



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ**

**ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ**

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**Ανάλυση Σεναρίων Μακροχρονίου Ενεργειακού Σχεδιασμού για  
το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Παπαδημητρίου Μιχαήλ

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2022



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ**

**ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ**

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

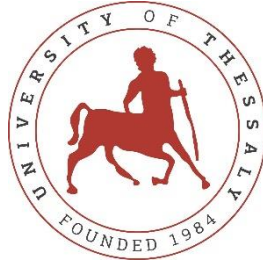
**Ανάλυση Σεναρίων Μακροχρονίου Ενεργειακού Σχεδιασμού για  
το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Παπαδημητρίου Μιχαήλ

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2022



**UNIVERSITY OF THESSALY**

**SCHOOL OF ENGINEERING**

**DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING**

**Analysis of Scenarios of Long-Term Energy Planning for the  
Hellenic Electric Power System**

MSc Thesis

Papadimitriou Michail

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

February 2022

Εγκρίνεται από την Τριμελή Εξεταστική Επιτροπή:

Επιβλέπων

**Μπαργιώτας Δημήτριος**

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και  
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

**Παναπακίδης Ιωάννης**

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών  
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

**Δασκαλοπούλου Ασπασία**

Επίκουρος Καθηγήτρια, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και  
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

## ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Παπαδημητρίου Μιχαήλ

## **DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS**

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this MSc thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Papadimitriou Michail

## Ευχαριστίες

Για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας (Ιούνιος 2021 έως Φεβρουάριος 2022), οφείλω να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου Δημήτριο Μπαργιώτα (Αναπληρωτής Καθηγητής στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας), για την πολύτιμη γνώση που μου προσέφερε παρακολουθώντας το συγκεκριμένο μεταπτυχιακό τίτλο σπουδών. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Ιωάννη Παναπακίδη (Επίκουρος Καθηγητής στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας). Η πολύτιμη υποστήριξη του με την συνεχή καθοδήγηση του, καθώς και την υπομονή του, ήταν καταλυτική για το πέρας αυτής της εργασίας. Οι παρατηρήσεις του και επισημάνσεις του συνέβαλλαν σε μεγάλο βαθμό για να ολοκληρωθεί η συγκεκριμένη εργασία μέσα σε ένα πολύ καλό κλίμα συνεργασίας. Τέλος, ευχαριστίες προς την κ. Ασπασία Δασκαλοπούλου (Επίκουρος Καθηγήτρια στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας) ως μέλος της τριμελούς επιτροπής.

Να ευχαριστήσω θερμά και την οικογένεια μου, ιδιαίτερα τους γονείς μου, για την υποστήριξη και την αγάπη τους που μου προσέφεραν. Όπως επίσης και όλους τους φίλους μου και την σύντροφό μου για την στήριξη τους.

# Ανάλυση Σεναρίων Μακροχρονίου Ενεργειακού Σχεδιασμού για το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Παπαδημητρίου Μιχαήλ

## Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναφέρονται λογισμικά, τα οποία η βασική τους λειτουργία είναι να εξομοιώνουν εικονικά, με την βοήθεια ενός ηλεκτρονικού υπολογιστή, το ενεργειακό σύστημα μιας περιοχής ή χώρας. Ειδικότερα, μελετάται με την βοήθεια του λογισμικού Leap η υπάρχουσα κατάσταση στον Ελλαδικό χώρο ξεκινώντας ως έτος αναφοράς το 2021. Σύμφωνα με το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης (από το έτος 2022 έως το 2031) που έχει δημοσιεύσει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), δυο σενάρια αναφοράς κανονικής και υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν δημιουργηθεί επιπροσθέτως άλλα δεκατέσσερα σενάρια, διεΐσδυσης ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων, αναλόγως την τεχνολογία παραγωγής που χρησιμοποιούν. Έχει μελετηθεί με λεπτομέρεια το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας τους, καθώς και το κόστος συντήρησης τους για την μελλοντική επέκταση του δικτύου. Αναφορά γίνεται και στην εκπομπή περιβαλλοντικών στοιχείων-ρύπων σε κάθε σενάριο ξεχωριστά.

Πιο συγκεκριμένα, στο **Κεφάλαιο 1** παρουσιάζονται τα βασικότερα λογισμικά ανάλυσης ηλεκτρικών κυκλωμάτων. Στο **Κεφάλαιο 2**, παρουσιάζεται λεπτομερώς το λογισμικό LEAP. Στο **Κεφάλαιο 3**, γίνεται μια αναφορά στα κόστη διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο **Κεφάλαιο 4**, παρουσιάζεται η μελέτη και ανάλυση των σεναρίων που υλοποιήθηκαν. Στο **Κεφάλαιο 5**, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν. Τέλος, στο **Κεφάλαιο 6** εξάγονται κάποια χρήσιμα συμπεράσματα από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε.

### Λέξεις-κλειδιά:

Λογισμικά Προσομοίωσης, Ανάλυση Σεναρίων, Οριακό Κόστος, Κόστος Επένδυσης, Φυσικό Αέριο, Λιγνιτικές Μονάδες, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας



# Analysis of Scenarios of Long-Term Energy Planning for the Hellenic Electric Power System

Papadimitriou Michail

## Abstract

This thesis mentions softwares, the main function of which is to virtualize, with the help of a computer, the energy system of a region or country. In this diploma, the current situation in Greece is studied with the help of Leap software starting as a reference year in 2021. According to the ten-year development program (from 2022 to 2031) published by the Independent Electricity Transmission Operator (IPTO), two base scenarios of normal and high electricity demand, in addition fourteen other scenarios have been created, penetration of power plants, depending on the production technology they use. Their installation and operation costs, as well as their maintenance costs for the future expansion of the network have been studied in detail. Reference is also made to the emission of environmental elements-pollutants in each scenario separately. More specifically, **Chapter 1** presents the most basic electrical analysis softwares. Next, **Chapter 2** presents the LEAP software in detail. In **Chapter 3**, a reference is made to the costs of various power generation technologies. **Chapter 4** presents the study and analysis of the scenarios that were implemented. **Chapter 5** presents the results obtained. Finally, in **Chapter 6** some useful conclusions are drawn from the analysis carried out.

## Keywords:

Simulation Softwares, Scenario Analysis, Marginal Costs, Investment Costs, Natural Gas, Lignite Units, Electricity Generation

## Πίνακας Περιεχομένων

<i>Ευχαριστίες</i> .....	<i>vii</i>
<i>Περίληψη</i> .....	<i>viii</i>
<i>Abstract</i> .....	<i>ix</i>
<b>Κεφάλαιο 1 Περιγραφή των Λογισμικών Προσομοίωσης</b> .....	<b>13</b>
<b>1.1 Εισαγωγή</b> .....	<b>13</b>
<b>1.2 Παρουσίαση των λογισμικών</b> .....	<b>15</b>
<b>1.2.1 Homer</b> .....	<b>15</b>
<b>1.2.2 TRNSYS</b> .....	<b>17</b>
<b>1.2.3 Markal/TIMES</b> .....	<b>19</b>
<b>a) MARKAL</b> .....	<b>20</b>
<b>b) TIMES</b> .....	<b>21</b>
<b>1.3 Σκοπός, ερευνητικά ερωτήματα και μεθοδολογία της διπλωματικής εργασίας</b> .....	<b>22</b>
<b>Κεφάλαιο 2 Περιγραφή του Λογισμικού Leap</b> .....	<b>23</b>
<b>2.1 Εισαγωγή στο LEAP</b> .....	<b>23</b>
<b>2.2 Ευελιξία Χρήσης του λογισμικού</b> .....	<b>24</b>
<b>2.3 Μεθοδολογίες Μοντελοποίησης</b> .....	<b>24</b>
<b>2.4 Χρονικό Πλαίσιο</b> .....	<b>25</b>
<b>2.5 Μελέτη Σεναρίων</b> .....	<b>25</b>
<b>2.6 Εργαλεία για την δημιουργία μοντέλων</b> .....	<b>26</b>
<b>2.7 Χαμηλές απαιτήσεις αρχικών δεδομένων (Low Initial Data Requirements)</b> .....	<b>27</b>
<b>2.8 TED: Η Βάση Δεδομένων Τεχνολογίας και Περιβάλλοντος</b> .....	<b>27</b>
<b>2.9 Σχεδιασμός επέκτασης δυναμικότητας συστήματος</b> .....	<b>27</b>
<b>Κεφάλαιο 3 Στοιχεία Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας</b> .....	<b>29</b>
<b>3.1 Εισαγωγή στα Κόστη</b> .....	<b>29</b>
<b>3.2 Το κόστος κεφαλαίου</b> .....	<b>29</b>
<b>3.3 Ορισμός κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&amp;M Cost)</b> .....	<b>31</b>
<b>3.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας</b> .....	<b>31</b>
<b>3.4.1 Ανεμογεννήτριες</b> .....	<b>31</b>
<b>3.4.2 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες</b> .....	<b>37</b>
<b>3.5 Συμβατικές Μορφές Ενέργειας</b> .....	<b>42</b>
<b>3.5.1 Φυσικό Αέριο</b> .....	<b>42</b>

<b>Κεφάλαιο 4 Μελέτη Και Ανάλυση Σεναρίων</b> .....	<b>44</b>
<b>4.1 Περιγραφή των Σεναρίων</b> .....	<b>44</b>
<b>4.6 Σενάριο Υψηλής Ζήτησης</b> .....	<b>46</b>
<b>4.7 Σενάριο Αναφοράς (Esek load)</b> .....	<b>47</b>
<b>4.8 Παρουσίαση Πινάκων ανά σενάριο</b> .....	<b>49</b>
<b>4.8.1 Σενάριο Νο1: IPTO_ESEK</b> .....	<b>49</b>
<b>4.8.2 Σενάριο Νο2: MLB</b> .....	<b>51</b>
<b>4.8.3 Σενάριο Νο3: MMB</b> .....	<b>52</b>
<b>4.8.4 Σενάριο Νο4: MHB</b> .....	<b>54</b>
<b>4.8.5 Σενάριο Νο5: MBL</b> .....	<b>56</b>
<b>4.8.6 Σενάριο Νο6: MBM</b> .....	<b>58</b>
<b>4.8.7 Σενάριο Νο7: MBH</b> .....	<b>60</b>
<b>4.8.8 Σενάριο Νο8: IPTO_High_Demand</b> .....	<b>62</b>
<b>4.8.9 Σενάριο Νο9: HLB</b> .....	<b>64</b>
<b>4.8.10 Σενάριο Νο10: HMB</b> .....	<b>66</b>
<b>4.8.11 Σενάριο Νο11: HHB</b> .....	<b>68</b>
<b>4.8.12 Σενάριο Νο12: HBL</b> .....	<b>70</b>
<b>4.8.13 Σενάριο Νο13: HBM</b> .....	<b>72</b>
<b>4.8.14 Σενάριο Νο 14: HBH</b> .....	<b>74</b>
<b>4.9 Συγκρίσεις Σεναρίων</b> .....	<b>76</b>
<b>4.9.1 Κόστος παραγωγής</b> .....	<b>76</b>
<b>4.9.2 Κόστος επένδυσης</b> .....	<b>78</b>
<b>4.9.3 Περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις</b> .....	<b>79</b>
<b>Κεφάλαιο 5 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων</b> .....	<b>86</b>
<b>5.1 Κόστος παραγωγής (Cost of production)</b> .....	<b>86</b>
<b>5.2 Κόστος επενδύσεων – Investment cost</b> .....	<b>88</b>
<b>5.3 Διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>)</b> .....	<b>91</b>
<b>5.4 Οξείδιο του αζώτου (NO<sub>x</sub>)</b> .....	<b>94</b>
<b>5.5 Διοξείδιο του θείου (SO<sub>2</sub>)</b> .....	<b>97</b>
<b>5.6 Παραγωγή Ενέργειας</b> .....	<b>101</b>
<b>Κεφάλαιο 6 Συμπεράσματα</b> .....	<b>103</b>
<b>Βιβλιογραφία</b> .....	<b>105</b>



# Κεφάλαιο 1 Περιγραφή των Λογισμικών Προσομοίωσης

## 1.1 Εισαγωγή

Τα τελευταία χρόνια η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και γενικότερα ο ενεργειακός τομέας βρίσκονται ήδη μπροστά σε ριζικές αλλαγές. Οι πρωταρχικοί παράγοντες που διαμορφώνουν την πορεία των ενεργειακών εξελίξεων είναι οι εξής:

1. Η εποχή της ανοδικής ζήτησης των ορυκτών καυσίμων τελειώνει περίπου σε μια δεκαετία στην παραγωγή ηλεκτρισμού και οδηγείται προς την αρχή του τέλους της, με αποτέλεσμα πάρα πολλές εταιρείες να στρέφονται σε άλλες μορφές ενέργειας.
2. Ήδη η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) έχει την τάση να ξεπεράσει παγκοσμίως την αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας από υδρογονάνθρακες σε σταθερή βάση. Οι ΑΠΕ, αποτελούν πηγές με χαμηλά λειτουργικά κόστη και με ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις [1].

Η διεθνής αυτή τάση δεν ανατράπηκε ούτε με τη δραματική μείωση των τιμών των ορυκτών καυσίμων που ανέκυψε το Σεπτέμβριο του 2014, ενώ τεράστια αποθέματα πετρελαίου λιμνάζουν στις αποθήκες και τα δεξαμενόπλοια ανά τον κόσμο. Το όριο του περιορισμού της ζήτησης των ορυκτών καυσίμων που ξεκίνησε από το πετρέλαιο συνδέεται με την σταθερή τάση ανόδου της ζήτησης εναλλακτικών μορφών ενέργειας και την έκρηξη των καινοτόμων τεχνολογιών, με αιχμή την αποθήκευση ενέργειας που επιλύει οριστικά την αδυναμία της «στοχαστικότητας» των ΑΠΕ και την αποθήκευση με πολλές μορφές της παραγόμενης ενέργειας από εναλλακτικές πηγές.

Έτσι, το μέλλον του πλανήτη οδεύει προς την χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας από μη συμβατικές μορφές και κυρίως με βασικό ενεργειακό τομέα τις ΑΠΕ. Τα παραπάνω υποστηρίζονται από τις μεγάλες αλλαγές που ήδη εξελίσσονται και θα κατακλύσουν μεσοπρόθεσμα τις αγορές ενέργειας, σύμφωνα με τα παρακάτω [1]:

1. Εγκαταλείπεται τελικά η προοπτική του Φυσικού Αερίου, ως βασικού μεταβατικού καυσίμου αφού είναι και αυτό ρυπογόνο και συμβάλλει στην κλιματική αλλαγή, προφανώς με λιγότερες εκπομπές αερίων ρύπων.
2. Σε παγκόσμιο επίπεδο, επενδύονται συνεχώς και περισσότερα χρήματα για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

3. Στις μεταφορές προωθούνται σταδιακά τα ηλεκτρικά οχήματα. Εναλλακτικά καύσιμα θα υποκαταστήσουν τα ορυκτά, ήδη η ανάμειξη των ορυκτών καυσίμων με τα βιοκαύσιμα λειτουργεί προοδευτικά, ενώ τα υβριδικά αυτοκίνητα και τα αμιγώς ηλεκτρικά καταλαμβάνουν μερίδιο στις αγορές αυτοκινήτων. Δεν πρέπει επίσης να υποτιμηθεί και η δυναμική της συμμετοχής του φυσικού αερίου (LNG, CNG) στις μεταφορές
4. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας βελτιώνονται συνεχώς.
5. Η μετάβαση προς τις ΑΠΕ προφανώς συνεχίζεται με αμείωτη ένταση. Όμως η στροφή με ΑΠΕ, δεν καλύπτει ακόμα τους αναγκαίους ρυθμούς επέκτασής τους, για να περιορίσει τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου στα επίπεδα που απαιτεί η Παγκόσμια Συνδιάσκεψη COP 21 για την κλιματική αλλαγή.

Το ζήτημα του ενεργειακού κόστους για το βιομηχανικό τομέα, το οποίο είναι σημαντικό για την παραγωγική αναδιάρθρωση της χώρας δεν έχει αντιμετωπιστεί ακόμη με δομικό τρόπο δηλαδή με έμφαση στον εκσυγχρονισμό των βιομηχανικών υποδομών, στην εξοικονόμηση ενέργειας με νέες μονάδες ενεργειακής αυτοπαραγωγής για τις μεγάλες βιομηχανίες, αλλά με συμβατικούς τρόπους έμμεσης επιδότησης όπως το μέτρο της διακοψιμότητας. Μεταξύ 2008 και 2018 παρατηρήθηκαν ελάχιστες διακυμάνσεις στο ποσοστό ενεργειακής εξάρτησης: το υψηλότερο ποσοστό ήταν 58,4 % και καταγράφηκε το 2008, ενώ το χαμηλότερο ποσοστό ενεργειακής εξάρτησης ήταν 53,9 % και καταγράφηκε το 2013. Πιο συγκεκριμένα, είχαμε για το 2018 αργό πετρέλαιο σε ποσοστό 94,6 %, για το φυσικό αέριο 83,2 % για τα στερεά ορυκτά καύσιμα ήταν 43,6 % [2].

