις τελευταίες πληροφορίες, ηλεκτρικός «χώρος» δέκα (10) MW που, σύμφωνα με την πρόσφατη νομοθετική ρύθμιση, απελευθερώθηκε σε κάθε μετασηματιστή του δικτύου διανομής, για την «υποδοχή» εφαρμογών net-metering. Επομένως, όπως είναι εύλογο, συντόμως, ακόμα μεγαλύτερη μερίδα καταναλωτών θα στραφούν στο μοντέλου ενεργειακού συμψηφισμού.

4.3.1 Μεταβλητές Εισόδου – Net Metering

Cost & Installation Inputs – Net Metering			
Sizing Inputs			
Panels		1	
Module (Units)		1	
kWdc/Unit		6	
€/Unit		2.500	
Inverters			
Inverter (Units)		1	
kWac/Unit		4,62	
€/Unit		1.500	
Cost			
	€	€/Wdc	€/ 100m ²
Balance of Equipment	1.500		
Installation Labor		0,19	
Installer Overheads			
Eng. & Developer Overhead	1.000		
Grid Interconnection	700		
	300		
Land Lease (1900 100m ²)			
Land prep. & transmission			
Sales tax %		0	
Contingency %		3	
Total Installed Cost (€) – No Disc.		9.800, 96	
Discount%		20	
Total Installed Cost (€)		7.840, 77	
Total Installed Cost per Capacity (€/Wdc)		1,31	

Πίνακας 24. Τιμές μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ορίσουμε την ισχύ και το κόστος της εγκατάστασης-Net Metering.

Στο ακόλουθο παράδειγμα, μια τετραμελής οικογένεια ερευνά τι εξοικονόμηση θα έχει σε περίπτωση εγκατάστασης του συστήματος αυτού. Αρχικά, όπως και στα προηγούμενα παραδείγματα, παρουσιάζονται οι μεταβλητές εισόδου του κόστους εγκατάστασης.

Ταυτοχρόνως, υπολογίζεται και η βέλτιστη ισχύ. Για το νοικοκυριό αυτό θα επιλεγθεί 6Kw. Σε μετέπειτα στάδιο, δύναται να μεταβληθεί η εγκατεστημένη ισχύς έως ότου προκύψει η βέλτιστη τιμή. Η βέλτιστη τιμή, είναι εκείνη, όπου όπως αναλύθηκε παραπάνω, στον ενεργειακό ισολογισμό της ζετίας η καταναλισκόμενη ενέργεια είναι όσο το δυνατόν πλησιέστερα στην παραγόμενη.

Αφού προσδιοριστεί το κόστος εγκατάστασης, πρέπει να προσδιοριστούν τα φορτία. Στο υπολογιστικό μοντέλο, υπάρχει μια πρότυπη ετήσια κατανάλωση ίση με 10.829 kWh η οποία προκύπτει από το άθροισμα 8760 ωριαίων τιμών. Για του υπολογισμούς, ή κατανάλωση αυτή μπορεί εύκολα να μεταβληθεί απλά και μόνο αλλάζοντας τον πολλαπλασιαστή (Multiplier). Δηλαδή, αν μία οικογένεια καταναλώνει την διπλάσια ποσότητα, απλά θα εισαχθεί στον πολλαπλασιαστή το δύο (2) κ.ο.κ. όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 28

LOAD				
Electricity Load (kWh)	Multiplier	Electricity Load with Multiplier (kWh)	Sum up to hour (1-8760)	Annual Load (kWh)
0,77260	1	0,77260	0,77260	10829,3354
0,68056		0,68056	1,45316	
0,64798		0,64798	2,10114	
0,63977		0,63977	2,74091	
0,64730		0,64730	3,38821	

Σχήμα 28. Προσδιορισμός οικιακού φορτίου.

Έπειτα, βάσει των χρεώσεων παρόχου, πρέπει να προσδιοριστούν η χρεώσεις του εκάστοτε νοικοκυριού στην ωριαία κατανάλωση kWh. Για τον λόγο αυτό, έχει παραχθεί ο ακόλουθος Πίνακας 25. Η ενδεικτικές τιμές που επιλέχθηκαν είναι:

- Νυχτερινή Χρέωση (€/kWh): 0,20
- Ημερήσια Χρέωση (€/kWh): 0,30

Ταυτοχρόνως, στον Πίνακα 25 αναγράφετε, κάθε ώρα του έτους αν υπόκειται σε ημερήσια ή νυχτερινή χρέωση. Για παράδειγμα, στις 12:00 π.μ. καθημερινή τον μήνα Ιανουάριο το αντίστοιχο κελί έχει την τιμή «1» άρα η χρέωση εκείνη την ώρα είναι ημερήσια. Αντιθέτως, την ίδια ώρα αλλά τον μήνα Ιούλιο, η τιμή χρέωσης είναι με νυχτερινό τιμολόγιο.

CHARGING RATES TABLE

		Weekdays																								
		12:00 πμ	1:00 πμ	2:00 πμ	3:00 πμ	4:00 πμ	5:00 πμ	6:00 πμ	7:00 πμ	8:00 πμ	9:00 πμ	10:00 πμ	11:00 πμ	12:00 πμ	13:00 πμ	14:00 πμ	15:00 πμ	16:00 πμ	17:00 πμ	18:00 πμ	19:00 πμ	20:00 πμ	21:00 πμ	22:00 πμ	23:00 πμ	24:00 πμ
JAN	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
FEB	2	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
MAR	3	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
APR	4	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
MAY	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
JUN	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
JUL	7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
AUG	8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
SEP	9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
OCT	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
NOV	11	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
DEC	12	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1

		Weekends																								
		12:00 πμ	1:00 πμ	2:00 πμ	3:00 πμ	4:00 πμ	5:00 πμ	6:00 πμ	7:00 πμ	8:00 πμ	9:00 πμ	10:00 πμ	11:00 πμ	12:00 πμ	13:00 πμ	14:00 πμ	15:00 πμ	16:00 πμ	17:00 πμ	18:00 πμ	19:00 πμ	20:00 πμ	21:00 πμ	22:00 πμ	23:00 πμ	24:00 πμ
JAN	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
FEB	2	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
MAR	3	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
APR	4	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
MAY	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
JUN	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
JUL	7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
AUG	8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
SEP	9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
OCT	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
NOV	11	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
DEC	12	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1

CHARGING RATES	
Day Charge €/kWh (1):	0,300000 €
Night Charge €/kWh (2):	0,200000 €

Πίνακας 25. Ωριαίες χρεώσεις παρόχου για κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

4.3.2 Αποτελέσματα – Net Metering

Βάσει των παραπάνω δεδομένων προκύπτουν τα ακόλουθα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον Πίνακα 26. Όπως είναι φανερό, λόγω της αύξησης στις τιμές χρέωσης των παρόχων, η εγκατάσταση φωτοβολατικών οροφής αποσβένεται σε 5,59 έτη και μειώνει στο μισό τον ετήσιο λογαριασμό ηλεκτρικού ρεύματος.

Results – Net Metering	
LCOE (real) ¢/kWh	8,32
LCOE (nominal), ¢/kWh	10,42
NPV (€)	5.661
Payback period, years	5,59
Discounted payback, yrs	7,22
Annual electricity bill with Metering (€)	1.490, 72
Annual electricity bill without Net-Metering (€)	3.019, 45

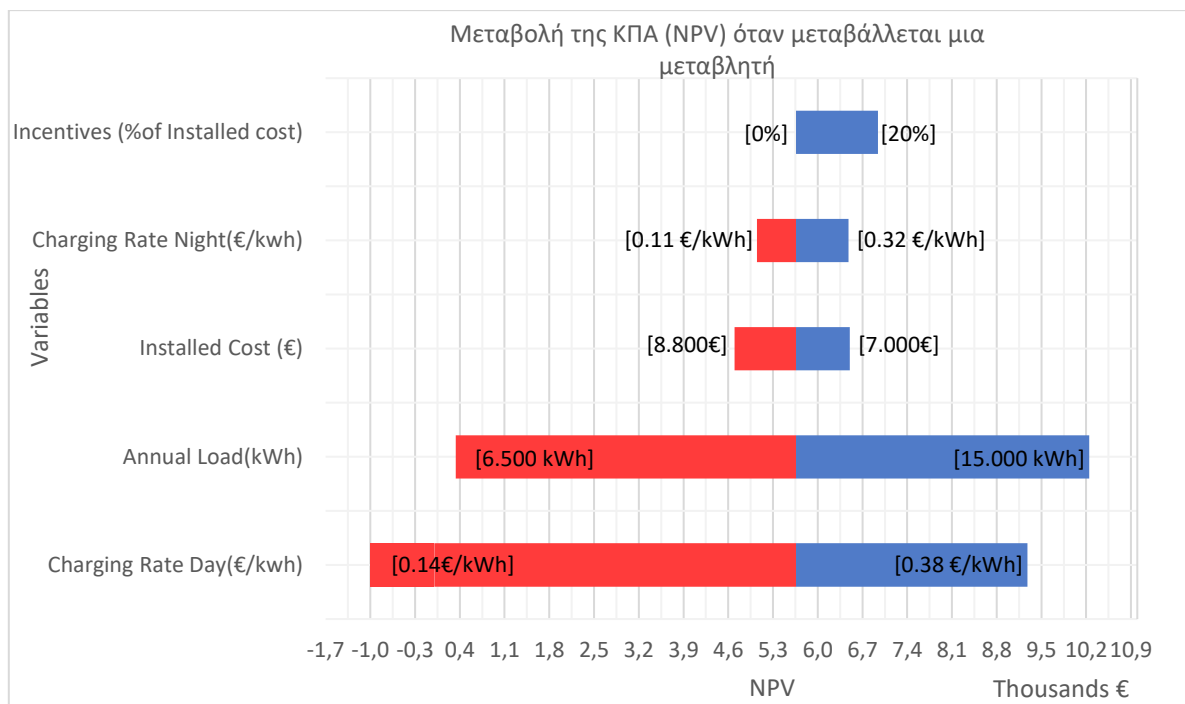
Πίνακας 26. Δείκτες αξιολόγησης εγκατάστασης συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού.