Ο ενεργειακός τομέας παρουσιάζει νέες προκλήσεις, της οποίας οι απαιτούμενοι άξονες άσκησης της ενεργειακής πολιτικής συνοψίζονται ως εξής [1]:

1. Ενέργεια ως δημόσιο - κοινωνικό αγαθό που μετά τις πρόσφατες τεχνολογικές καινοτομίες (κυρίως με τις τεχνολογίες αποθήκευσης) εκτίθεται και στον εμπορικό ανταγωνισμό
2. Ανάσχεση κλιματικής αλλαγής
3. Αντιμετώπιση της ανθρωπιστικής κρίσης και της ενεργειακής πενίας
4. Ενεργειακή επάρκεια και ασφάλεια εφοδιασμού
5. Απανθρακοποίηση του μείγματος ενέργειας
6. Κινητοποίηση σχετικών κοινωνικών υποκειμένων και φορέων για προσιτό ενεργειακό κόστος και ενέργεια χωρίς άνθρακα

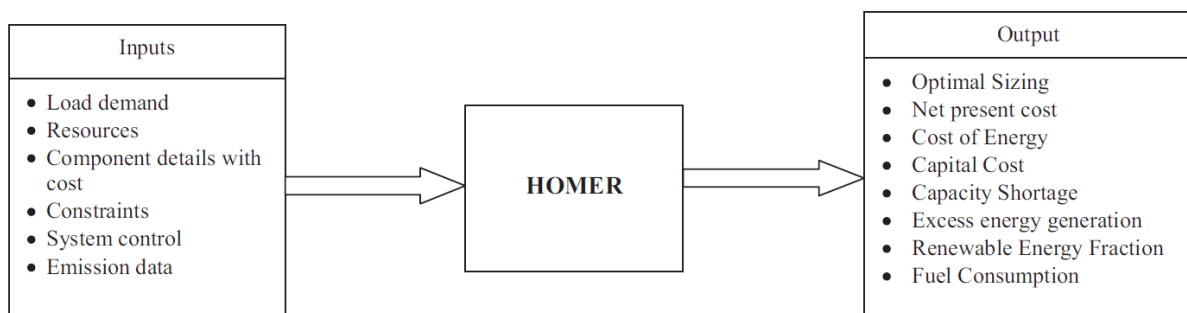
7. Σύνδεση ενεργειακού τομέα με συνολικό σχέδιο για την παραγωγική ανασυγκρότηση
8. Δυνατότητες ενδογενούς ανάπτυξης του ενεργειακού τομέα με αξιοποίηση των ενεργειακών πλεονεκτημάτων
9. Δεσμεύσεις και δυνατότητες από το Ευρωπαϊκό πλαίσιο πολιτικής για τον ενεργειακό τομέα
10. Διεθνείς εξελίξεις και γεωστρατηγικές διαστάσεις της ενέργειας για τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης στον τομέα των υδρογονανθράκων. Στρατηγικός στόχος στον ενεργειακό τομέα είναι ένα νέο ενεργειακό μοντέλο με προτεραιότητα στις κοινωνικές και περιβαλλοντικές ανάγκες σε τοπικό, περιφερειακό, εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο. Η ορθολογική διαχείριση του υπάρχοντος (με έμφαση στην ασφάλεια του συστήματος και στην απαλλαγή από την εξάρτηση αλλά και στην ανακούφιση των ολοένα και διευρυνόμενων κοινωνικών στρωμάτων που πλήττονται από την ενεργειακή φτώχεια) συνυπάρχει με τον στρατηγικό στόχο ενίσχυσης της διείσδυσης των εναλλακτικών μορφών και των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας με παράλληλη σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Ταυτόχρονα η γεωστρατηγική σημασία που έχει ο ενεργειακός τομέας επιβάλλει την μακροπρόθεσμη ένταξη των επιλογών του στην οικονομική και εξωτερική πολιτική της χώρας

## **1.2 Παρουσίαση των λογισμικών**

### **1.2.1 Homer**

Το HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) είναι ένα λογισμικό που αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στις Ηνωμένες Πολιτείες. Χρησιμοποιείται για να σχεδιάσει και να αξιολογήσει τεχνικά και οικονομικά τις επιλογές για συστήματα, τα οποία είναι τόσο διασυνδεδεμένα με το κυρίως δίκτυο, όσο και χωρίς την προσθήκη του (off-grid - on-grid powersystems) και για την υλοποίηση εφαρμογών απομακρυσμένης, αυτόνομης και καταναμημένης παραγωγής. Παρέχει τη δυνατότητα ανάλυσης ενός μεγάλου αριθμού επιλογών, λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων και άλλες μεταβλητές. Το HOMER αναπτύχθηκε για πρώτη φορά το 1993 για εσωτερική χρήση από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (NREL) των

ΗΠΑ με σκοπό την κατανόηση των ανταλλαγών μεταξύ διαφορετικών πλευρών παραγωγής ενέργειας. Ουσιαστικά, αποτελεί ένα εργαλείο βελτιστοποίησης που χρησιμοποιείται για το σχεδιασμό μικροδικτύων που αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στις ΗΠΑ. Αυτό το λογισμικό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για το σχεδιασμό μικροδικτύων για όλους τους τομείς που κυμαίνονται από ένα μικρό χωριό έως και μεγάλες βιομηχανίες που συνδέονται με το δίκτυο. Το Σχήμα 1.1 δίνει μία αναπαράσταση του λογισμικού [3].



Σχήμα 1.1: Ανάλυση λειτουργιών του λογισμικού HOMER [4]

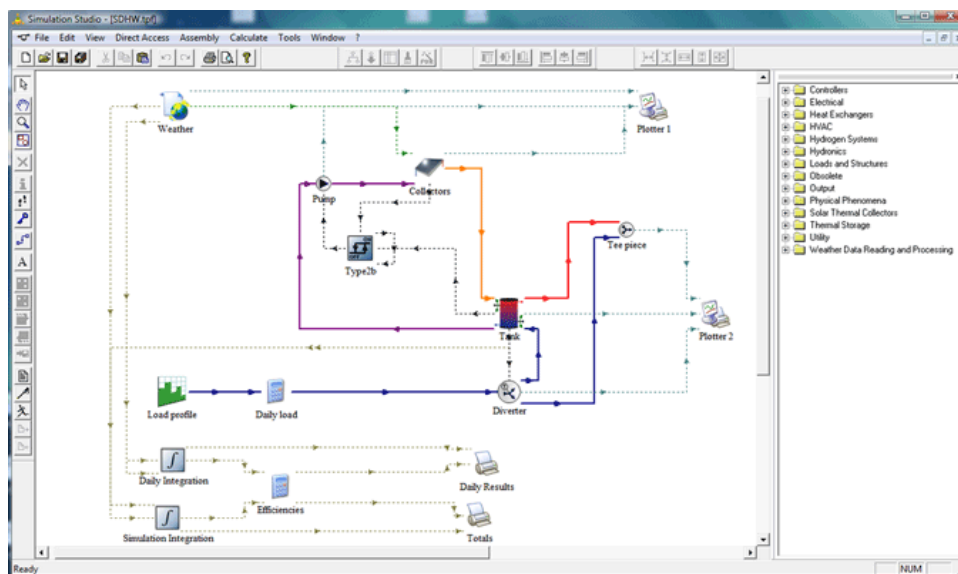
Ουσιαστικά, βοηθά στη βελτιστοποίηση για διαφορετικές συνθήκες φορτίου συστημάτων τροφοδοσίας. Το σύστημα τροφοδοσίας περιλαμβάνει Φ/Β συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, μονάδες βιοαερίου, γεννήτρια diesel, μετατροπείς τάσης, συστοιχίες μπαταριών, υδροηλεκτρική ενέργεια και παροχή του κυρίως δικτύου. Σκοπός είναι να υπολογιστεί το καθαρό κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Ελέγχει διάφορους συνδυασμούς σταθμών παραγωγής και στη συνέχεια δίνει τη βελτιστοποιημένη έξοδο ως λύση. Χρησιμοποιεί εισροές όπως διάφορες επιλογές τεχνολογίας, κόστος εξαρτημάτων, διαθεσιμότητα πόρων, δεδομένα κατασκευαστή κ.λπ. για την προσομοίωση διαφορετικών διαμορφώσεων συστήματος και παράγει αποτελέσματα ως μια λίστα με εφικτές διαμορφώσεις ταξινομημένες κατά καθαρό παρόν κόστος. Αυτό το λογισμικό μπορεί να προσομοιώσει ένα σύστημα για 8760 ώρες σε ένα χρόνο. Μπορεί να προτείνει τον σχεδιασμό διαφόρων συστημάτων με βάση οικονομικές παραμέτρους. Οι πίνακες και τα γραφήματα που έγιναν από την προσομοίωση HOMER μπορούν επίσης να εξαχθούν. Έχει χρησιμοποιηθεί εκτενώς στη βιβλιογραφία για βελτιστοποίηση συστημάτων υβριδικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και διάφορες μελέτες περιπτώσεων [4].



Το HOMER επιτρέπει μόνο μια συνάρτηση βελτιστοποίησης για την ελαχιστοποίηση του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ως εκ τούτου τα προβλήματα πολλαπλών στόχων δεν μπορούν να διατυπωθούν. Αφού υλοποιηθεί το στάδιο της βελτιστοποίησης, διαμορφώνονται διαγράμματα με βάση την καθαρή παρούσα αξία του κόστους του συνολικού συστήματος. Δεν λαμβάνει υπόψη το βάθος εκφόρτισης (DOD) της συστοιχίας μπαταριών που παίζει σημαντικό ρόλο στη βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος και δεν λαμβάνει υπόψη τη μεταβλητότητα εντός της ώρας [4].

### 1.2.2 TRNSYS

Το TRNSYS (Transient System Simulation Tool) είναι ένα ολοκληρωμένο περιβάλλον προσομοίωσης με σκοπό την δυναμική ανάλυση συστημάτων, συμπεριλαμβανομένων μικρών και μεγάλων κτιρίων και μεγάλων ενεργειακών μοντέλων. Το Σχήμα 1.2 παρουσιάζει το περιβάλλον προσομοίωσης του λογισμικού [5].



Σχήμα 1.2: Στιγμιότυπο του λογισμικού TRNSYS [5]

Χρησιμοποιείται για μελέτες νέων ενεργειακών σχεδιασμών που περιλαμβάνουν απλά οικιακά συστήματα, μέχρι τον σχεδιασμό και προσομοίωση μεγάλων κτιρίων, συμπεριλαμβανομένων στρατηγικών ελέγχου, συμπεριφορά των χρηστών και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Το TRNSYS χρησιμοποιείται για λεπτομερή προσομοίωση θερμικών ηλιακών συστημάτων και ειδικότερα στις περιπτώσεις ηλιακής θέρμανσης και κλιματισμού, το οποίο όμως σε

συνδυασμό με τη βιβλιοθήκη μοντέλων τεχνολογιών ΑΠΕ & Υδρογόνου που έχει στη διάθεση του, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για λεπτομερείς προσομοιώσεις ενεργειακών συστημάτων που συμπεριλαμβάνουν τεχνολογίες ΑΠΕ & Υδρογόνου. Είναι ένα εξαιρετικά ευέλικτο περιβάλλον λογισμικού που βασίζεται σε γραφικά δεδομένα και χρησιμοποιείται για την προσομοίωση της συμπεριφοράς μεταβατικών συστημάτων.

Αποτελείται από δύο μέρη [6].

- Το *πρώτο* ονομάζεται πυρήνας και διαβάζει και επεξεργάζεται το αρχείο εισόδου, λύνει επαναληπτικά το σύστημα, καθορίζει τη σύγκλιση και σχεδιάζει τις μεταβλητές του συστήματος. Ο πυρήνας περιέχει επίσης μαθηματικά μοντέλα που εκτελούν αναλύσεις παλινδρομήση διαφόρου τύπου και παρεμβάλλουν εξωτερικά αρχεία δεδομένων.
- Το *δεύτερο* μέρος αποτελεί μία βιβλιοθήκη εργαλείων, η οποία περιλαμβάνει περίπου 150 μοντέλα που κυμαίνονται από αντλίες έως μεγάλα κτίρια, ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και δεδομένα καιρού.

Η λειτουργία διαφόρων τύπων Φ/Β συστημάτων αναλύεται εύκολα στο πακέτο του λογισμικού λόγω της ευελιξίας του λογισμικού και του μεγάλου αριθμού διαθέσιμων στοιχείων που αντιπροσωπεύονται ως μαύρα κουτιά, που ονομάζονται «Τύποι» και επιτρέπουν τη δημιουργία πολύπλοκων υβριδικών συστημάτων. Ένα άλλο μεγάλο πλεονέκτημα του TRNSYS είναι ότι κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων, όλες οι διαδικασίες συνιστωσών καλούνται και εκτελούνται ταυτόχρονα και η ίδια η διαδικασία μετακινείται στο επόμενο βήμα αφού επιτευχθεί μια αποδεκτή σύγκλιση [7], [8].

Το λογισμικό TRNSYS έχει πολλά πλεονεκτήματα σε σχέση με τις απλές μεθόδους ανάλυσης. Διαθέτει ένα ευρύ φάσμα προκαθορισμένων πακέτων βιβλιοθηκών ή «τύπων» που είναι ευέλικτα και εύκολα να τροποποιηθούν. Το σύστημα μπορεί επίσης να αναδιαμορφωθεί γρήγορα για να προσαρμοστεί σε διαφορετικές παραδοχές ή απαιτήσεις συστήματος. Η διαδικασία για την προσομοίωση οποιουδήποτε συστήματος είναι η κατασκευή όλων των στοιχείων μαζί και η σύνδεση τους με τρόπο ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό ενεργειακό σύστημα. Οι έξοδοι απεικονίζονται εύκολα στο διάγραμμα ροής πληροφοριών του συστήματος. Υπολογιζόμενα αποτελέσματα όπως η απόδοση και η ωφέλιμη ενέργεια

μπορούν να ληφθούν για ένα ολόκληρο έτος ή οποιαδήποτε συγκεκριμένη περίοδο. Κάθε στοιχείο αποτελείται από εισόδους, εξόδους και λειτουργικές παραμέτρους. Οι έξοδοι υπολογίζονται με βάση τη μαθηματική περιγραφή κάθε στοιχείου. Μετά τη σύνδεση όλων των στοιχείων και την κατασκευή του συστήματος, κατασκευάζεται το αρχείο εισόδου που αποτελείται από τα δεδομένα καιρού, τα στοιχεία που χρησιμοποιούνται στο σύστημα και τις πληροφορίες τους [7], [8].

### 1.2.3 Markal/TIMES

Τα πακέτα λογισμικών MARKAL/TIMES είναι ενεργειακο-οικονομικά μοντέλα που υποστηρίζουν μια πλούσια τεχνολογική και λεπτομερή ανάλυση συστημάτων. Τα λογισμικά αυτά αναπτύχθηκαν σε μια συλλογική προσπάθεια υπό την αιγίδα του Προγράμματος Ανάλυσης Συστημάτων Ενεργειακής Τεχνολογίας του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας, το οποίο ξεκίνησε το 1978. Το MARKAL αναπτύχθηκε το 1980 και το TIMES το 2000. Νέες εκδόσεις του TIMES κυκλοφορούν κάθε λίγους μήνες. Αυτή τη στιγμή, τα λογισμικά MARKAL/TIMES χρησιμοποιούνται σε 70 χώρες και σε περισσότερα από 250 ιδρύματα σε όλο τον κόσμο (εκ των οποίων το 75% είναι ενεργοί χρήστες). Ο πηγαίος κώδικας διανέμεται δωρεάν με την υπογραφή μιας Επιστολής Συμφωνίας για τη μη παροχή οποιουδήποτε μέρους της δημιουργίας μοντέλων σε τρίτους. Ο κώδικας του λογισμικού είναι γραμμένος σε GAMS, με στόχο την επίλυση συστημάτων μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου για μαθηματική βελτιστοποίηση. Σχετικά με το κόστος, το εμπορικό λογισμικό κοστίζει από 2.150 έως 3.775 € για εκπαιδευτική άδεια και από 15.103 € για εμπορική άδεια [9].

Ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα μπορεί να μοντελοποιηθεί ως ένα ενιαίο δίκτυο, που απεικονίζει όλες τις πιθανές ροές φορτίου (συνήθως όσες αναφέρονται από τα λεπτομερή ενεργειακά ισοζύγια). Κάθε μονάδα ή στοιχείο στο δίκτυο χαρακτηρίζεται από ένα σύνολο τεχνικών χαρακτηριστικών (π.χ. χωρητικότητα, συντελεστές διαθεσιμότητας, απόδοση), περιβαλλοντικούς συντελεστές εκπομπών και οικονομικούς παράγοντες. Όλες οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αποθήκευσης και μεταφοράς μπορούν να αναλυθούν από το μοντέλο. Τα πακέτα υπολογίζουν τη βέλτιστη λύση λειτουργίας των ΑΠΕ για κάθε χρονικό διάστημα επιλέγοντας τις μονάδες που ελαχιστοποιούν το συνολικό κόστος συστήματος ή το συνολικό προεξοφλημένο πλεόνασμα σε ολόκληρο τον ορίζοντα σχεδιασμού του συστήματος [10].