Τέλος, όπως και στα προηγούμενα παραδείγματα, θα πραγματοποιηθεί μια μελέτη ευαισθησίας των δεικτών αξιολόγησης ως προς τις τιμές των μεταβλητών εισόδου. Σκοπός της μελέτης αυτής είναι, κατά πόσο θα επηρεάσει μια απρόβλεπτη παρέκκλιση από το πλάνο που έχουμε υπολογίσει.

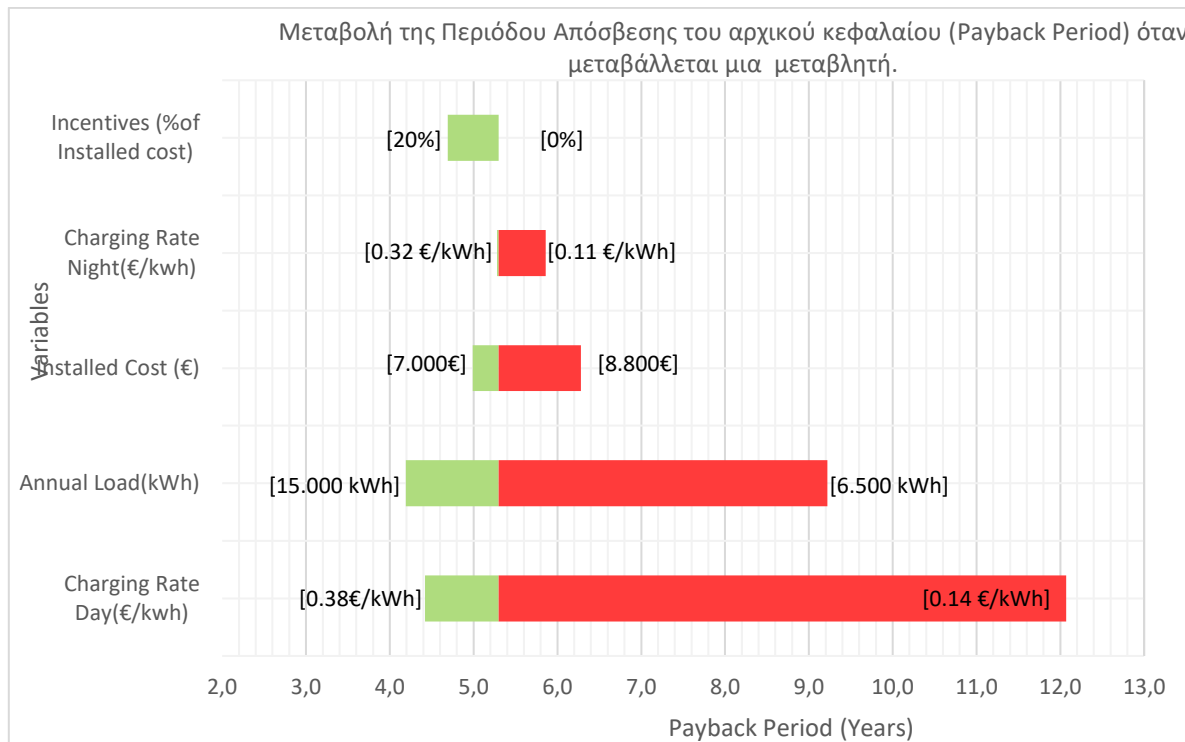
				NPV		Payback Period		Annual Savings	
	NPV-	NPV0	NPV+	NPV-	NPV+	NPV-	NPV+	NPV-	NPV+
Charging Rate Day(€/kwh)	0,14	0,3	0,38	-1.580 €	9.282 €	12,07	4,42	788 €	1.899 €
Charging Rate Night	0,11	0,2	0,32	5.047 €	6.481 €	5,86	5,28	1.466 €	1.613 €
Installed Cost (€)	7000	7840	8800	6.500 €	4.700 €	4,99	6,28	1.529 €	1.529 €
Annual Load	6500	10500	15000	334 €	10.247 €	9,22	4,19	984 €	1.998 €
Incentives (%of Installed cost)	0	0	20%	-	6.942 €	-	4,69	-	1.529 €

Πίνακας 27. Μεταβολή των μεταβλητών εισόδου προκειμένου να ελεγχθεί κατά πως μεταβάλλονται οι δείκτες αξιολόγησης για χρήση Net-Metering.

Όπως έχει αναλυθεί και σε προηγούμενα παραδείγματα, η στήλη NPV0 αντιπροσωπεύει το αρχικό πλάνο. Βάσει αυτού, κάθε φορά μεταβλήθηκε μία τιμή με δύο ακραίες τιμές βάσει πιθανόν σεναρίων. Έτσι προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα ευαισθησίας



Πίνακας 28. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη NPV ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – Net Metering.



Πίνακας 29. Διάγραμμα ευαισθησίας του δείκτη απόσβεσης αρχικού κεφαλαίου ως προς τις μεταβολές των μεταβλητών εισόδου – Net Metering.

Σχολιάζοντας τα παραπάνω διαγράμματα προκύπτουν οι εξής παρατηρήσεις:

- Μια πιθανή επιδότηση της τάξεως του 20% της εγκατάστασης, θα μείωνε τον χρόνο απόσβεσης των αρχικών κεφαλαίων στα 4,6 έτη αντί για 5,6 που ήταν αρχικώς.
- Για νοικοκυριό το οποίο καταναλώνει κάτω από ~10.000 kWh δεν είναι συμφέρουσα μία τέτοια επένδυση. Όσο μεγαλύτερη η κατανάλωση τόσο γρηγορότερα αποσβένεται.
- Αυξήσεις στις χρεώσεις παρόχου ευνοούν μειώνουν τον χρόνο απόσβεσης της επένδυσης.

5

Συμπεράσματα και προοπτικές

Αναμφισβήτητα τα παραγόμενα μοντέλα της παρούσας διπλωματικής παράγουν ακριβή και ικανοποιητικά αποτελέσματα. Δύνανται όμως μελλοντικά να βελτιστοποιηθούν. Το βασικότερο στοιχείο που πρέπει να υπεισέρθει στους υπολογισμούς είναι η χρήση συστημάτων αποθήκευσης μπαταρίας. Όπως είναι γνωστό, συντόμως οι επενδύσεις σε ΑΠΕ θα πρέπει να συνοδεύονται από αντίστοιχα συστήματα αποθήκευσης λόγω του κορεσμού του δικτύου της ώρες χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής. Άλλες προτάσεις βελτίωσης θα ήταν η χρήση δυναμικού συστήματος ως προς την χρέωση για Net Metering. Όπως είναι γνωστό, οι χρεώσεις παροχών τείνουν να μεταβάλλονται μηνιαία βάσει των τιμών αγοράς του παρόχου από τους προμηθευτές. Στο δεδομένο υπολογιστικό μοντέλο, οι τιμές είναι στατικές για όλο το χρόνο της επένδυσης. Πρόσθετα, τα μοντέλα που σχεδιάστηκαν και υλοποιήθηκαν στην παρούσα διπλωματική μπορούν να χρησιμοποιηθούν για όλες τις τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας. Ομοίως, το λογισμικό SAM παρέχει την δυνατότητα να μοντελοποιηθούν τεχνολογίες όπως Βιοαέριο, Γεωθερμία καθώς και Βιομάζας. Τα παραγόμενα μοντέλα της διπλωματικής μπορούν να αξιοποιηθούν τόσο από μεγάλες επενδυτικές μονάδες όσο ακόμα και σε οικιακό επίπεδο με μοναδική προαπαιτήση την κατανόηση βασικών εννοιών.