Τα λογισμικά MARKAL/TIMES έχουν χρησιμοποιηθεί για διάφορες μελέτες, μερικές από τις οποίες περιλαμβάνουν έρευνα για τη δυνατότητα δέσμευσης και αποθήκευσης μονάδες άνθρακα, μελέτες για τις μελλοντικές προοπτικές του υδρογόνου και των κυψελών καυσίμου, καθώς και οχήματα υδρογόνου, μελέτες για τον μελλοντικό ρόλο της πυρηνικής ενέργειας και την πυρηνική σύντηξη. Επίσης, τα μοντέλα MARKAL/TIMES έχουν χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση ολοκληρωμένων πολιτικών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής σχετικά με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών, τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής και τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης σε εθνικό και πανευρωπαϊκό επίπεδο [10], [11].

a) MARKAL

Αποτελεί ένα μοντέλο βελτιστοποίησης που βασίζεται σε γραμμικό προγραμματισμό. Υπολογίζει τη βέλτιστη τιμή μιας αντικειμενικής συνάρτησης για μία ή πολλές μεταβλητές λαμβάνοντας υπόψη τους απαραίτητους περιορισμούς συστήματος. Η αντικειμενική συνάρτηση είναι το προεξοφλημένο σύνολο των ενημερωμένων τιμών του ετήσιου κόστους που δημιουργείται από ένα ενεργειακό σύστημα λαμβάνοντας υπόψη όλα τα έτη του εξεταζόμενου χρονικού ορίζοντα και των περιοχών [12].

Δεν περιέχει ενσωματωμένη βάση δεδομένων με αποτέλεσμα ο μηχανικός να είναι υποχρεωμένος να εισάγει έναν αριθμό παραμέτρων. Το πρόγραμμα περιέχει ποιοτικές και ποσοτικές πληροφορίες και πέρα από τις τεχνολογίες μετατροπής, υπάρχουν και τεχνολογίες ζήτησης και μια ομάδα τεχνολογιών που αναφέρονται ως διεργασίες [12].

Στόχος του λογισμικού είναι ο υπολογισμός του συνολικού κόστους του συστήματος. Σε κάθε περίπτωση, το μοντέλο βρίσκει τον φθηνότερο συνδυασμό τεχνολογιών και φορέων ενέργειας για να καλύψει τη ζήτηση ενέργειας. Η ζήτηση ενέργειας μπορεί να χωριστεί σε τομείς όπως η βιομηχανία, η γεωργία, οι μεταφορές ή ανάλογα με το είδος της ενέργειας που χρησιμοποιείται. Το λογισμικό αυτό παρέχει τη δυνατότητα χρήσης της για [12]:

- εντοπισμό των λιγότερο δαπανηρών ενεργειακών συστημάτων και οικονομικά αποδοτικών μεθόδων για τον περιορισμό της εκπομπής επιβλαβών για το φυσικό περιβάλλον ουσιών
- προετοιμασία μακροπρόθεσμων αναλύσεων του ενεργειακού ισοζυγίου για διάφορα σενάρια

- αξιολόγηση νέων τεχνολογιών και αναγνώριση προτεραιότητες για περαιτέρω εργασίες έρευνας και ανάπτυξης
- αξιολόγηση των συνεπειών των θεσπισμένων κανονισμών, φορολογικού συστήματος, επιδοτήσεων και άλλων πληρωμών
- αξιολόγηση έργων που σχετίζονται με εκπομπές αερίων θερμοκηπίου
- εκτίμηση της αξίας της περιφερειακής συνεργασίας

#### b) TIMES

Το λογισμικό TIMES αναπτύχθηκε ως μέρος του IEA-ETSAP, η οποία αποτελεί μία κοινότητα που χρησιμοποιεί μακροπρόθεσμα ενεργειακά σενάρια με σκοπό την μελέτη ενεργειακών αναλύσεων. Εναρμονίζει μια προσέγγιση τεχνικής μηχανικής και μια οικονομική προσέγγιση. Με την χρήση βελτιστοποιημένο σύμφωνα με έναν αριθμό περιορισμών χρήστη, σε μεσοπρόθεσμους έως μακροπρόθεσμους χρονικούς ορίζοντες. Ουσιαστικά, το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται για την εξερεύνηση πιθανών μελλοντικών ενεργειακών αναλύσεων με βάση έναν αριθμό σεναρίων [13].

Οι βασικές πληροφορίες που δημιουργούνται από το TIMES επιτυγχάνονται μέσω ανάλυσης σεναρίων. Ένα σενάριο αναφοράς ενέργειας δημιουργείται πρώτα με την εκτέλεση του μοντέλου απουσία οποιωνδήποτε περιορισμών. Στη συνέχεια, δημιουργείται ένα δεύτερο σενάριο επιβάλλοντας περιορισμούς στο μοντέλο. Όταν τα αποτελέσματα συγκρίνονται με αυτά από το σενάριο αναφοράς, μπορούν να εντοπιστούν οι διαφορετικές τεχνολογικές επιλογές που παρέχουν τον περιορισμό πολιτικής με το ελάχιστο κόστος [14].

Μόλις τεθούν σε εφαρμογή όλες οι εισοδοί το μοντέλο θα προσπαθήσει να λύσει και να καθορίσει το ενεργειακό σύστημα που ικανοποιεί τις απαιτήσεις σε ολόκληρο τον χρονικό ορίζοντα με ελάχιστο κόστος, λαμβάνοντας ταυτόχρονα αποφάσεις για επενδύσεις εξοπλισμού και αποφάσεις λειτουργίας και προμήθειας ενέργειας ανά περιοχή. Το λογισμικό παρέχει τέλεια διορατικότητα, που σημαίνει ότι όλες οι επενδυτικές αποφάσεις λαμβάνονται σε κάθε περίοδο με πλήρη γνώση των μελλοντικών γεγονότων.

Τα αποτελέσματα θα είναι ο βέλτιστος συνδυασμός τεχνολογιών και καυσίμων σε κάθε περίοδο, μαζί με τις σχετικές εκπομπές για την κάλυψη της ζήτησης. Το μοντέλο διαμορφώνει την παραγωγή και την κατανάλωση εμπορευμάτων (δηλαδή καύσιμα, υλικά και υπηρεσίες ενέργειας) και τις τιμές τους. Όταν το μοντέλο ταιριάζει με την προσφορά με τη ζήτηση, δηλαδή τους παραγωγούς ενέργειας με τους καταναλωτές ενέργειας, λέγεται ότι

βρίσκεται σε ισορροπία. Μαθηματικά, αυτό σημαίνει ότι το μοντέλο μεγιστοποιεί το χρηματικό πλεόνασμα παραγωγού και καταναλωτή. Το μοντέλο έχει ρυθμιστεί έτσι ώστε η τιμή παραγωγής ενός εμπορεύματος να επηρεάζει τη ζήτηση για αυτό το εμπόρευμα, ενώ ταυτόχρονα η ζήτηση επηρεάζει την τιμή του εμπορεύματος [14].

### **1.3 Σκοπός, ερευνητικά ερωτήματα και μεθοδολογία της διπλωματικής εργασίας**

Ο σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι η συγκριτική μελέτη σεναρίων επέκτασης του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος. Τα ερευνητικά ερωτήματα που έχουν τεθεί είναι τα εξής:

1. Πως επιδρούν στο κόστος επέκτασης και στους εκπεμπόμενους ρύπους τα σενάρια αναφοράς του ΑΔΜΗΕ ΑΕ;
2. Ποια η επίδραση εναλλακτικών σεναρίων αναφοράς που διαφοροποιούνται στους βαθμούς διείσδυσης εγκατεστημένης ισχύος μονάδων φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας;

Οι απαντήσεις στα ερευνητικά ερωτήματα γίνονται με την ανάπτυξη μιας μεθοδολογίας που βασίζεται στην εφαρμογή ενός λογισμικού για την μοντελοποίηση μελλοντικών σεναρίων επέκτασης του συστήματος.

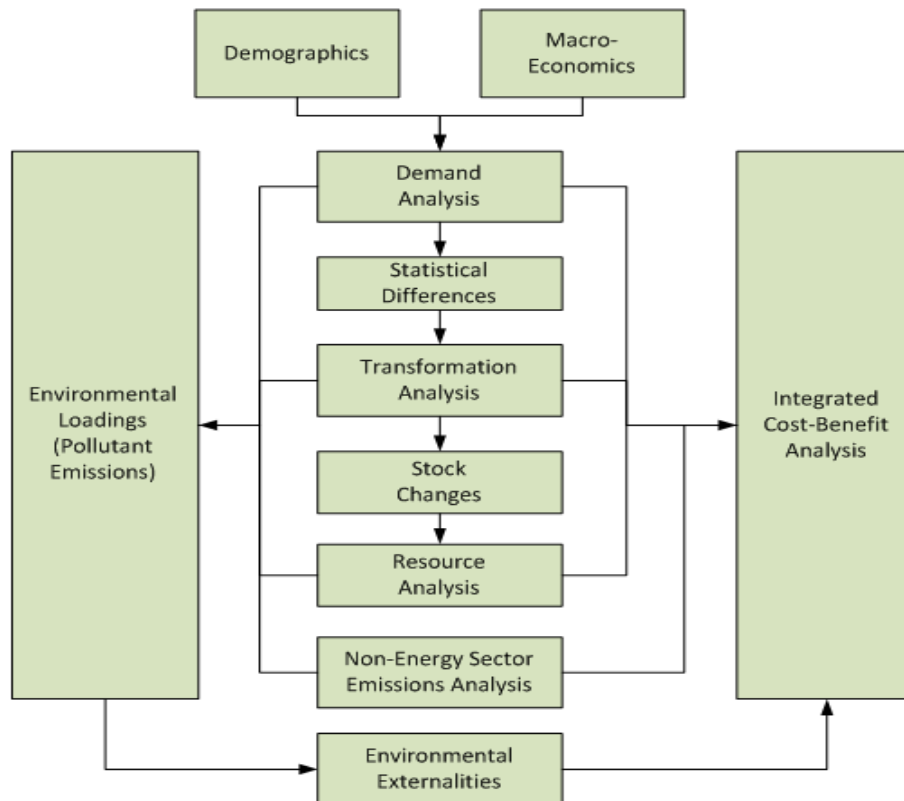
## Κεφάλαιο 2 Περιγραφή του Λογισμικού Leap

### 2.1 Εισαγωγή στο LEAP

Το λογισμικό αυτό αποτελεί ένα εργαλείο για ενεργειακές αναλύσεις, το οποίο αναπτύχθηκε από το Ινστιτούτο Περιβάλλοντος της Στοκχόλμης. Δημιουργήθηκε το 1980 για το έργο “Kenya Fuel wood Project” του Ινστιτούτου Beijer, με σκοπό να αποτελεί ένα ευέλικτο εργαλείο για ολοκληρωμένο ενεργειακό σχεδιασμό μεγάλης εμβέλειας. Αρχικά, αποτελούσε μια πλατφόρμα για την οργάνωση και διαχείριση δεδομένων, τη δημιουργία ενεργειακών ισοζυγίων, την μελέτη σεναρίων ζήτησης και προσφοράς και την αξιολόγηση εναλλακτικών πολιτικών, ουσιαστικά προσεγγίζοντας τους ίδιους βασικούς στόχους με την τρέχουσα έκδοσή του [15].

Το 1991, η πρώτη σημαντική μελέτη βασισμένη στο LEAP σε μια χώρα του ΟΟΣΑ διεξήχθη από την εταιρεία Tellus. Εν τω μεταξύ, οι μελέτες συνεχίστηκαν σε όλο τον αναπτυσσόμενο κόσμο, συμπεριλαμβανομένου ενός έργου που χρηματοδοτήθηκε από την Παγκόσμια Τράπεζα για την ενοποίηση του LEAP με ένα μοντέλο μελέτης εκπομπών για τη μελέτη της ποιότητας του αέρα στο Πεκίνο. Μέχρι το 2003, με τον αριθμό των χρηστών του LEAP να πλησιάζει περίπου τους 500, με τους περισσότερους να διαμένουν στον αναπτυσσόμενο κόσμο, ξεκίνησε ένα νέο έργο για την αναβάθμιση της υποστήριξης που παρέχεται σε αυτούς τους χρήστες και για την ενίσχυση μιας κοινότητας μεταξύ αναλυτών ενέργειας του Νότου που εργάζονται σε θέματα ενεργειακής βιωσιμότητάς.

Σήμερα, το LEAP έχει υιοθετηθεί από χιλιάδες οργανισμούς σε περισσότερες από 190 χώρες σε όλο τον κόσμο. Οι χρήστες του περιλαμβάνουν κρατικούς φορείς, ακαδημαϊκούς, μη κυβερνητικούς οργανισμούς, εταιρείες συμβούλων και επιχειρήσεις κοινής ωφελείας ενέργειας. Έχει χρησιμοποιηθεί σε πολλές διαφορετικές κλίμακες που κυμαίνονται από πόλεις και πολιτείες έως εθνικές, περιφερειακές και παγκόσμιες εφαρμογές. Τουλάχιστον 32 χώρες χρησιμοποίησαν το LEAP για να δημιουργήσουν σενάρια ενέργειας και εκπομπών που αποτέλεσαν τη βάση για τις «Προβλεπόμενες Εθνικά Καθορισμένες Συνεισφορές τους στην Κλιματική Αλλαγή» (INDCs.). Το Σχήμα 2.1 παρουσιάζει τις βασικές λειτουργίες του λογισμικού LEAP [16].



Σχήμα 2.1: Λειτουργίες του λογισμικού LEAP [17]

## 2.2 Ευελιξία Χρήσης του λογισμικού

Το LEAP έχει αναπτύξει τη φήμη μεταξύ των χρηστών του για την παρουσίαση πολύπλοκων σεναρίων ανάλυσης ενέργειας με εύκολο και διαισθητικό τρόπο. Ταυτόχρονα, το LEAP είναι αρκετά ευέλικτο για χρήστες με ευρύ φάσμα τεχνογνωσίας: από κορυφαίους παγκόσμιους εμπειρογνώμονες που επιθυμούν να σχεδιάσουν πολιτικές και να επιδείξουν τα πλεονεκτήματά τους στους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων, έως εκπαιδευτές που θέλουν να αναπτύξουν ικανότητες μεταξύ νέων αναλυτών που ξεκινούν την πρόκληση για την κατανόηση της πολυπλοκότητας των ενεργειακών συστημάτων.

## 2.3 Μεθοδολογίες Μοντελοποίησης

Το λογισμικό αυτό παρέχει μια σειρά από μεθοδολογίες λογιστικής, προσομοίωσης και βελτιστοποίησης που είναι αρκετά ισχυρές για τη μοντελοποίηση της παραγωγής του ηλεκτρικού τομέα και του προγραμματισμού επέκτασης χωρητικότητας (ο οποίος αναλύεται παρακάτω), και οι οποίες είναι επίσης αρκετά ευέλικτες ώστε να επιτρέπουν στο LEAP να ενσωματώνει εύκολα δεδομένα και αποτελέσματα από άλλα εξειδικευμένα μοντέλα. Οι δυνατότητες μοντελοποίησης του LEAP λειτουργούν σε δύο βασικά εννοιολογικά επίπεδα.



- Σε ένα επίπεδο, οι ενσωματωμένοι υπολογισμοί του LEAP χειρίζονται όλους τους «μη αμφιλεγόμενους» υπολογισμούς ενέργειας, εκπομπών και τεχνοοικονομικών σεναρίων.
- Στο δεύτερο επίπεδο, οι χρήστες εισάγουν σενάρια τα οποία μοιάζουν με υπολογιστικά φύλλα και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό χρονικά μεταβλητών δεδομένων ή για τη δημιουργία μιας μεγάλης ποικιλίας εξελιγμένων μοντέλων πολλαπλών μεταβλητών, επιτρέποντας έτσι την ενσωμάτωση οικονομικών και προσομοιωτικών προσεγγίσεων στο συνολικό λογιστικό πλαίσιο του LEAP.

Οι νεότερες εκδόσεις του LEAP υποστηρίζουν επίσης μοντελοποίηση βελτιστοποίησης, επιτρέποντας έτσι την κατασκευή μοντέλων χαμηλού κόστους επέκτασης και χωρητικότητας ηλεκτρικού συστήματος, ενδεχομένως υπό διάφορους περιορισμούς, όπως όρια τα CO<sub>2</sub> ή τοπική ατμοσφαιρική ρύπανση [16].