Οι στόχοι που έχουν τεθεί, τόσο σε εθνικό όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο για μια κλιματικά ουδέτερη κοινωνία πρέπει και θα υλοποιηθούν. Σκοπός μας είναι να συνεισφέρουμε στην προσπάθεια αυτή παρέχοντας εργαλεία που επιτυγχάνουν και επιταχύνουν τον σκοπό αυτό

Βιβλιογραφία

- [1] *Introduction to the System Advisor Model (SAM)*, Janine Freeman, July 22, 2020
- [2] *System Advisor Model (SAM) General*, Nate Blair, Nicholas DiOrio, Janine Freeman, Paul Gilman, Steven Janzou, Ty Neises, Michael Wagner, 2018
- [3] *Η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας: Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος και το Χρηματιστήριο Ενέργειας*, Διπλ. Εργασία, Ε. Ναντσή, Ειδ. Δίκαιο και Οικονομικά, Νοέμβριος 2019
- [4] *Εθνικό Σχέδιο για την Ελλάδα και το Κλίμα, Υπ. Περιβάλλοντος και Ενέργειας*, 2019
- [5] *Κλιματική αλλαγή: Η δράση της ΕΕ*, Consilium Europa, <https://www.consilium.europa.eu/el/policies/climate-change/>
- [6] *Αξιολόγηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και βελτιστοποίηση κινήτρων με χρήση διεπίπεδου προγραμματισμού*, Σταυρούλα Μαριάμου, Φεβρουάριος 2016
- [7] *Εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης σε συνδυασμό με σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ από αυτοπαραγωγούς με ενεργειακό συμψηφισμό (net metering)*, Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβλταικών, Απρίλιος 2022
- [8] *Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)*, <https://www.dei.gr/el>
- [9] *Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, (ΔΕΣΜΗΕ)*, <https://www.xo.gr/profile/profile-911028816/el/>
- [10] *Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)*, <https://www.rae.gr>
- [11] *Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.)*, https://el.wikipedia.org/wiki/Δημόσια_Επιχείρηση_Ηλεκτρισμού
- [12] *Carbon Dioxide Emissions* <https://www.statista.com/statistics/450017/co2-emissions-europe-eurasia/>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 400kW

Investment Based Incentive (IBI)

Table with 2 columns: Category (As fixed amount, As percentage) and Value (Federal (S), State (S), Utility (S), Other (S), Total)

State Depreciation Amounts

Table with 28 columns: Applicable % (5-yr MACRS, 15-yr SL, 39-yr SL, Custom), Amount, and 28 columns of #N/A values.

Major Equipment Replacement Depreciation

Table with 2 columns: Depreciation Schedule Selects (5-yr MACRS, Depreciation Percent (%)) and 28 columns of values.

Major Equipment Replacement - 1

Table with 28 columns: Timing (1-10), Depreciation Amount, and 28 columns of values.

Major Equipment Replacement - 2

Table with 28 columns: Timing (1-10), Depreciation Amount, and 28 columns of values.

Major Equipment Replacement - 3

Table with 28 columns: Timing (1-10), Depreciation Amount, and 28 columns of values.

Federal Depreciation & ITC Summary

Summary table with 16 columns: % of Total Depreciable Basis, Gross Amount Allocated, Reductions (IBI, CBI), ITC as % of Project Cost, ITC as Fixed Amount, and Depreciation e-Basis After Bonus Reduction.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 50MW

Total	#####	1,024,009	983,064	941,731	900,002	857,869	815,311	772,322	728,881	684,973	640,593	595,714	550,329	504,418	457,966	410,957	363,374	315,196	1,450,572	2,684,591	4,392,512
-------	-------	-----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	-----------	-----------	-----------

Project Returns: After-Tax																					
Investment Tax Credit																					
State	0																				
Federal	0																				
Total	0																				
Production Tax Credit																					
State	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tax Benefit/(Liability)																					
State	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal	0	-190,293	68,939	67,022	64,777	62,190	59,249	55,936	52,239	48,140	43,621	38,666	32,476	27,375	20,218	14,108	-254,154	-522,194	-530,761	-539,933	-754,856
Total	0	-190,293	68,939	67,022	64,777	62,190	59,249	55,936	52,239	48,140	43,621	38,666	32,476	27,375	20,218	14,108	-254,154	-522,194	-530,761	-539,933	-754,856
Total	#####	833,715	1,052,003	1,008,753	964,779	920,060	874,560	828,258	781,119	733,112	684,214	634,380	582,805	531,793	478,184	425,066	109,220	-206,998	919,811	2,144,658	3,637,656

NPV and IRR																					
Cumulative after-tax IRR (%)																					
Maximum		-89.32	-57.57	-36.32	-22.99	-14.38	-8.57	-4.53	-1.63	0.50	2.09	3.29	4.21	4.92	5.46	5.88	5.98	5.80	6.49	7.68	9.04
Year target IRR reached	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
NPV of after-tax returns																					
	#####																				