## 2.4 Χρονικό Πλαίσιο

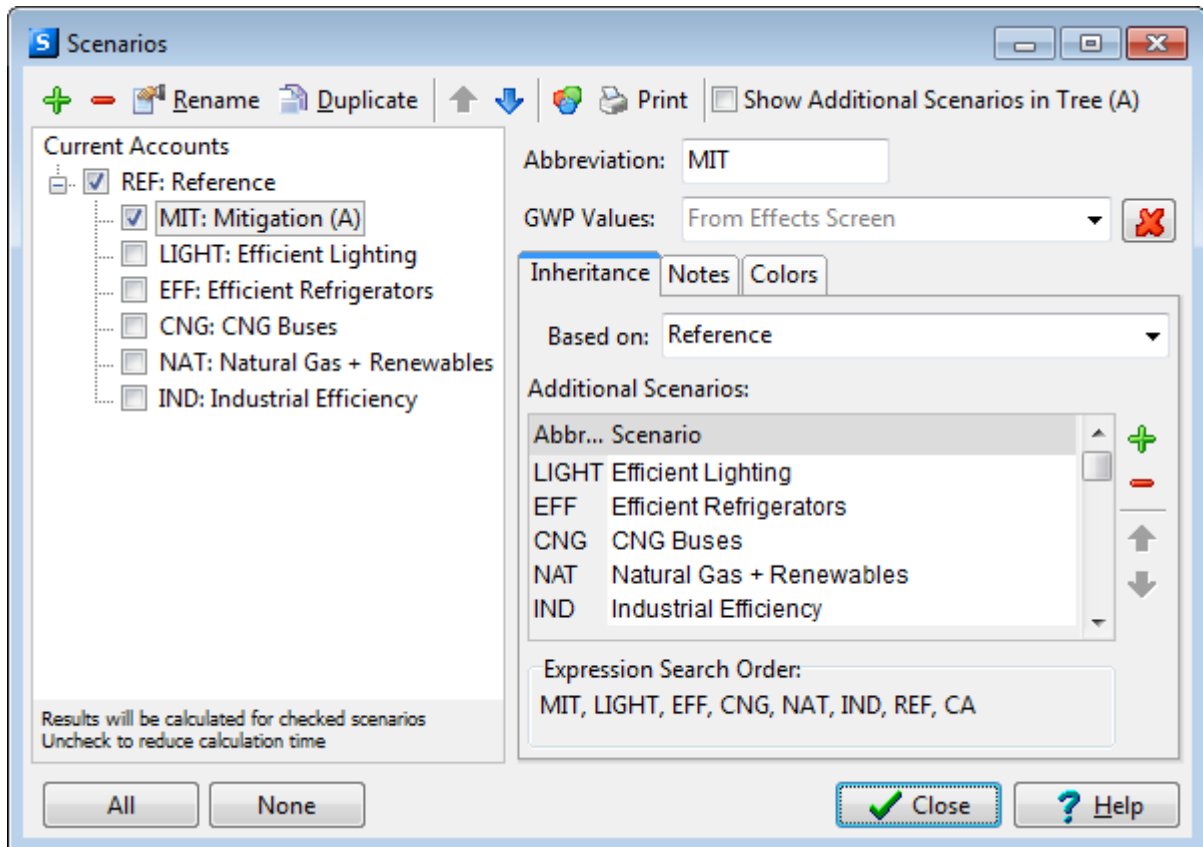
Οι περισσότεροι από τους υπολογισμούς του γίνονται σε ένα *ετήσιο χρονικό βήμα* και ο χρονικός ορίζοντας μπορεί να εκτείνεται για απεριόριστο αριθμό ετών. Οι μελέτες συνήθως περιλαμβάνουν τόσο μια ιστορική και γνωστή περίοδο, κατά την οποία το μοντέλο εκτελείται για να δοκιμάσει την ικανότητά του να αναπαράγει γνωστά στατιστικά δεδομένα, καθώς και πολλαπλά σενάρια που κοιτάζουν προς το μέλλον. Συνήθως, οι περισσότερες μελέτες χρησιμοποιούν μια περίοδο πρόβλεψης μεταξύ 20 και 50 ετών. Για παράδειγμα, για τους υπολογισμούς του ηλεκτρικού τομέα ο χρόνος μπορεί να μοιραστεί σε διαφορετικά «χρονικά τμήματα» που ορίζονται από τον χρήστη για να αντιπροσωπεύουν εποχές, τύπους ημερών ή ακόμη και συγκεκριμένες ώρες της ημέρας [16].

## 2.5 Μελέτη Σεναρίων

Τα σενάρια αποτελούν τον τρόπο με τον οποίο ένα σύστημα μπορεί να εξελιχθεί με την πάροδο του χρόνου. Χρησιμοποιώντας το LEAP, οι μηχανικοί μπορούν να δημιουργήσουν και στη συνέχεια να αξιολογήσουν διαφορετικά σενάρια συγκρίνοντας τις ενεργειακές τους απαιτήσεις, το κοινωνικό κόστος και τα οφέλη τους και τις περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις. Ο Διαχειριστής Σεναρίων LEAP, που φαίνεται δεξιά, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να

περιγράφει μεμονωμένα μέτρα πολιτικής τα οποία στη συνέχεια μπορούν να συνδυαστούν σε διαφορετικούς συνδυασμούς και μεταθέσεις σε εναλλακτικά ολοκληρωμένα σενάρια.

Στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζεται ένα στιγμιότυπο ανάλυσης σεναρίων του λογισμικού [16].



Σχήμα 2.2: Ανάλυση Σεναρίων [16]

## 2.6 Εργαλεία για την δημιουργία μοντέλων

Το LEAP περιλαμβάνει μια σειρά από ενσωματωμένα εργαλεία που διευκολύνουν τη δημιουργία πολύπλοκων μοντέλων και συστημάτων. Το Εργαλείο δημιουργίας μοντέλων επιτρέπει να κατασκευάζονται πολύπλοκα συστήματα που χρησιμοποιούν τη μεγάλη βιβλιοθήκη ενσωματωμένων συναρτήσεων, καθώς και αναφορές σε άλλα δεδομένα και αποτελέσματα που υπολογίζονται στο πρόγραμμα. Οι αναφορές μεταβλητών μπορούν να κατασκευαστούν γραφικά με απλή μεταφορά και απόθεση κλάδων από την κύρια δομή δεδομένων δέντρου στο εργαλείο Δόμησης εκφράσεων [16].

## **2.7 Χαμηλές απαιτήσεις αρχικών δεδομένων (Low Initial Data Requirements)**

Ένα βασικό πλεονέκτημα του LEAP είναι οι χαμηλές αρχικές απαιτήσεις δεδομένων του. Πολλά εργαλεία μοντελοποίησης βασίζονται σε πολύ συγκεκριμένους και συχνά πολύ σύνθετους αλγόριθμους λύσης, όπως η βελτιστοποίηση, και έτσι τείνουν να έχουν εξαιρετικά άκαμπτες απαιτήσεις δεδομένων. Η ανάπτυξη των δεδομένων για τέτοια μοντέλα είναι μια χρονοβόρα διεργασία, που απαιτεί σχετικά υψηλά επίπεδα τεχνογνωσίας. Οι προσαρμόσιμες και διαφανείς δομές δεδομένων του LEAP είναι κατάλληλες για μια επαναληπτική αναλυτική προσέγγιση: μια προσέγγιση στην οποία ο χρήστης ξεκινά δημιουργώντας γρήγορα μια αρχική ανάλυση που είναι όσο το δυνατόν πιο απλή [17].

## **2.8 TED: Η Βάση Δεδομένων Τεχνολογίας και Περιβάλλοντος**

Οι αναλυτές συχνά χρειάζονται άμεση πρόσβαση σε ολοκληρωμένα δεδομένα που περιγράφουν τις ενεργειακές τεχνολογίες. Τέτοια δεδομένα κατανέμονται σε μια σειρά πηγών, οι οποίες δεν είναι εύκολα προσβάσιμες, ιδιαίτερα για τους αναλυτές στις αναπτυσσόμενες χώρες. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, το LEAP περιλαμβάνει μια Βάση Δεδομένων Τεχνολογίας και Περιβάλλοντος που περιγράφει τα τεχνικά χαρακτηριστικά, το κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις μιας σειράς ενεργειακών τεχνολογιών, συμπεριλαμβανομένων των υπαρχουσών τεχνολογιών, των τρεχουσών βέλτιστων πρακτικών και των συσκευών επόμενης γενιάς. Το TED περιλαμβάνει δεδομένα για εκατοντάδες τεχνολογίες, που αναφέρονται σε εκθέσεις από δεκάδες ιδρύματα, συμπεριλαμβανομένης της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή, του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ και του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας. Οι συντελεστές εκπομπών και άλλες πληροφορίες από το TED μπορούν να ενσωματωθούν αυτόματα στις αναλύσεις LEAP: διευκολύνοντας τη δημιουργία σεναρίων εκπομπών με βάση τα ενεργειακά σενάρια του LEAP και τους παράγοντες εκπομπής στο TED [16].

## **2.9 Σχεδιασμός επέκτασης δυναμικότητας συστήματος**

Το συγκεκριμένο πρόγραμμα παρέχει μια σειρά από μεθοδολογίες προσομοίωσης και βελτιστοποίησης που είναι αρκετά ισχυρές ώστε να πραγματοποιείται μοντελοποίηση παραγωγής ηλεκτρικού τομέα και προγραμματισμός επέκτασης δυναμικότητας.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται μέρα με τη μέρα και για την κάλυψη αυτής της αυξανόμενης ζήτησης οι τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να αθροίζουν αναλόγως την πρόσθετη ικανότητα παραγωγής. Ο απώτερος στόχος κάθε συστήματος ισχύος είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια, με τον αποδοτικότερο, πιο αξιόπιστο και οικονομικό τρόπο στους καταναλωτές. Η πρωταρχική ευθύνη των τομέων ηλεκτροπαραγωγής είναι να προσδιορίζουν εκ των προτέρων τη ζήτηση των πελατών τους και προγραμματίζουν την παραγωγή ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου με ορισμένες επίπεδο αξιοπιστίας. Ο προγραμματισμός επέκτασης δυναμικότητας είναι το επιτακτικό στάδιο στο σχεδιασμό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση του την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους επένδυσης και λειτουργίας. Η λύση στο πρόβλημα καθορίζει το είδος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που πρόκειται να προστεθούν, και πόσο είναι η χωρητικότητα που πρέπει να προστεθεί. Η λύση θα πρέπει να ικανοποιεί το συγκεκριμένο επίπεδο αξιοπιστίας. Εκτός από την αξιοπιστία της ισχύος, εξαιρετικός παράγοντας που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη είναι το περιβάλλον και η ρύπανση του που είναι πολύ σημαντική για τον έλεγχο της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Στις μέρες μας τα συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) γίνονται πιο δημοφιλή λόγω της μηδενικής ρύπανσης και του μηδενικού κόστους καυσίμων. Η διακοπτόμενη φύση των ΑΠΕ μπορεί να αντιμετωπιστεί στο LEAP λαμβάνοντας υπόψη υψηλότερο ποσοστό αναγκαστικής διακοπτικής λειτουργίας [18].

## Κεφάλαιο 3 Στοιχεία Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

### 3.1 Εισαγωγή στα Κόστη

Σε αυτήν την ενότητα γίνεται μία αρχική εισαγωγή στα κόστη των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μελέτες του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν σημαντικό στοιχείο για την λειτουργία και αξιοποίηση των μοντέλων ηλεκτρικής ενέργειας και είναι ιδιαίτερα σημαντικές για μακροπρόθεσμες αξιολογήσεις σχετικά με το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Αυτή η μελέτη παρέχει μια έρευνα αξιολόγησης κόστους που καλύπτει ένα ευρύ φάσμα, μελετώντας τόσο τις συμβατικές μορφές παραγωγής όσο και τις ΑΠΕ και συγκεκριμένα περιέχει [19], [20]:

- **Το κόστος κεφαλαίου (Capital Cost)**
- **Σταθερό Κόστος Λειτουργιών και Συντήρησης (Fixed O&M Cost)**
- **Μεταβλητό Κόστος Λειτουργιών και Συντήρησης (Variable O&M Cost)**

Οι εκτιμήσεις μας επικεντρώνονται στο κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως στο κόστος κεφαλαίου και σταθερό και μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης· όπου χρειάζεται να συμπεριλαμβάνουμε επίσης εκπομπές CO<sub>2</sub>. Λαμβάνουμε υπόψη τεχνικές παραμέτρους όπως η τεχνική διάρκεια ζωής, η διαθεσιμότητα, ρυθμοί θερμικής απόδοσης..

### 3.2 Το κόστος κεφαλαίου

Θεωρείται ως κόστος επένδυσης, που περιλαμβάνει την κατασκευή ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής εξαιρουμένων όλων των επιπτώσεων των τόκων. Ουσιαστικά το κόστος κεφαλαίου περιέχει το κόστος χρηματοδότησης και τις πηγές κεφαλαίου, καθώς αυτά είναι ιδιαίτερα σημαντικά για κάθε επενδυτή. Θεωρούμε το κόστος κεφαλαίου ως κόστος μελέτης, κόστος προμήθειας και κατασκευής. Αργότερα, η αποδόμηση μιας μονάδας δεν περιλαμβάνεται στην εκτίμηση κόστους και υποστηρίζεται ότι η υπολειμματική αξία της μονάδας καλύπτει το κόστος αποδόμησης. Γίνεται εξαίρεση για την πυρηνική ενέργεια, όπου η αποδόμηση είναι πιο περίπλοκη [20].

- Το κόστος δομικού υλικού και εγκατάστασης περιλαμβάνει όλο το υλικό και τη συναφή εργασία για αστικές και διαρθρωτικές εργασίες. Αυτό περιλαμβάνει τόσο την

εργασία όσο και το υλικό για την προετοιμασία του χώρου, θεμέλια, πασσάλους, δομικό χάλυβα και κτίρια.

- Το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης μηχανολογικού εξοπλισμού περιλαμβάνει όλο τον μηχανολογικό εξοπλισμό και συνδεδεμένη εργασία για μηχανικές εργασίες. Αυτό περιλαμβάνει τόσο την εργασία όσο και το υλικό για εξοπλισμό, όπως αντλίες και δεξαμενές, σωληνώσεις, βαλβίδες και ειδικότητες σωληνώσεων.
- Η προμήθεια και εγκατάσταση ηλεκτρικού εξοπλισμού και οργάνων ελέγχου περιλαμβάνει όλα τα έξοδα για μετασχηματιστές, εξοπλισμός διανομής, συστήματα ελέγχου, καλωδιώσεις, όργανα και αυτοκινητοδρόμιο.
- Το έμμεσο κόστος του έργου περιλαμβάνει το κόστος μελέτης μηχανικών, διαχείριση κατασκευής και εκκίνηση και ανάθεση εργασιών. Οι αμοιβές περιλαμβάνουν τα γενικά έξοδα του εργολάβου, τις αμοιβές και το κέρδος [19].

Στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζεται το Κόστος Κεφαλαίου για διάφορες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 3.1 : Κόστος Κεφαλαίου για διάφορες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής [21]

	Capital cost in 2010 EUR/kW	2010	2020	2030	2040	2050
WIND	Onshore	1300	1240	1182	1127	1075
	Offshore	3000	2742	2506	2290	2093
SOLAR	PV	1560	750	600	472	425
	CSP	3500	2841	2307	1872	1520
BIO	Biomass	2500	2350	2209	2076	1951
GEO	Geothermal	4200	3775	3392	3049	2740
HYDRO	Pump storage or reservoir**	2000	2000	2000	2000	2000
	Run-of-river	3000	3000	3000	3000	3000
MARINE	Wave and Tidal	5000	4246	3605	3062	2600
NUCLEAR	Nuclear – Generation 3 <sup>1</sup>	6000	6000	6000	6000	6000
COAL	Coal – IGCC w/o CCTS	1800	1800	1800	1800	1800
	Coal – IGCC w CCTS <sup>2</sup>	3200	3124	3052	2984	2920
	Coal – PC w/o CCTS (Advanced/SuperC)	1300	1300	1300	1300	1300
	Coal – PC w CCTS (Advanced/SuperC)	2700	2624	2552	2484	2420
	Coal – PC w/o CCTS (Subcritical)	1200	1200	1200	1200	1200
	Coal - PC w CCTS (Subcritical)	2600	2524	2452	2384	2320
	Lignite – Advanced (BoA) w/o CCTS	1500	1500	1500	1500	1500
	Lignite – Advanced (BoA) w CCTS	2900	2824	2752	2684	2620
GAS	Gas CC w/o CCTS	800	800	800	800	800
	Gas CC w CCTS	1400	1367	1337	1308	1280
	Gas Combustion Turbine w/o CCTS	400	400	400	400	400
	Gas Combustion Turbine w CCTS	1000	967	937	908	880
	Gas Steam Turbine w/o CCTS	400	400	400	400	400
OIL	Oil Combustion Turbine w/o CCTS	400	400	400	400	400
	Oil Steam Turbine w/o CCTS	400	400	400	400	400

### **3.3 Ορισμός κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&M Cost)**

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M) ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το κόστος που σχετίζεται με τη λειτουργία και τη συντήρηση αυτού του εργοστασίου. Το συνολικό κόστος O&M του συστήματος είναι το άθροισμα των δαπανών O&M κάθε στοιχείου του. Το κόστος μεταβλητής λειτουργίας και συντήρησης (VOM) είναι το τμήμα του κόστους O&M που είναι συνάρτηση του επιπέδου παραγωγής ενέργειας (MWh) της μονάδας παραγωγής για οποιαδήποτε περίοδο ενδιαφέροντος. Με άλλα λόγια, το μέρος του κόστους O&M (εξαιρουμένου του κόστους καυσίμων) που ποικίλλει άμεσα με την παραγωγή MWh της μονάδας παραγωγής [21].

Ουσιαστικά, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης περιέχει τις συνολικές δαπάνες που πραγματοποιήθηκαν για τη συντήρηση και τη λειτουργία του Συστήματος, που υπολογίζονται σύμφωνα με τις γενικά αποδεκτές λογιστικές αρχές που ισχύουν για κρατικούς φορείς, συμπεριλαμβανομένων, ενδεικτικά, των εύλογων εξόδων διαχείρισης και επισκευής και άλλων δαπανών που απαιτούνται για τη συντήρηση και διατήρηση του Συστήματος σε καλή κατάσταση και λειτουργία, συμπεριλαμβανομένων, ενδεικτικά, των μισθών και των ημερομισθίων των εργαζομένων, των πληρωμών στο Δημόσιο Σύστημα Συνταξιοδότησης Υπαλλήλων, γενικά έξοδα, ασφάλιση, φόροι (εάν υπάρχουν), αμοιβές ελεγκτών, λογιστών, δικηγόρων ή μηχανικών και ασφάλιστρα, και συμπεριλαμβανομένων όλων των άλλων εύλογων και αναγκαίων δαπανών του Παραλήπτη ή επιβαρύνσεων (εκτός από τις πληρωμές εξυπηρέτησης χρέους) που απαιτείται να καταβάλει για τη συμμόρφωση με τους όρους της Σύμβασης Αγοράς με Δόσεις του 2012 ή του Συμβολαίου ή οποιασδήποτε σύμβασης ή οποιουδήποτε ψηφίσματος ή συμβόλαιο που επιτρέπει την έκδοση οποιωνδήποτε Ομολογιών ή τέτοιων Ομολογιών· αλλά εξαιρουμένων σε κάθε περίπτωση χρεώσεων απόσβεσης, αντικατάστασης και απαξίωσης ή αποθεματικών αυτών και απόσβεσης άυλων ή άλλων λογιστικών εγγραφών παρόμοιας φύσης [21].