Levelized COE and PPA Price (Nominal)																					
Annual costs (\$)	#####	-3,441,069	-3,201,411	-3,223,392	-3,246,203	-3,269,870	-3,294,418	-3,319,878	-3,346,276	-3,373,643	-3,402,012	-3,431,412	-3,462,659	-3,493,444	-3,526,926	-3,560,019	-3,855,940	-4,152,329	-3,005,797	-1,761,323	-248,794
Annual PPA revenues (\$)		4,274,784	4,253,414	4,232,146	4,210,982	4,189,930	4,168,978	4,148,136	4,127,395	4,106,755	4,086,226	4,065,792	4,045,464	4,025,237	4,005,110	3,985,085	3,965,160	3,945,331	3,925,608	3,905,981	3,886,450
Annual electricity to grid (kWh)		89,058,000	88,612,800	88,169,700	87,728,800	87,290,200	86,853,700	86,419,500	85,987,400	85,557,400	85,129,700	84,704,000	84,280,500	83,859,100	83,439,800	83,022,600	82,607,500	82,194,400	81,783,500	81,374,600	80,967,700
NPV of annual costs (\$)																					
	#####																				
NPV of annual generation (kWh)																					
	#####																				
Levelized cost of energy (c/kWh)																					
	4.80																				
NPV of annual PPA revenues (\$)																					
	#####																				
NPV of annual generation (kWh)																					
	#####																				
Levelized PPA price (c/kWh)																					
	4.80																				

Levelized COS (Nominal)																					
Annual storage costs (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Annual storage energy discharge (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NPV of annual storage costs (\$)																					
	0																				
NPV of annual storage energy discharge (kWh)																					
	0																				
Levelized cost of storage (c/kWh)																					
	0.00																				

Taxes																					
State Income Taxes																					
EBITDA		3,501,264	3,460,561	3,419,476	3,378,000	3,336,128	3,293,836	3,251,121	3,207,959	3,164,339	3,120,254	3,075,676	3,030,600	2,985,007	2,938,880	2,892,204	2,844,962	2,797,134	2,748,711	2,699,667	3,774,279
Plus: Interest Earned		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Less: Interest Payment		-1,249,517	-1,200,795	-1,150,123	-1,097,424	-1,042,618	-985,619	-926,340	-864,690	-800,574	-733,894	-664,546	-592,424	-517,417	-439,411	-358,283	-273,911	-186,164	-94,907	0	0
Less: Tax Depreciation		-1,300,279	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	0	0
Taxable Income before Incentives		951,467	-344,696	-335,110	-323,887	-310,952	-296,246	-279,682	-261,193	-240,698	-218,103	-193,332	-162,382	-136,873	-101,089	-70,542	1,270,772	2,610,970	2,653,804	2,699,667	3,774,279
Investment Based Incentive (IBI)																					
As fixed amount																					
Federal		0																			
State		0																			
Utility		0																			
Other		0																			
Total		0																			
As percentage																					
Federal		0																			
State		0																			
Utility		0																			
Other		0																			
Total		0																			
Capacity Based Incentive (CBI)																					
Federal		0																			
State		0																			
Utility		0																			

Other	0																			
Total	0																			
Production Based Incentive (PBI)																				
Federal	0																			
State	0																			
Utility	0																			
Other	0																			
Total	0																			
Total Taxable Incentives	0																			
Taxable Income after Incentives	951,467	-344,696	-335,110	-323,887	-310,952	-296,246	-279,682	-261,193	-240,698	-218,103	-193,332	-162,382	-136,873	-101,089	-70,542	1,270,772	2,610,970	2,653,804	2,699,667	3,774,279
State Tax Rate (%/year)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Tax Benefit/(Liability)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal Income Taxes																				
EBITDA	3,501,264	3,460,561	3,419,476	3,378,000	3,336,128	3,293,836	3,251,121	3,207,959	3,164,339	3,120,254	3,075,676	3,030,600	2,985,007	2,938,880	2,892,204	2,844,962	2,797,134	2,748,711	2,699,667	3,774,279
Plus: Interest Earned	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Less: Interest Payment	-1,249,517	-1,200,795	-1,150,123	-1,097,424	-1,042,618	-985,619	-926,340	-864,690	-800,574	-733,894	-664,546	-592,424	-517,417	-439,411	-358,283	-273,911	-186,164	-94,907	0	0
Less: Tax Depreciation	-1,300,279	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,604,463	-2,600,558	-2,604,463	-2,600,558	-2,604,463	-1,300,279	0	0	0	0
State Tax Benefit/(Liability)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PTC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxable Income Prior to Incentives	951,467	-344,696	-335,110	-323,887	-310,952	-296,246	-279,682	-261,193	-240,698	-218,103	-193,332	-162,382	-136,873	-101,089	-70,542	1,270,772	2,610,970	2,653,804	2,699,667	3,774,279
Investment Based Incentive (IBI)																				
As fixed amount																				
Federal	0																			
State	0																			
Utility	0																			
Other	0																			
Total	0																			
As percentage																				
Federal	0																			
State	0																			
Utility	0																			
Other	0																			
Total	0																			
Capacity Based Incentive (CBI)																				
Federal	0																			
State	0																			
Utility	0																			
Other	0																			
Total	0																			
Production Based Incentive (PBI)																				
Federal	0																			
State	0																			
Utility	0																			
Other	0																			
Total	0																			
Total Taxable Incentives	0																			
Taxable Income Including Incentives	951,467	-344,696	-335,110	-323,887	-310,952	-296,246	-279,682	-261,193	-240,698	-218,103	-193,332	-162,382	-136,873	-101,089	-70,542	1,270,772	2,610,970	2,653,804	2,699,667	3,774,279
Federal Tax Rate (%/year)	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Federal Tax Benefit/(Liability)	-190,293	68,939	67,022	64,777	62,190	59,249	55,936	52,239	48,140	43,621	38,666	32,476	27,375	20,218	14,108	-254,154	-522,194	-530,761	-539,933	-754,856