### **3.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας**

#### **3.4.1 Ανεμογεννήτριες**

Τα περισσότερα από τα σημερινά συστήματα ανεμογεννητριών χρησιμοποιούν διαμόρφωση 3 λεπίδων με χαλύβδινο πύργο και νήμα χτισμένο σε τιμμεντένια βάση. Τα τυπικά ύψη κόμβου είναι περίπου 100 μέτρα για χερσαίες τουρμπίνες (π.χ. Enercon E-101) με διάμετρο

ρότορα περίπου 50-100 m. Ειδικές τοποθεσίες μπορεί να απαιτούν άλλα ύψη πλήμνης και γεωμετρίες ρότορα. Σύμφωνα με την DLR & SRU (2010), η μέση διάμετρος ρότορα για χερσαίες γερμανικές τοποθεσίες αναμένεται να αυξηθεί σε 116,7 m και ύψος πλήμνης στα 127 m με ονομαστική ισχύ 4,4 MW έως το 2030. Για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, η διάμετρος ρότορα αναμένεται να φτάσει τα 175 m και του ύψος πλήμνης τα 128m 2030, με αποτέλεσμα να επιτευχθεί ονομαστική ισχύς 10 MW. Ο Πίνακας 3.2 παρουσιάζει το Κόστος Κεφαλαίου και το Σταθερό και Μεταβλητό Κόστος Ανεμογεννητριών διαφόρου τύπου [21].

Πίνακας 3.2: Κόστος Κεφαλαίου, Σταθερό και Μεταβλητό Κόστος Ανεμογεννητριών [21]

	Capital cost in EUR/kW	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Onshore	(IEA 2011b)	1268	-	1223	-	-	1215	-	-	-
	(DLR & SRU 2010) table 9.3	1150	-	950	-	900	-	870	-	850
	(EWI et al. 2010)	-	-	1030	-	985	-	960	-	950
	(IRENA 2012) table 4.4	1028-1995								
	(VGB PowerTech 2011a)	1100-1300	-	-	-	1100	-	-	-	1100
	(WWF 2011) p.207	1200	-	800	-	700	-	600	-	600
	(Peter & Lehmann 2008)	1192	-	1063	-	986	-	-	-	-
	(Greenpeace 2010) p.55	-	941	749	-	714	-	680	-	671
	(Greenpeace 2012) p.64	-	1125	968	-	960	-	975	-	1013
	(DII 2012) p.43	1200	-	-	-	-	-	-	-	900
	(ECF 2010) Appendix A. p.3	1000-1300	-	-	-	900-1200	-	-	-	900-1200
Onshore, >5MW	(Arup 2011) table 6	1421-2184	1402-2154	1398-2149	1405-2160	1412-2172	-	-	-	-

Πολλά βασικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών χρησιμοποιούνται συνήθως για τη σύγκριση της απόδοσης. Ένα από αυτά είναι ο συντελεστής ισχύος, ο οποίος δηλώνει την απόδοση μετατροπής ενέργειας σε σχέση με την ταχύτητα του ανέμου. Στο μέλλον, ο συντελεστής ισχύος είναι πιθανό να παραμείνει συγκρίσιμος με τα σημερινά συστήματα, παρόλο που εξαρτάται από τη γεωμετρία του δρομέα. Αυτό συμβαίνει επειδή το γενικό σχήμα των καμπυλών του συντελεστή ισχύος σήμερα είναι ήδη κοντά στο θεωρητικό βέλτιστό του, που διέπεται από το νόμο του Betz (Betz 1966). Είναι πιθανό ότι οι νέες γενιάς ανεμογεννήτριες με βελτιωμένες διαμέτρους ρότορα να κατασκευαστούν με τρόπο που να



τις διατηρεί στο μέγιστο βαθμό. Οι Πίνακες 3.3 και 3.4 παρουσιάζουν τα Μεταβλητά και Σταθερά κόστη ανά τύπο ανεμογεννητριών αντίστοιχα [22].

Πίνακας 3.3: Variable O&M Costs [21]

Onshore, 50KW – 5MW	(Arup 2011) table 7	1409- 2230	1390- 2200	1386- 2194	1393- 2206	1400- 2216	-	-	-	-
	(EC 2011) p.67	1106	-	1104	-	1085	-	-	-	1074
Offshore	(IEA 2011b)	2558	-	1778	-	-	1425	-	-	-
	(DLR & SRU 2010) table 9.4	3300	-	2100	-	1800	-	1500	-	1300
	(EWI et al. 2010)	-	-	2400	-	1670	-	1475	-	1350
	(IEA et al. 2010)	3737	-	-	-	-	-	-	-	-
	(VGB PowerTech 2011a)	2000- 3000	-	-	-	1800- 2200	-	-	-	1800- 2200
	(EC 2011) p.67	1796	-	1789	-	1710	-	-	-	1620
	(WWF 2011) p.207	3000	-	1800	-	1500	-	1300	-	1200
	(Peter & Lehmann 2008)	1766	-	1389	-	1224	-	-	-	-
	(Greenpeace 2010) p.55	-	1650	1155	-	1095	-	998	-	979
	(Greenpeace 2012) p.64	-	3825	2850	-	2250	-	2025	-	1763
	(DII 2012) p.43	3000	-	-	-	-	-	-	-	1340- 1920
	(ECF 2010) Appendix A, p.3	3000- 3600	-	-	-	2000- 2400	-	-	-	1900- 2300
	(Crown Estate 2012) p.15, p.19	3133- 3494	-	3253	-	-	-	-	-	-
Offshore, fixed- bottom	(Black & Veatch 2012) table 30	2489	2429	2368	2308	2248	2248	2248	2248	2248
Offshore, floating- platform	(Black & Veatch 2012) table 32	-	-	3158	3075	3000	3000	3000	3000	3000
Offshore, <100MW	(Arup 2011) table 13	1733 – 3007	1466 – 2545	1321 – 2292	1254 – 2176	1210 – 2100	-	-	-	-
Offshore, >100MW	(Arup 2011) table 14	2760 – 3820	2336 – 3233	2104 – 2911	1997 – 2764	1927 – 2666	-	-	-	-

	Variable O&M cost EUR/MWh	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Onshore	(IEA et al. 2010) table 3.7d	15-28	-	-	-	-	-	-	-	-
	(Wissel et al. 2008)	25-45	-	-	-	-	-	-	-	-
	(DLR & SRU 2010) table 9.3	0	-	0	-	0	-	0	-	0
	(IEA et al. 2010)	27-47	-	-	-	-	-	-	-	-
	(Black & Veatch 2012) table 28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	(ECF 2010) Appendix A, p.4	0	-	-	-	-	-	-	-	-

	Variable O&M cost EUR/MWh	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Offshore	(IEA et al. 2010) table 3.7d	25-40	-	-	-	-	-	-	-	-
	(Wissel et al. 2008)	40-65	-	-	-	-	-	-	-	-
	(DLR & SRU 2010) table 9.4	0	-	0	-	0	-	0	-	0
	(IEA et al. 2010)	34.7	-	-	-	-	-	-	-	-
	(ECF 2010) Appendix A, p.4	0	-	-	-	-	-	-	-	-
Offshore, fixed-bottom	(Black & Veatch 2012) table 30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Offshore, floating-platform	(Black & Veatch 2012) table 32	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Πίνακας 3.4: Fixed O&M Cost [21]

	Fixed O&M cost in EUR/kW <sub>a</sub>	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Onshore	(EWI et al. 2010)	-	-	41	-	39	-	38	-	38
Onshore	(IEA 2011b)	18.8	-	18	-	-	18	-	-	-
Onshore	(VGB PowerTech 2011a)	36.3 - 42.9	-	36.3	-	36.3	-	-	-	-
Onshore	(DLR & SRU 2010) table 9.3	46	-	38	-	36	-	34.8	-	34
Onshore	(DII 2012) p. 43	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Onshore	(ECF 2010) Appendix A, p.4	20-25	-	-	-	-	-	-	-	-
Onshore	(Black & Veatch 2012) table 28	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1
Onshore, >5MW	(Black & Veatch 2012) table 9	36- 88	36- 89	37- 90	37- 91	38- 92	-	-	-	-
Onshore, 0.05-5MW	(Arup 2011) tbl 10	47 - 84	47 - 85	48 - 86	48 - 88	49 - 89	-	-	-	-
Offshore	(EWI et al. 2010)	-	-	132	-	92	-	81	-	74
Offshore	(IEA 2011b)	76.5	-	53.3	-	-	42.8	-	-	-
Offshore	(VGB PowerTech 2011a)	86 -150	-	77 - 110	-	77 - 110	-	-	-	-
Offshore	(DLR & SRU 2010) table 9.4	181.5	-	115.5	-	99	-	82.5	-	71.5
Offshore	(IEA 2011b)	76.50	-	53.25	-	-	42.75	-	-	-
Offshore	(EWI et al. 2010)	-	-	132	-	92	-	81	-	74
Offshore	(VGB PowerTech 2011a)	86-150	-	-	-	77.4- 110	-	-	-	77.4- 110
Offshore	(DII 2012) p.43	-	-	-	-	-	-	-	-	54-76

Offshore	(ECF 2010) Appendix A, p.3	80-100	-	-	-	-	-	-	-	-
Offshore	(Crown Estate 2012) p.19 incl. transmission	196	-	161- 166	-	-	-	-	-	-
Offshore, fixed-bottom	(Black & Veatch 2012) table 28	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2
Offshore, floating-platform	(Black & Veatch 2012) table 32	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7	97.7
Offshore <100MW	(Arup 2011) table 18	120 - 320	112 - 187	208 - 179	104 - 174	102 - 172	-	-	-	-
Offshore >100MW	(Arup 2011) table 19	140 - 235	131 - 220	125 - 210	122 - 204	120 - 200	-	-	-	-

Οι Πίνακες 3.5 και 3.6 παρουσιάζουν τα κόστη και το Κόστος κεφαλαίου ανά μέρος ή τμήμα της Ανεμογεννήτριας, αντίστοιχα.

Πίνακας 3.5: Κόστη ανά είδος [22]

Wind turbine	Nominal power (kW)	Hub height (m)	Rotor diameter (m)	Investment (€)	Variable O&M costs (€/kWh)	Turbine density (MW/km <sup>2</sup> )	IEC class max. wind speed (m/s)
Gamesa G128-4.5	4500	120	128	6,760,489	0.02	10.99	8.50
Gamesa G128-4.5	4500	140	128	6,957,086	0.02	10.99	8.50
Gamesa G128-4.5	4500	81	128	6,657,251	0.02	10.99	8.50
Gamesa G136-4.5	4500	120	136	7,193,455	0.02	9.73	8.50
Leitwind LTW101	3000	95	101	3,968,053	0.02	11.79	8.50
Nordex N117	3000	120	117	4,564,216	0.02	8.80	8.50
Nordex N117	3000	91	117	4,583,218	0.02	8.80	8.50
Repower 5M	5000	117	126	7,754,533	0.02	12.60	10.00
Repower 3.4M104	3400	100	104	4,288,273	0.02	12.57	7.50
Repower 3.4M104	3400	128	104	4,478,668	0.02	12.57	7.50
Repower 3.4M104	3400	80	104	4,332,123	0.02	12.57	7.50
Repower 3.2M114	3170	123	114	4,627,653	0.02	9.76	8.50
Repower 3.2M114	3200	143	114	4,818,358	0.02	9.85	8.50
Repower 3.2M114	3170	93	114	4,641,705	0.02	9.76	8.50
Siemens SWT-3.0-101	3000	100	101	3,802,001	0.02	11.76	10.00
Siemens SWT-3.6-107	3600	80	107	4,677,494	0.02	12.58	10.00
Siemens SWT-3.6-120	3600	90	120	5,364,863	0.02	10.00	10.00
Sinovel SL3000/105	3000	80	105	3,960,162	0.02	10.88	8.50
Sinovel SL3000/113	3000	90	113	4,409,655	0.02	9.35	7.50
Sinovel SL3000/90	3000	80	92	3,569,774	0.02	14.30	10.00
Vestas V112-3.0 MW	3075	119	112	4,239,364	0.02	9.81	10.00
Vestas V112-3.0 MW	3075	84	112	4,188,775	0.02	9.81	10.00
Vestas V112-3.0 MW	3075	94	112	4,293,162	0.02	9.81	10.00
Vestas V90-3.0 MW	3000	105	90	3,517,515	0.02	14.81	10.00
Vestas V90-3.0 MW	3000	65	90	3,412,762	0.02	14.81	10.00
Vestas V90-3.0 MW	3000	75	90	3,483,108	0.02	14.81	10.00
Vestas V90-3.0 MW	3000	80	90	3,518,263	0.02	14.81	10.00
Vestas V90-3.0 MW	3000	90	90	3,588,559	0.02	14.81	10.00
WinWinD WWD-3-100 IEC2	3000	80	100	3,618,308	0.02	12.00	8.50
WinWinD WWD-3-100 IEC2	3000	88	100	3,686,285	0.02	12.00	8.50
WinWinD WWD-3-100 IEC3	3000	80	100	3,618,308	0.02	12.00	7.50
WinWinD WWD-3-100 IEC3	3000	88	100	3,686,285	0.02	12.00	7.50
WinWinD WWD-3-103 IEC3	3000	80	103	3,725,829	0.02	11.31	7.50
WinWinD WWD-3-103 IEC3	3000	88	103	3,797,540	0.02	11.31	7.50
WinWinD WWD-3-109IEC3	3000	80	109	3,954,935	0.02	10.10	7.50
WinWinD WWD-3-109IEC3	3000	88	109	4,034,409	0.02	10.10	7.50
WindWindD WinWinD 3	3000	120	120	4,534,031	0.02	8.33	7.50
WindWindD WinWinD 3	3000	90	120	4,544,195	0.02	8.33	7.50
WinWinD WWD-3-90	3000	80	90	3,377,252	0.02	14.81	8.50
WinWinD WWD-3-90	3000	88	90	3,433,489	0.02	14.81	8.50

Wind turbine	Nominal power (kW)	Hub height (m)	Rotor diameter (m)	Investment (€)	Variable O&M costs (€/kWh)	Turbine density (MW/km <sup>2</sup> )	IEC class max. wind speed (m/s)
Alstom ECO 100	3000	75	100	3,729,164	0.02	12.00	8.50
Alstom ECO 100	3000	90	100	3,856,625	0.02	12.00	8.50
Alstom ECO 110	3000	75	110	4,111,646	0.02	9.92	8.50
Alstom ECO 110	3000	90	110	4,263,160	0.02	9.92	8.50
Enercon E101	3050	135	101	4,076,432	0.02	11.96	8.50
Enercon E101	3050	149	101	4,167,091	0.02	11.96	8.50
Enercon E101	3050	99	101	3,843,799	0.02	11.96	8.50
Enercon E126	7500	135	127	15,047,379	0.02	18.60	10.00
Enercon E82 E3	3000	108	82	3,361,618	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E3	3000	138	82	3,496,884	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E3	3000	78	82	3,332,711	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E4	3000	78	82	3,332,711	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E4	3000	84	82	3,368,437	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E3	3000	85	82	3,374,391	0.02	17.85	10.00
Enercon E82 E3	3000	98	82	3,316,579	0.02	17.85	10.00
E.N.O. 114	3500	92	115	5,027,307	0.02	10.60	8.50
E.N.O. 114	3500	92	115	5,027,307	0.02	10.60	8.50
E.N.O. 114	3500	92	115	5,027,307	0.02	10.60	8.50
E.N.O. 126	3500	117	126	5,512,379	0.02	8.82	7.50
E.N.O. 126	3500	137	126	5,703,479	0.02	8.82	7.50

Πίνακας 3.6: Κόστος κεφαλαίου ανά μέρος ή τμήμα της Ανεμογεννήτριας [21]

Components in EUR/kW	(Bruehl 2012) p. 23*	(Douglas-Westwood 2012) p.15
Turbine incl. Tower	1594	1610
Fundament incl. Transition piece	814	582
Transformer / Converter station	179	622
Cables inside park	106	-
Project Management (survey, planning, approval)	526	-
Allotment, transport, installation	184	473
Others and unpredicted difficulties	361	-
<b>Total</b>	<b>3764</b>	<b>3653</b>

### 3.4.2 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες

Η ηλιακή ενέργεια τυπικά μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιώντας είτε φωτοβολταϊκές μονάδες είτε συγκεντρωμένη ηλιακή ενέργεια. Τα φωτοβολταϊκά (PV) πλαίσια αναφέρονται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αξιοποιώντας το φωτοβολταϊκό φαινόμενο σε συσκευές ημιαγωγών. Διακρίνονται στις εξής τρεις κατηγορίες [23]:

- Κρυσταλλικό πυρίτιο με υποκατηγορίες μονοκρυσταλλικό και πολυκρυσταλλικό. Φ/Β με βάση το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο μπορεί να παραχθεί με χαμηλή εισροή ενέργειας. Η αποδοτικότητα κυμαίνεται γύρω στο 16% για συσκευές στη μαζική αγορά. Φ/Β βασισμένα σε μονοκρυσταλλικά εμφανίζουν υψηλές αποδόσεις άνω του 20%.
- Λεπτές μεμβράνες όπως CdTe (τελλουρίδιο καδμίου), άμορφο πυρίτιο, μικροκρυσταλλικό πυρίτιο ή σεληνίδιο/θειούχο γάλλιο ινδίου χαλκού (CIGS). Το άμορφο πυρίτιο έχει το υψηλότερο μερίδιο αγοράς και παρουσιάζει αποτελεσματικότητα έως και 7%.
- Νέες τεχνολογίες και άλλα. Οργανικές ηλιακές κυψέλες (OSC) και βαφή. Τα ευαισθητοποιημένα ηλιακά πάνελ (DSSC) έχουν πρόσφατα υπερβεί το 12% της εργαστηριακής απόδοσης. Παρά την υποσχόμενη πρόοδο όσον αφορά την κλιμάκωση προς μεγαλύτερες περιοχές και την αύξηση διάρκειας ζωής, η εμπορικότητα δεν έχει ακόμη επιτευχθεί. Οι Πίνακες 3.7, 3.8 και 3.9 παρουσιάζουν το Εκτιμώμενο Κόστος Κεφαλαίου, και το Σταθερό και Μεταβλητό Κόστος Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών.