Depreciation & ITC

State Depreciation & ITC

Summary table

	% of Total Depreciable Basis	Gross Amount Allocated	Reduction: IBI	Reduction: CBI	Depreciable Basis Prior to ITC	ITC as % of Project Cost				ITC as Fixed Amount		ITC Reduction: State	ITC Reduction: Federal	Depreciable Basis After ITC Reduction	First Year Bonus Depreciation	Depreciable Basis After Bonus Reduction
						ITC Qualifying Costs	% of ITC Qualifying Costs	ITC Amount	ITC Basis Disallowance	Amount	ITC Basis Disallowance					
5-yr MACRS	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-yr MACRS	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-yr SL	100.00	39,047,418	0	0	39,047,418	0	0	0	0	0	0	0	0	39,047,418	0	39,047,418
20-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custom	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	100.00	39,047,418	0	0	39,047,418	0	0	0	0	0	0	0	0	39,047,418	0	39,047,418

Major Equipment Replacement - 2

Timing

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Depreciation Amount

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Major Equipment Replacement - 3

Timing

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Depreciation Amount

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Federal Depreciation & ITC

Summary

	% of Total Depreciable Basis	ITC as % of Project Cost							ITC as Fixed Amount				Depreciable Basis After ITC Reduction	First Year Bonus Depreciation	Depreciable Basis After Bonus Reduction	
		Gross Amount Allocated	Reduction: IBI	Reduction: CBI	Depreciable Basis Prior to ITC	ITC Qualifying Costs	% of ITC Qualifying Costs	ITC Amount	ITC Basis Disallowance	Amount	ITC Basis Disallowance	ITC Reduction: State				ITC Reduction: Federal
5-yr MACRS	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-yr MACRS	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15-yr SL	100.00	39,047,418	0	0	39,047,418	0	0.0	0	0	0	0	0	39,047,418	0	39,047,418	
20-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39-yr SL	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Custom	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total	100.00	39,047,418	0	0	39,047,418	0	0.0	0	0	0	0	0	39,047,418	0	39,047,418	

Depreciable Basis Incentive Reductions
Investment Based Incentive (IBI)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Ανάλυση Χρηματορών (Cash Flow) – 64,4MW (SAM)