Ο Πίνακας 3.7, 3.8 και 3,9 παρουσιάζουν τα αντίστοιχα κόστη των Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών.

Πίνακας 3.7: Εκτιμώμενο Κόστος Κεφαλαίου, Σταθερό και Μεταβλητό Κόστος Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών [21]

	Capital cost in EUR/kW	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV	(EWI et al. 2010) table 2.4.2-1	-	-	1375	-	1085	-	1015	-	1000
PV	(VGB PowerTech 2011a)	2600-3200	-	-	-	1700	-	-	-	1700
PV	(WWF 2011)	3300	-	1400	-	700	-	500	-	400
PV	(Peter & Lehmann 2008)	4477	-	2456	-	1884	-	-	-	-
PV	(Greenpeace 2010) p.55	-	1958	1332	-	770	-	589	-	571
PV	(Greenpeace 2012) p.63	-	1725	1238	-	960	-	780	-	795
PV	(EC 2011) p.67	4169	-	2678	-	1710	-	-	-	1366
PV	(Zweibel 2010) p.7529	2255	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	(ECF 2010) Appendix A, p.3	2400-2700	-	-	-	1000-1400	-	-	-	800-1200
PV <10kW	(Seel et al. 2013) p.9	3195-5195	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, <50kW	(Arup 2011) table 35	3278 - 6096	2959 - 4832	2077 - 3862	1781 - 3311	1604 - 2984	-	-	-	-
PV, >50kW	(Arup 2011) table 36	2248 - 4483	1782 - 3553	1424 - 2840	1220 - 2435	1100 - 2195	-	-	-	-
PV, open area	(DLR & SRU 2010) table 9.1	2470	-	1000	-	770	-	725	-	695
PV, open area	(IEA et al. 2010) table 3.7d, Germ.	2505	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, large	(IEA 2011b)	2175	-	1695	-	-	1290	-	-	-
PV, large	(DII 2012) p.43	2100	-	-	-	-	-	-	-	700
PV, large	(Breyer & Gerlach 2012) table II	2400	-	970-1240	-	-	-	-	-	-
PV, base	(EWI 2012) table 8	3000	-	1796	-	1394	-	1261	-	1199
PV, building	(IEA 2011b)	2910	-	1928	-	-	1530	-	-	-
PV, roof	(Wissel et al. 2008) table 2.1	5200	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, roof	(DLR & SRU 2010) table 9.1	3120	-	1430	-	1100	-	1030	-	985
PV, roof	(EWI 2012) table 8	3500	-	2096	-	1627	-	1471	-	1399
PV, roof	(IEA et al. 2010) table 3.7d, Germ.	2898	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, roof	(Breyer & Gerlach 2012) table I	2700	-	1090-1400	-	-	-	-	-	-

	Capital cost in EUR/kW	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV, amorphous	(Wagner 2004) table 11.16	5500-6500	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, polycrystalline	(Wagner 2004) table 11.16	6550-7300	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP	(IEA 2011b)	5370	-	3743	-	-	2813	-	-	-
CSP	(VGB PowerTech 2011a)	3000-3500	-	2000	-	-	2000	-	-	-
CSP	(WWF 2011) p.207	4400	-	3300	-	2500	-	2100	-	1900
CSP	(Peter & Lehmann 2008)	3978	-	3160	-	2667	-	-	-	-
CSP	(Greenpeace 2010) p.55	-	4182	3783	-	3197	-	3150	-	3120
CSP	(Greenpeace 2012) p.63	-	6075	4950	-	4313	-	3975	-	3600
CSP	(EC 2011) p.67	5562	-	4450	-	2959	-	-	-	1739
CSP, including storage	(ECF 2010) Appendix A, p.3	4000-6000	-	-	-	2900-3500	-	-	-	2200-2600
CSP, solar field	(DLR & SRU 2010) table 9.2, /kWel	1703	-	1078	-	817	-	726	-	681
CSP, power block	(DLR & SRU 2010) table 9.2	1150	-	1060	-	1006	-	985	-	971
CSP 7000m <sup>2</sup> , no storage	(EWI 2012)Table 8	3722	-	2220	-	1700	-	1400	-	1290
CSP, storage	(Black & Veatch 2012) table 27	5308	5112	4910	4451	3992	3534	3534	3534	3534
CSP, 8h storage	(DII 2012) p.43	6000	-	-	-	-	-	-	-	2000
CSP 11000 m <sup>2</sup> , 20 MWh storage	(EWI 2012)Table 8	6794	-	3437	-	2300	-	2100	-	1963
CSP, no storage	(Black & Veatch 2012) table 26	3692	3549	3414	3271	3135	2998	2857	2722	2579
CSP 16000 m <sup>2</sup> , 40 MWh storage	(EWI 2012)Table 8	10082	-	5500	-	3800	-	3100	-	2693

Πίνακας 3.8: Εκτιμώμενο Μεταβλητό Λειτουργικό Κόστος Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών [21]

	Variable O&M cost in EUR/MWh	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV, open field	(IEA et al. 2010) table 3.7d	22 - 40	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, building	(IEA et al. 2010) table 3.7d	22 - 46	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	(DLR & SRU 2010) table 9.1	0	-	0	-	0	-	0	-	0
PV	(Wagner 2004) table 11.16, 6% disc.	0	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	(Zweibel 2010) p.7529	0	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	(ECF 2010) Appendix A, p.4	0	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP	(IEA et al. 2010) table 3.7d	20 - 27	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP	(DLR & SRU 2010) table 9.2	0	-	0	-	0	-	0	-	0
CSP	(ECF 2010) Appendix A, p.4	0	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP, storage	(Black & Veatch 2012) table 26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP, no storage	(Black & Veatch 2012) table 27	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Πίνακας 3.9: Εκτιμώμενο Σταθερό Λειτουργικό Κόστος Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών [21]

	Fixed O&M cost in EUR/kWa	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV	(EWI et al. 2010) table 2.4.2-1	-	-	29	-	28	-	27	-	26
PV	(VGB PowerTech 2011a)	26-32	-	17	-	17	-	-	-	-
PV	(ECF 2010) Appendix A, p.3	20-25	-	-	-	-	-	-	-	-
PV open	(DLR & SRU 2010) table 9.1	25	-	10	-	8	-	7	-	7
PV	(Wagner 2004) table 11.16	0	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	(Zweibel 2010)	11.3	-	-	-	-	-	-	-	-
PV, <50kW	(Arup 2011) table 38	20 - 85	20 - 85	20 - 85	20 - 85	20 - 85	-	-	-	-
PV, >50kW	(Arup 2011) table 39	32 - 19	32 - 19	32 - 19	32 - 19	32 - 19	-	-	-	-
PV, open field	(DLR and SRU, 2010) table 9.1	25	-	10	-	8	-	7	-	7
PV, large	(IEA 2011b)	33	-	25.5	-	-	19.5	-	-	-
PV,	(DII 2012) p. 43	-	-	-	-	-	-	-	-	19



	Fixed O&M cost in EUR/kWa	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
large										
PV, large	(Breyer & Gerlach 2012) p.123	36	-	14.55-18.6	-	-	-	-	-	-
PV, building	(IEA 2011b)	43.5	-	29.3	-	23.3	-	-	-	-
PV, roof	(DLR & SRU 2010) table 9.1	16	-	7	-	6	-	5	-	5
PV, roof	(Breyer & Gerlach 2012) p.123	40.5	-	16.35-21						
CSP	(IEA 2011b)	214.5	-	150	-	104.3	-	-	-	-
CSP	(VGB PowerTech 2011a)	60-70	-	40	-	40	-	-	-	-
CSP, 8h storage	(DII 2012) p. 43	-	-	-	-	-	-	-	-	45
CSP, with storage	(ECF 2010) Appendix A, p.4	180-220	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP, solar field	(DLR & SRU 2010) table 9.2	16	-	10	-	8	-	7	-	6
CSP, power block	(DLR & SRU 2010) table 9.2	29	-	27	-	25	-	25	-	24
CSP, storage	(DLR & SRU 2010) table 9.2	1.3	-	1.0	-	0.7	-	0.7	-	0.6
CSP, storage	(Black & Veatch 2012) table 26	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
CSP, no storage	(Black & Veatch 2012) table 27	38	38	38	38	38	38	38	38	38

Τέλος, ο Πίνακας 3.10 παρουσιάζει Κόστος κεφαλαίου ανά μέρος ή τμήμα Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών

Πίνακας 3.10 : Κόστος κεφαλαίου ανά μέρος ή τμήμα Φωτοβολταϊκών Συστοιχιών [21]

Components in EUR/kW	(MacDonald 2011)	(Black & Veatch 2012)
Project development	360	
Modules	1740	1053
Inverters	540	180
Installation (electrical and civil) works	360	
Balance of Plant (BoP)	420	139
Structures		609
Engineering, procurement, construction management services		41
Owner's cost		105
<b>Total</b>	<b>3420</b>	<b>2128</b>

## 3.5 Συμβατικές Μορφές Ενέργειας

### 3.5.1 Φυσικό Αέριο

Το φυσικό αέριο έχει αρκετά πλεονεκτήματα ως καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με άλλες συμβατικές μορφές ενέργειας. Αν και οι συμπαραγωγοί φαίνονται καλά ενήμεροι για τα πλεονεκτήματα του αερίου, οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας δεν έχουν ακόμη υιοθετήσει τη χρήση φυσικού αερίου για νέους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Κάποια από τα πλεονεκτήματά του είναι [24]:

- Το φυσικό αέριο είναι πιο καθαρό από περιβαλλοντική άποψη.
- Το φυσικό αέριο είναι άφθονο.
- Οι τιμές του φυσικού αερίου είναι ανταγωνιστικές και αναμένεται να παραμείνουν έτσι στο μέλλον.
- Τα συνολικά οικονομικά κόστη για νέες εγκαταστάσεις φυσικού αερίου είναι αρκετά συγκρίσιμες με άλλες εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν άλλα ορυκτά καύσιμα.
- Οι εγκαταστάσεις με αέριο είναι μικρότερες σε χώρο, πιο αποδοτικές, και έχουν σύντομους χρόνους παράδοσης.

Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής ανοικτού κύκλου με καύση φυσικού αερίου μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε δύο υποομάδες [21], [24]:

1. Ατμοστρόβιλοι
2. Τουρμπίνες καύσης.

Οι ατμοστρόβιλοι είναι πιο αποτελεσματικοί από τους αντίστοιχους με τουρμπίνα. Το κόστος κεφαλαίου για έναν στρόβιλο καύσης είναι περίπου 400 EUR/kW στις περισσότερες μελέτες. Τα χαρακτηριστικά του υλικού περιορίζουν τη θερμότητα στη διαδικασία του στρόβιλου καύσης αερίου στους 1200 °C είσοδος και 600 °C στην έξοδο. Η καθαρή απόδοση της μετατροπής ενέργειας είναι λίγο μεγαλύτερη από 30%. Όταν και οι δύο τύποι στρόβιλων, ο ατμός και η καύση, συνδυάζονται σε διαδοχικούς κύκλους, αναφερόμαστε στην τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου (CCGT) που εμφανίζει αθροιστικά αποδόσεις έως και 61%.

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύση αερίου κυμαίνονται μεταξύ 625 EUR/kW για συμβατικούς τύπους και 1210 EUR/kW για προηγμένες εγκαταστάσεις. Οι επενδύσεις σε νέες εγκαταστάσεις μπορούν να αποφευχθούν με μετατροπές υφιστάμενων

εγκαταστάσεων, το κόστος των οποίων είναι πολύ συγκεκριμένο για κάθε περίπτωση. Οι Πίνακες 3.11 και 3.12 παρουσιάζουν το κόστος επένδυσης και το σταθερό και μεταβλητό κόστος σε €/KWανά τύπο σταθμού αντίστοιχα.

Πίνακας 3.11: Εκτιμώμενο επένδυσης Κόστος Σταθμών Παραγωγής με Φυσικό Αέριο [21]

<b>Capital cost CAPEX in EUR/kW</b>	<b>Combined Cycle New</b>	<b>Combined Cycle Old</b>	<b>Combustion Turbine New</b>	<b>Combustion Turbine Old</b>	<b>Steam Turbine</b>
(IEA et al. 2010) p. 48	790-1210	-	390-400	-	-
(VGB PowerTech 2011a)	800	-	650	-	-
(Capros 2011) p. 34	800	625	402	-	920
(IEA 2011b)	675	-	375	-	-
(Black & Veatch 2012) table 2	925	-	489	-	-
(RWI 1997) p.14	972		730		
(Matthes & Ziesing 2011) p.31	969-777		408-541		-
(DII 2012) p.36 (for 2050)	750	-	380	-	-
(ECF 2010) Appendix A, p.3	700-800				

Πίνακας 3.12: Εκτιμώμενο σταθερό και μεταβλητό Κόστος Σταθμών Παραγωγής με Φυσικό Αέριο [21]

<b>Fixed O&amp;M cost OPEX in EUR/kW a</b>	<b>Combined Cycle New</b>	<b>Combined Cycle Old</b>	<b>Combustion Turbine New</b>	<b>Combustion Turbine Old</b>	<b>Steam Turbine</b>
(VGB PowerTech 2011a)	20	-	19.5	-	-
(Capros 2011) p.34 *	20.0	15.6	11.9	-	16.6
(IEA 2011b)	17	-	15	-	-
(Wagner 2004) pp.112-117	-	-	9.19-12.29	11.07-14.77	-

<b>Variable O&amp;M cost OPEX in EUR/MWh</b>	<b>Combined Cycle New</b>	<b>Combined Cycle Old</b>	<b>Combustion Turbine New</b>	<b>Combustion Turbine Old</b>	<b>Steam Turbine</b>
(IEA et al. 2010) table 3.7c, 5%	~ 5	~ 2.8-5	~ 4	-	-
(Capros 2011) p.34 *	2.0	2.1	2.1	-	2.1
(Traber & Kemfert 2011)	1.3	-	1.5	-	1.5
(Wagner 2004) pp.112-117	-	-	1.2	1.2	-

## Κεφάλαιο 4 Μελέτη Και Ανάλυση Σεναρίων

### 4.1 Περιγραφή των Σεναρίων

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται και αναλύονται όλα τα σενάρια που σχεδιάστηκαν στο λογισμικό Leap. Όλα τα σενάρια που υλοποιήθηκαν βασίστηκαν σε στοιχεία του ΕΣΜΗΕ και στη συνέχεια προσαρμόστηκαν καταλλήλως με σκοπό την εξαγωγή των απαιτούμενων συμπερασμάτων. Ο Πίνακα 4.1 παρουσιάζει τα απαιτούμενα σενάρια.