YEAR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ENERGY																					
Electricity to grid (kWh)	0,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0
Electricity from grid (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity to grid net (kWh)	0,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0	261.060.304,0
REVENUE																					
RPA price (cents/kWh)	0,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
RPA revenue (\$)	0,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0
Curtailment payment revenue (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacity payment revenue (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Salvage value (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.040.640,0
Total revenue (\$)	0,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	11.747.713,0	13.788.353,0
Property tax net assessed value (\$)	0,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0	102.032.000,0
OPERATING EXPENSES																					
O&M fixed expense (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
O&M production-based expense (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
O&M capacity-based expense (\$)	0,0	2.704.800,0	2.772.420,0	2.841.730,0	2.912.774,0	2.985.593,0	3.060.233,0	3.136.739,0	3.215.157,0	3.295.536,0	3.377.924,0	3.462.373,0	3.548.932,0	3.637.655,0	3.728.597,0	3.821.812,0	3.917.357,0	4.015.291,0	4.115.673,0	4.218.565,0	4.324.029,0
Electricity purchase (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Property tax expense (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Insurance expense (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total operating expenses (\$)	0,0	2.704.800,0	2.772.420,0	2.841.730,0	2.912.774,0	2.985.593,0	3.060.233,0	3.136.739,0	3.215.157,0	3.295.536,0	3.377.924,0	3.462.373,0	3.548.932,0	3.637.655,0	3.728.597,0	3.821.812,0	3.917.357,0	4.015.291,0	4.115.673,0	4.218.565,0	4.324.029,0
EBITDA (\$)	0,0	9.042.913,0	8.975.293,0	8.905.983,0	8.834.940,0	8.762.120,0	8.687.480,0	8.610.975,0	8.532.556,0	8.452.177,0	8.369.789,0	8.285.340,0	8.198.782,0	8.110.058,0	8.019.116,0	7.925.902,0	7.830.356,0	7.732.422,0	7.632.040,0	7.529.148,0	9.464.324,0
OPERATING ACTIVITIES																					
EBITDA (\$)	0,0	9.042.913,0	8.975.293,0	8.905.983,0	8.834.940,0	8.762.120,0	8.687.480,0	8.610.975,0	8.532.556,0	8.452.177,0	8.369.789,0	8.285.340,0	8.198.782,0	8.110.058,0	8.019.116,0	7.925.902,0	7.830.356,0	7.732.422,0	7.632.040,0	7.529.148,0	9.464.324,0
Interest earned on reserves (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
plus PBI if not available for debt service:																					
Federal PBI income (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
State PBI income (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utility PBI income (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other PBI income (\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Debt interest payment (\$)	0,0	-3.431.188,0	-3.279.062,0	-3.123.015,0	-2.962.944,0	-2.798.744,0	-2.630.306,0	-2.457.518,0	-2.280.268,0	-2.098.437,0	-1.911.905,0	-1.720.548,0	-1.524.239,0	-1.322.847,0	-1.116.239,0	-904.277,0	-686.819,0	-463.721,0	-234.832,0	0,0	0,0
Cash flow from operating activities (\$)	0,0	5.611.726,0	5.696.232,0	5.782.968,0	5.871.996,0	5.963.376,0	6.057.175,0	6.153.456,0	6.252.288,0	6.353.740,0	6.457.884,0	6.564.793,0	6.674.542,0	6.787.211,0	6.902.878,0	7.021.624,0	7.143.537,0	7.268.702,0	7.397.208,0	7.529.148,0	9.464.324,0
INVESTING ACTIVITIES																					
Total installed cost (\$)	-102.032.000,0																				
Debt closing costs (\$)	0,0																				
Debt up-front fee (\$)	0,0																				
Total construction financing cost (\$)	0,0																				
Financing cost (\$)	0,0																				
minus:																					
Total IBI income (\$)	0,0																				
Total CBI income (\$)	0,0																				
equals:																					
Purchase of property (\$)	-102.032.000,0																				
plus:																					
Reserve (increase)/decrease debt serv	-3.617.165,0	27.048,0	27.724,0	28.417,0	29.128,0	29.856,0	30.602,0	31.367,0	32.152,0	32.955,0	33.779,0	34.624,0	35.489,0	36.377,0	37.286,0	38.218,0	39.174,0	40.153,0	3.052.816,0	0,0	0,0
Reserve (increase)/decrease working	-1.352.400,0	-33.810,0	-34.655,0	-35.522,0	-36.410,0	-37.320,0	-38.253,0	-39.209,0	-40.189,0	-41.194,0	-42.224,0	-43.280,0	-44.362,0	-45.471,0	-46.607,0	-47.773,0	-48.967,0	-50.191,0	-51.446,0	-52.732,0	2.162.014,0
Reserve (increase)/decrease receivab	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve (increase)/decrease major eq	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve (increase)/decrease major eq	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve (increase)/decrease major eq	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve capital spending major equip	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve capital spending major equip	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reserve capital spending major equip	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
equals:																					
Cash flow from investing activities (\$)	-107.001.568,0	-6.762,0	-6.931,0	-7.104,0	-7.282,0	-7.464,0	-7.651,0	-7.842,0	-8.038,0	-8.239,0	-8.445,0	-8.656,0	-8.872,0	-9.094,0	-9.321,0	-9.555,0	-9.793,0	-10.038,0	3.001.370,0	-52.732,0	2.162.014,0
FINANCING ACTIVITIES																					
Issuance of equity (\$)	21.221.876,0																				
Size of debt (\$)	85.779.688,0																				
Total IBI income (\$)	0,0																				
Total CBI income (\$)	0,0																				
minus:																					
Debt principal payment (\$)	0,0	3.803.143,0	3.																		

Custom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Total	100.00	96301408.00	0,0	0,0	96301408.00	0,0	100.00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	96301408.00	0,0	96301408.00				