Πίνακας 4.1: Παρουσίαση των σεναρίων που μελετήθηκαν

<i>A/A</i>	<i>SCENARIO</i>	<i>TOTAL LOAD</i>	<i>RENEWABLES CAPACITY INCREASE</i>	<i>NATURAL GAS CAPACITY INCREASE</i>
1	IPTO_ESEK	Medium	Base	Base
2	MLB	Medium	Low	Base
3	MMB	Medium	Medium	Base
4	MHB	Medium	High	Base
5	MBL	Medium	Base	Low
6	MBM	Medium	Base	Medium
7	MBH	Medium	Base	High
8	IPTO_HIGH DEMAND	High	Base	Base
9	HLB	High	Low	Base
10	HMB	High	Medium	Base
11	HHB	High	High	Base
12	HBL	High	Base	Low
13	HBM	High	Base	Medium
14	HBH	High	Base	High

Η διείδυση που αντιστοιχεί σε κάθε σενάριο που μελετάται είναι η ακόλουθη:

- **B** που αντιστοιχεί στο **Base: 0 %**
- **L** που αντιστοιχεί στο **Low Increase: 5 %**
- **M** που αντιστοιχεί στο **Medium Increase: 8 %**
- **H** που αντιστοιχεί στο **High Increase: 10 %**

Τα ποσοστά που εισήχθησαν ανάλογα τη χρονιά και το είδος των καταναλωτών παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.2, 4.3, 4.4 και 4.5:

Πίνακας 4.2: Demand Agriculture Percentage

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4,77	4,76	3,96	2,84	2,82	2,8	2,78	2,76	2,74	2,72

Πίνακας 4.3: Demand Commercial and Public Services Percentage

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
27,75	28,28	28,81	29,45	29,75	29,98	30,21	30,44	30,67	30,9

Πίνακας 4.4: Demand Household Percentage

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
35,27	35,63	35,99	36,47	36,53	36,61	36,69	36,77	36,85	36,93

Πίνακας 4.5: Demand Industry Percentage

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
31,42	31,33	31,24	31,24	30,9	30,61	30,32	30,03	29,74	29,45

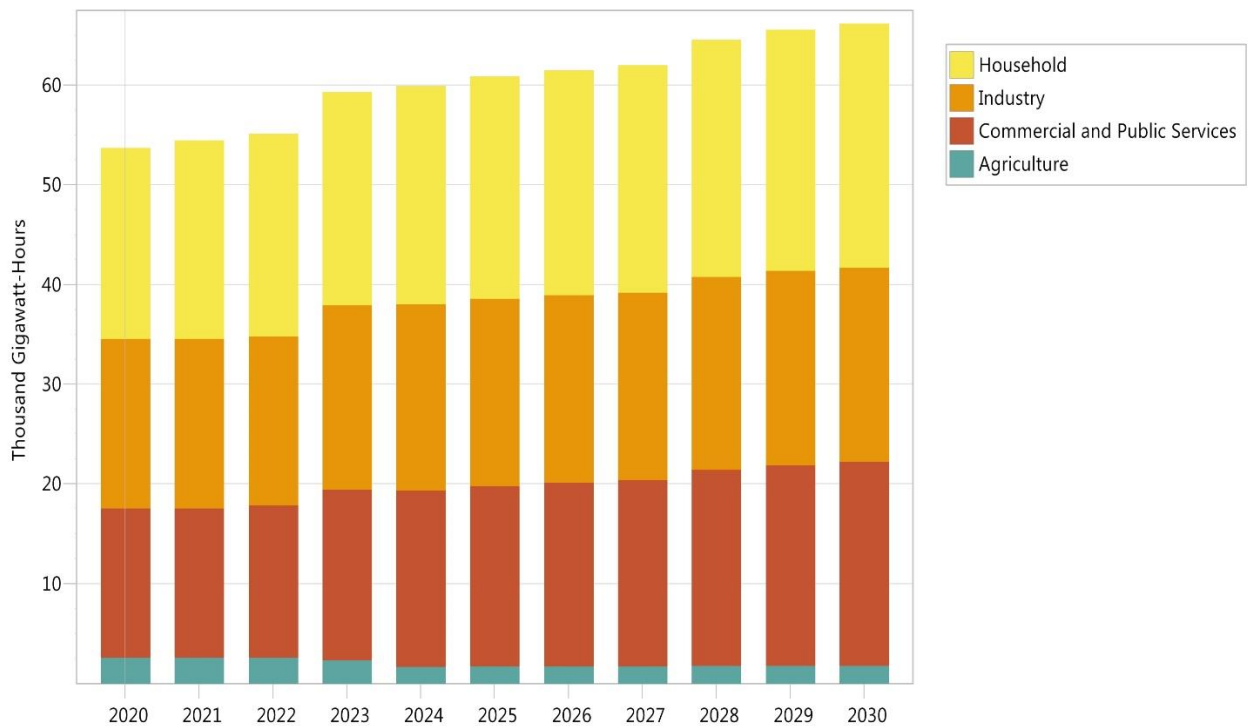
## 4.6 Σενάριο Υψηλής Ζήτησης

Το σενάριο Υψηλής Ζήτησης παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.6 και στο Σχήμα 4.1.

Πίνακας 4.6: Σενάριο Υψηλής Ζήτησης

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Household</b>						
	19.1	19.9	20.3	21.3	21.8	22.2
<b>Industry</b>						
	17.0	17.0	16.9	18.5	18.7	18.8
<b>Commercial and Public</b>						
<b>Services</b>	15.0	15.0	15.3	17.1	17.6	18.1
<b>Agriculture</b>						
	2.6	2.6	2.6	2.3	1.7	1.7
<b>Total</b>						
	53.7	54.5	55.1	59.3	59.9	60.8
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>-</b>
<b>Household</b>						-
	22.5	22.7	23.7	24.2	24.4	
<b>Industry</b>						-
	18.8	18.8	19.4	19.5	19.5	
<b>Commercial and Public</b>						-
<b>Services</b>	18.4	18.7	19.6	20.1	20.4	
<b>Agriculture</b>						-
	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	
<b>Total</b>						-
	61.5	62.0	64.5	65.5	66.2	

Energy Demand Final Units  
Scenario: IPTO\_High\_Demand, All Fuels



Σχήμα 4.1: Σενάριο Υψηλής Ζήτησης

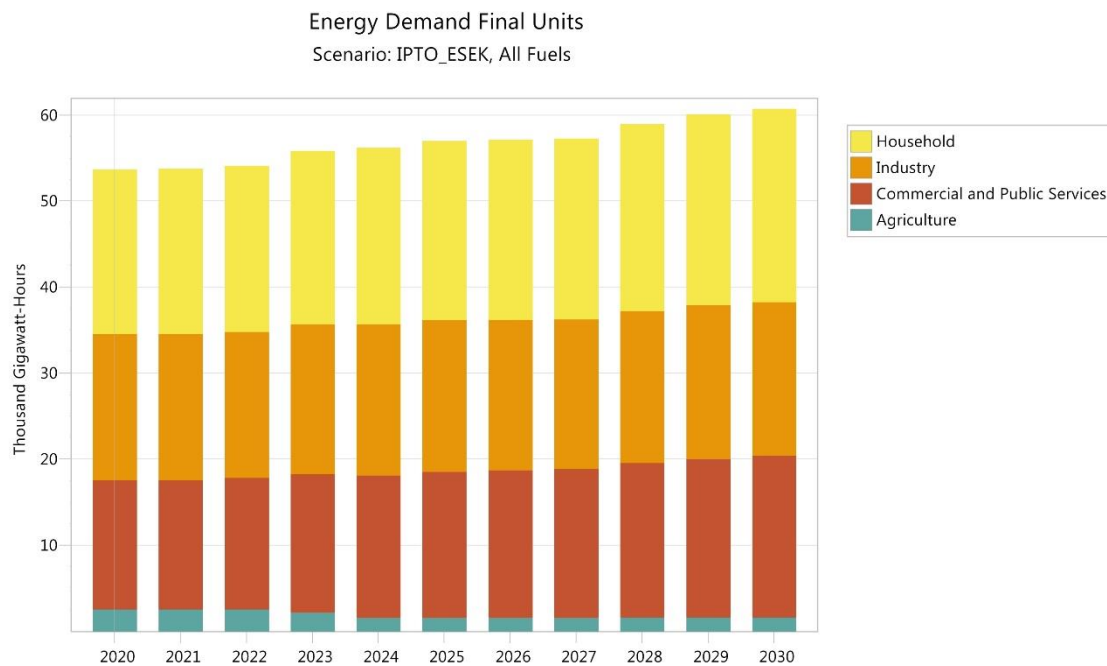
#### 4.7 Σενάριο Αναφοράς (Esek load)

Το σενάριο Αναφοράς παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.7 και στο Σχήμα 4.2.

Πίνακας 4.7: Σενάριο Αναφοράς

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Household</b>	19.1	19.2	19.3	20.1	20.5	20.8
<b>Industry</b>	17.0	17.0	16.9	17.4	17.6	17.6
<b>Commercial and Public Services</b>	15.0	15.0	15.3	16.1	16.6	17.0
<b>Agriculture</b>	2.6	2.6	2.6	2.2	1.6	1.6

<b>Total</b>	<b>53.7</b>	<b>53.8</b>	<b>54.1</b>	<b>55.8</b>	<b>56.2</b>	<b>57.0</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>-</b>
<b>Household</b>	<b>20.9</b>	<b>21.0</b>	<b>21.7</b>	<b>22.1</b>	<b>22.4</b>	<b>-</b>
<b>Industry</b>	<b>17.5</b>	<b>17.4</b>	<b>17.7</b>	<b>17.9</b>	<b>17.9</b>	<b>-</b>
<b>Commercial and Public</b>	<b>17.1</b>	<b>17.3</b>	<b>17.9</b>	<b>18.4</b>	<b>18.8</b>	<b>-</b>
<b>Services</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.7</b>	<b>-</b>
<b>Agriculture</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.6</b>	<b>1.7</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>57.1</b>	<b>57.3</b>	<b>58.9</b>	<b>60.1</b>	<b>60.7</b>	<b>-</b>



Σχήμα 4.2: Σενάριο Αναφοράς



## 4.8 Παρουσίαση Πινάκων ανά σενάριο

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται λεπτομερώς τα σενάρια που υλοποιήθηκαν και σε κάθε περίπτωση παρουσιάζονται οι Πίνακες και τα αντίστοιχοι Σχήματα. Πιο συγκεκριμένα, έχουμε τα εξής:

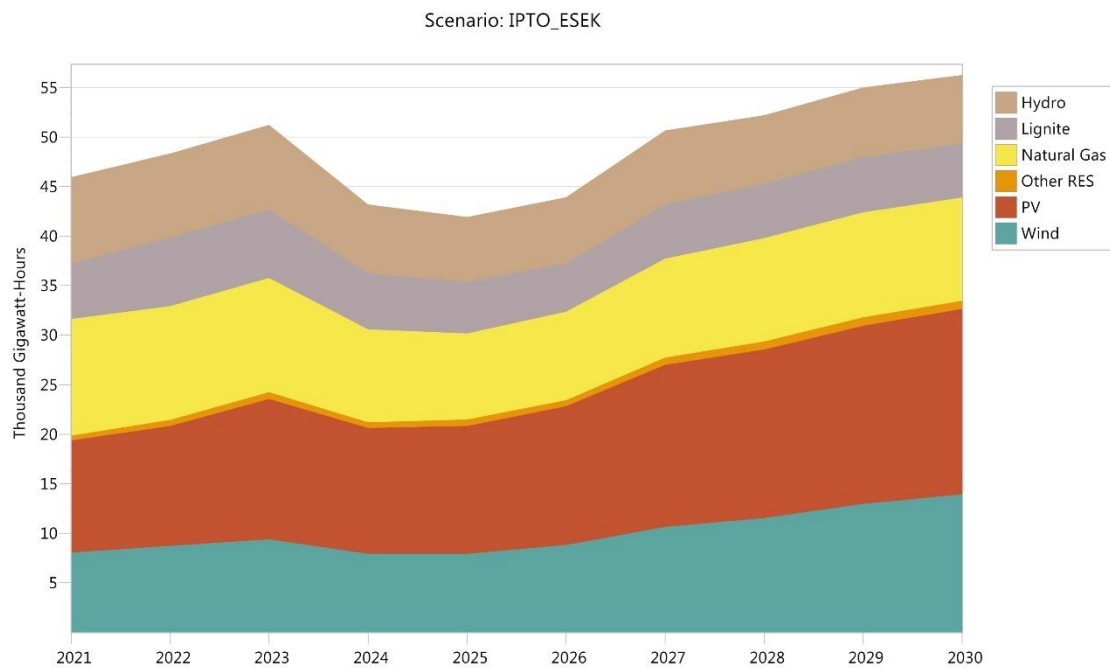
### 4.8.1 Σενάριο No1: IPTO\_ESEK

Με βάση το πρώτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική ζήτηση ενέργειας ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 GWh το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως και των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Το σενάριο No 1 παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.8 και στο Σχήμα 4.3.

Πίνακας 4.8: Σενάριο IPTO\_ESEK

<i>Branch</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>Hydro</i>	8.7	8.5	8.5	7.0	6.5
<i>Lignite</i>	5.6	6.9	6.9	5.6	5.2
<i>Natural</i>					
<i>Gas</i>	11.8	11.5	11.5	9.4	8.7
<i>Other</i>					
<i>RES</i>	0.5	0.6	0.7	0.6	0.6
<i>PV</i>	11.3	12.1	14.2	12.7	12.9
<i>Wind</i>	8.1	8.7	9.4	7.9	7.9
<i>Total</i>	45.9	48.3	51.2	43.2	41.9
<i>Branch</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>	<i>2028</i>	<i>2029</i>	<i>2030</i>

<b>Hydro</b>	6.6	7.5	6.9	7.0	6.9
<b>Lignite</b>	4.9	5.5	5.5	5.6	5.4
<b>Natural Gas</b>	8.9	10.0	10.4	10.6	10.4
<b>Other RES</b>	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8
<b>PV</b>	14.0	16.4	17.0	18.0	18.8
<b>Wind</b>	8.8	10.7	11.5	12.9	13.9
<b>Total</b>	43.9	50.7	52.2	55.0	56.2



Σχήμα 4.3: Σενάριο IPTO\_ESEK

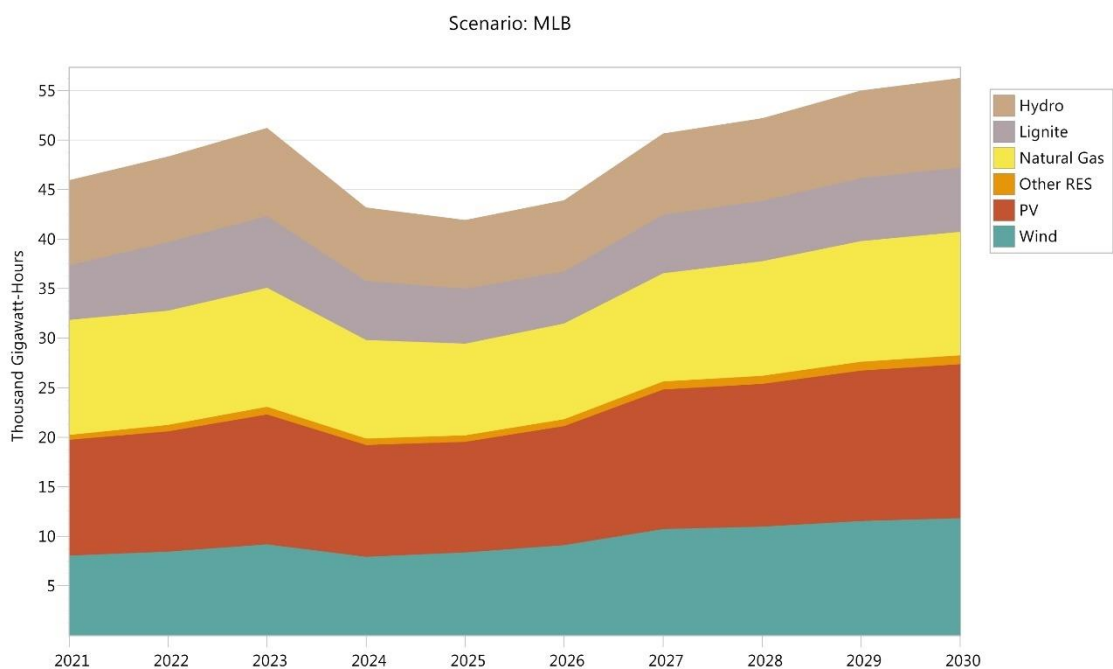
#### 4.8.2 Σενάριο Νο2: MLB

Με βάση το δεύτερο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 5% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Το σενάριο Νο 2 παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.9 και στο Σχήμα 4.4.

Πίνακας 4.9: Σενάριο MLB

<b>Branch</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Hydro</b>	8.6	8.6	8.9	7.4	6.9
<b>Lignite</b>	5.5	7.0	7.2	6.0	5.6
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	11.6	11.6	12.0	9.9	9.2
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.5	0.6	0.8	0.6	0.7
<b>PV</b>	11.7	12.2	13.1	11.3	11.2
<b>Wind</b>	8.1	8.4	9.2	7.9	8.4
<b>Total</b>	45.9	48.3	51.2	43.2	41.9
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>	7.2	8.2	8.3	8.8	9.0
<b>Lignite</b>	5.3	6.0	6.1	6.4	6.5
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	9.6	10.9	11.6	12.2	12.5

<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.0</b>	<b>14.1</b>	<b>14.4</b>	<b>15.2</b>	<b>15.6</b>
<b>Wind</b>					
	<b>9.1</b>	<b>10.7</b>	<b>11.0</b>	<b>11.5</b>	<b>11.8</b>



Σχήμα 4.4: Σενάριο MLB

#### 4.8.3 Σενάριο Νο3: MMB

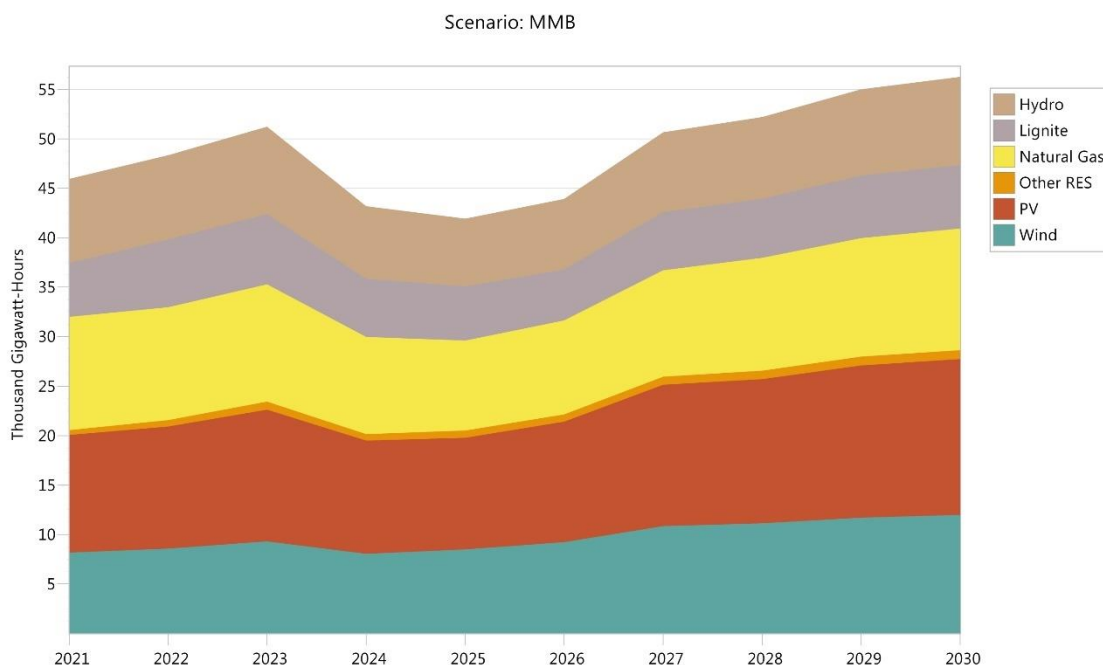
Με βάση το τρίτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 8% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Το σενάριο Νο 3 παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.10 και στο Σχήμα 4.5.

Πίνακας 4.10: Σενάριο MMB

<b>Branch</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Hydro</b>	8.5	8.5	8.8	7.3	6.8
<b>Lignite</b>	5.5	6.9	7.1	5.9	5.5
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	11.4	11.4	11.9	9.8	9.1
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.5	0.6	0.8	0.7	0.7
<b>PV</b>	11.9	12.3	13.3	11.5	11.3
<b>Wind</b>	8.2	8.6	9.3	8.0	8.5
<b>Total</b>	45.9	48.3	51.2	43.2	41.9
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>	7.1	8.1	8.2	8.7	8.9
<b>Lignite</b>	5.2	5.9	6.0	6.3	6.4
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	9.5	10.8	11.4	12.0	12.3
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
<b>PV</b>	12.2	14.3	14.6	15.4	15.8
<b>Wind</b>	9.2	10.9	11.1	11.7	12.0

**Total**

**43.9    50.7    52.2    55.0    56.2**



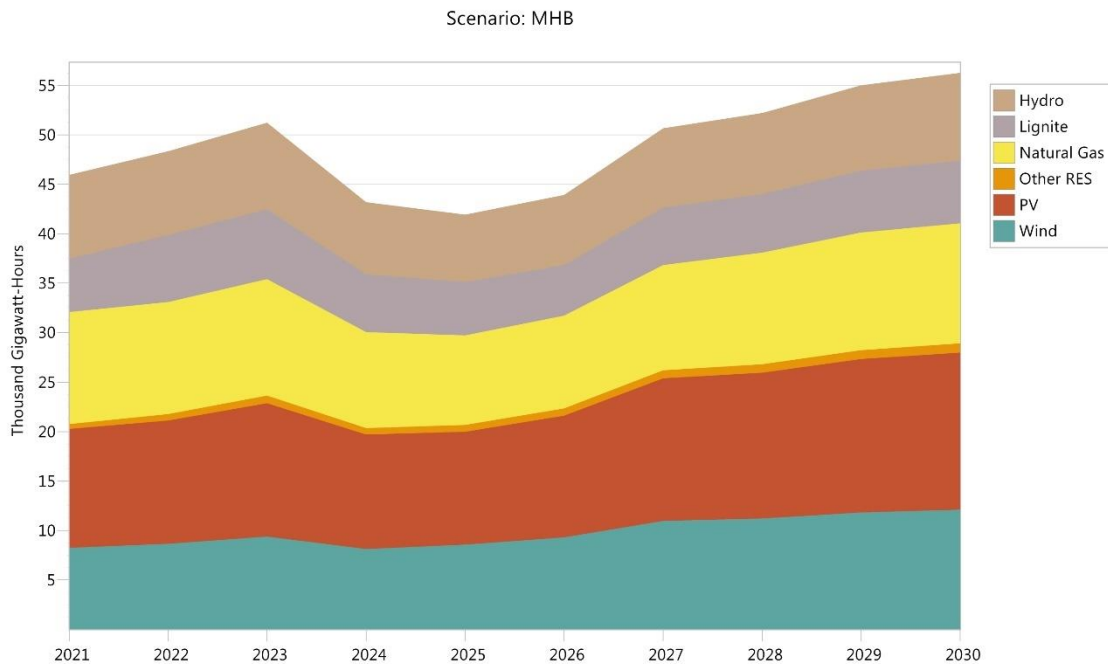
Σχήμα 4.5: Σενάριο MMB

#### 4.8.4 Σενάριο No4: MHB

Με βάση το τέταρτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 10% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Τα δεδομένα του σεναρίου. Το σενάριο No 4 παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.11 και στο Σχήμα 4.6.

Πίνακας 4.11: Σενάριο ΜΗΒ

<b>Branch</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Hydro</b>	8.4	8.4	8.8	7.3	6.8
<b>Lignite</b>	5.4	6.8	7.1	5.8	5.4
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	11.3	11.3	11.7	9.7	9.0
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.5	0.6	0.8	0.7	0.7
<b>PV</b>	12.0	12.5	13.5	11.6	11.4
<b>Wind</b>	8.3	8.7	9.4	8.1	8.6
<b>Total</b>	45.9	48.3	51.2	43.2	41.9
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>	7.0	8.0	8.2	8.6	8.8
<b>Lignite</b>	5.1	5.8	5.9	6.3	6.3
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	9.4	10.7	11.3	11.9	12.2
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
<b>PV</b>	12.3	14.4	14.7	15.5	15.9
<b>Wind</b>	9.3	11.0	11.2	11.8	12.1
<b>Total</b>	43.9	50.7	52.2	55.0	56.2



Σχήμα 4.6: Σενάριο MHB

#### 4.8.5 Σενάριο No5: MBL

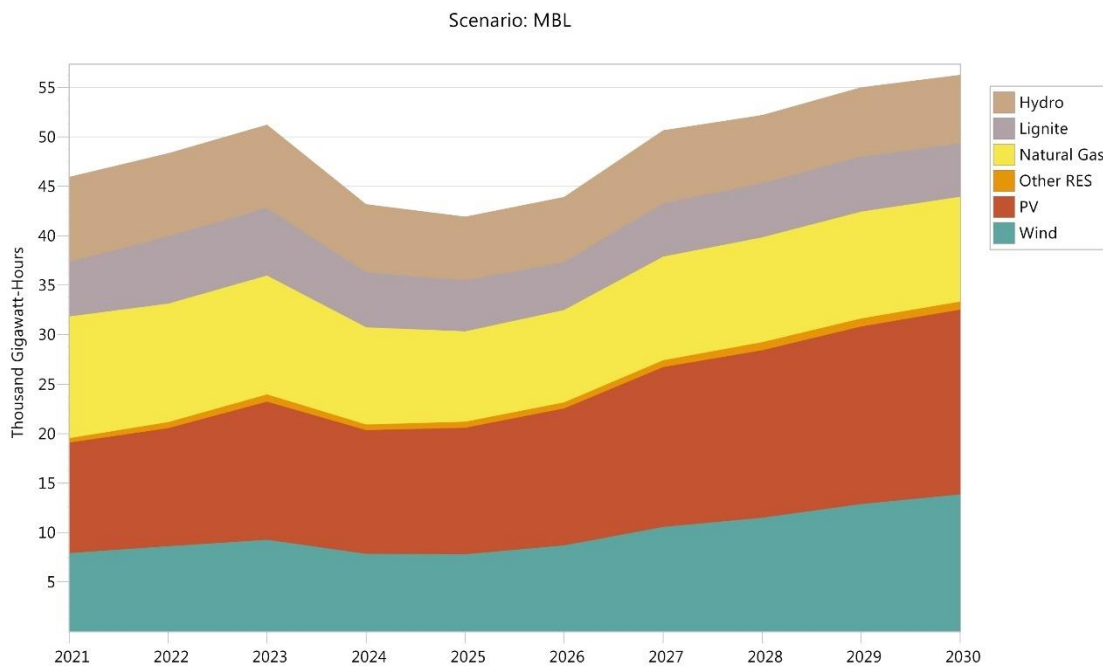
Με βάση το πέμπτο σενάριο που αναλύεται και παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 5%. Τα δεδομένα του σεναρίου No 5 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.12 και στο Σχήμα 4.7.

Πίνακας 4.12: Σενάριο MLB

<i>Branch</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Hydro</i></b>	<b>8.6</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>6.9</b>	<b>6.4</b>
<b><i>Lignite</i></b>	<b>5.5</b>	<b>6.8</b>	<b>6.8</b>	<b>5.6</b>	<b>5.2</b>



<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>12.3</b>	<b>12.0</b>	<b>12.0</b>	<b>9.8</b>	<b>9.1</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.2</b>	<b>12.0</b>	<b>14.0</b>	<b>12.5</b>	<b>12.8</b>
<b>Wind</b>					
	<b>7.9</b>	<b>8.6</b>	<b>9.3</b>	<b>7.8</b>	<b>7.8</b>
<b>Total</b>					
	<b>45.9</b>	<b>48.3</b>	<b>51.2</b>	<b>43.2</b>	<b>41.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>6.6</b>	<b>7.4</b>	<b>6.9</b>	<b>7.0</b>	<b>6.9</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>4.8</b>	<b>5.4</b>	<b>5.5</b>	<b>5.6</b>	<b>5.4</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>9.3</b>	<b>10.5</b>	<b>10.6</b>	<b>10.8</b>	<b>10.6</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>
<b>PV</b>					
	<b>13.8</b>	<b>16.2</b>	<b>16.9</b>	<b>18.0</b>	<b>18.7</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.7</b>	<b>10.5</b>	<b>11.5</b>	<b>12.9</b>	<b>13.9</b>
<b>Total</b>					
	<b>43.9</b>	<b>50.7</b>	<b>52.2</b>	<b>55.0</b>	<b>56.2</b>



Σχήμα 4.7: Σενάριο MBL

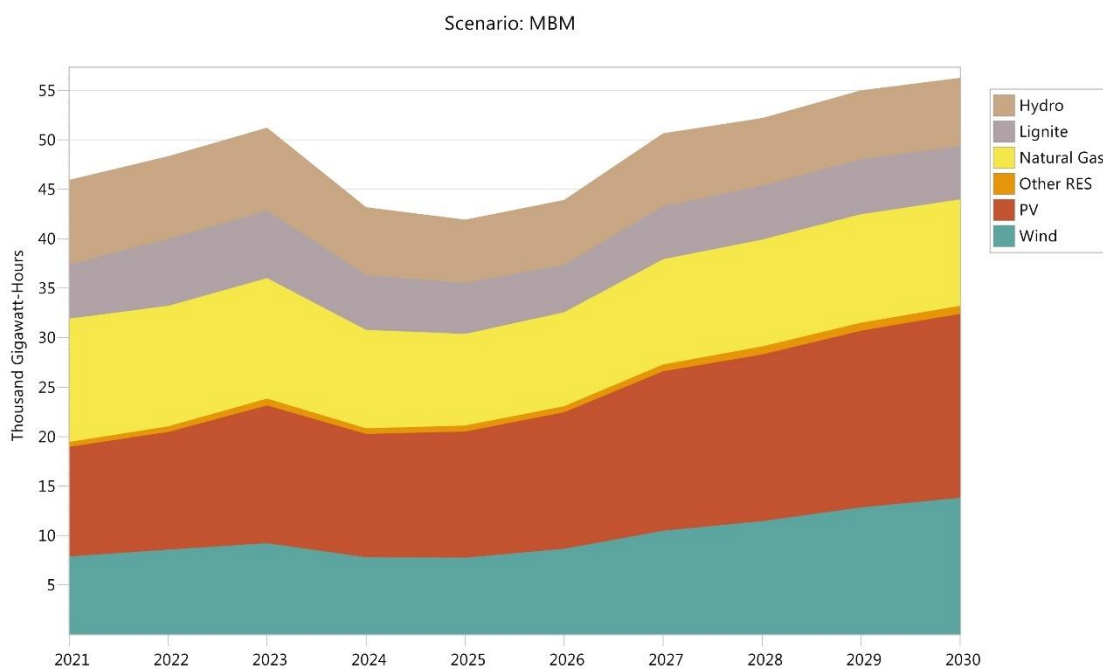
#### 4.8.6 Σενάριο Νο6: MBM

Με βάση το έκτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 8%. Τα δεδομένα του σεναρίου Νο 6 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.13 και στο Σχήμα 4.8.

Πίνακας 4.13: Σενάριο IPTO\_ESEK

<b>Branch</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Hydro</b>	8.5	8.3	8.4	6.8	6.4
<b>Lignite</b>	5.5	6.8	6.8	5.5	5.2
<b>Natural Gas</b>	12.5	12.2	12.2	10.0	9.3

<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.5	0.6	0.7	0.6	0.6
<b>PV</b>					
	11.1	11.9	13.9	12.5	12.7
<b>Wind</b>					
	7.9	8.6	9.2	7.8	7.8
<b>Total</b>					
	45.9	48.3	51.2	43.2	41.9
<b>Branch</b>	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Hydro</b>					
	6.5	7.3	6.8	7.0	6.8
<b>Lignite</b>					
	4.8	5.4	5.5	5.5	5.4
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	9.5	10.6	10.8	11.0	10.8
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8
<b>PV</b>					
	13.8	16.1	16.9	17.9	18.6
<b>Wind</b>					
	8.7	10.5	11.4	12.8	13.8
<b>Total</b>					
	43.9	50.7	52.2	55.0	56.2



Σχήμα 4.8: Σενάριο MBM

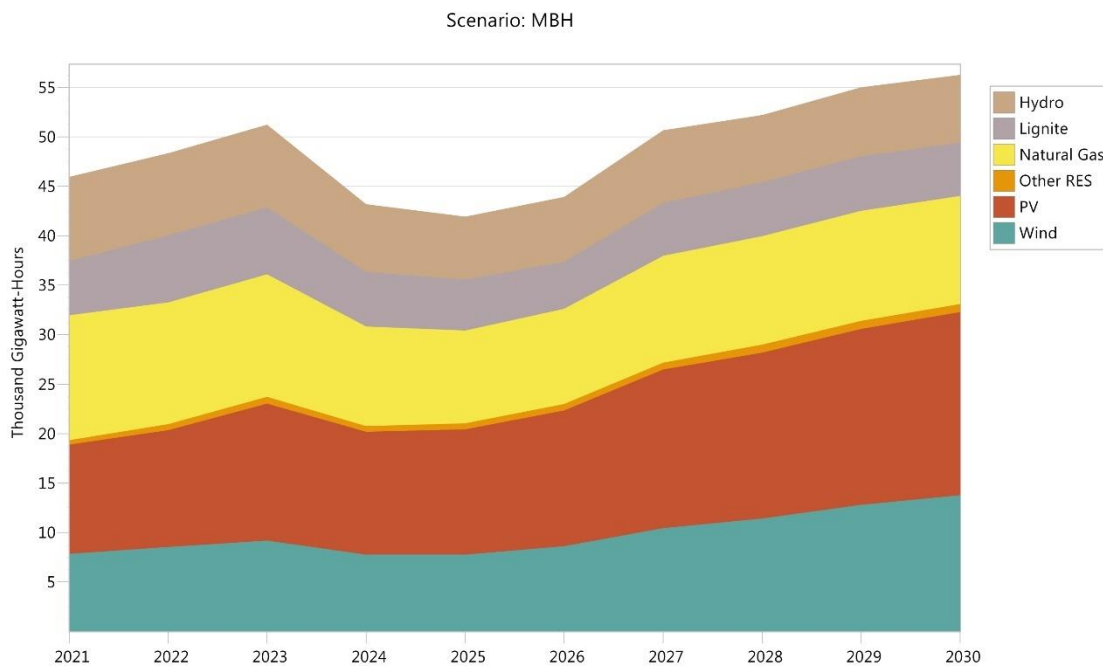
#### 4.8.7 Σενάριο No7: MBH

Με βάση το έβδομο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 45.9 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 56.2 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την μέση-κανονική ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 10%. Τα δεδομένα του σεναρίου No 7 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.14 και στο Σχήμα 4.9.

Πίνακας 4.14: Σενάριο MBH

<i>Branch</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>Hydro</i>	8.5	8.3	8.3	6.8	6.3
<i>Lignite</i>	5.5	6.7	6.8	5.5	5.1
<i>Natural Gas</i>	12.6	12.3	12.4	10.1	9.4

<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.0</b>	<b>11.8</b>	<b>13.9</b>	<b>12.4</b>	<b>12.7</b>
<b>Wind</b>					
	<b>7.9</b>	<b>8.5</b>	<b>9.2</b>	<b>7.8</b>	<b>7.7</b>
<b>Total</b>					
	<b>45.9</b>	<b>48.3</b>	<b>51.2</b>	<b>43.2</b>	<b>41.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>6.5</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>6.9</b>	<b>6.8</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>4.8</b>	<b>5.4</b>	<b>5.4</b>	<b>5.5</b>	<b>5.4</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>9.6</b>	<b>10.8</b>	<b>11.0</b>	<b>11.1</b>	<b>11.0</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>
<b>PV</b>					
	<b>13.7</b>	<b>16.0</b>	<b>16.8</b>	<b>17.8</b>	<b>18.5</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.6</b>	<b>10.5</b>	<b>11.4</b>	<b>12.8</b>	<b>13.8</b>
<b>Total</b>					
	<b>43.9</b>	<b>50.7</b>	<b>52.2</b>	<b>55.0</b>	<b>56.2</b>



Σχήμα 4.9: Σενάριο MBH

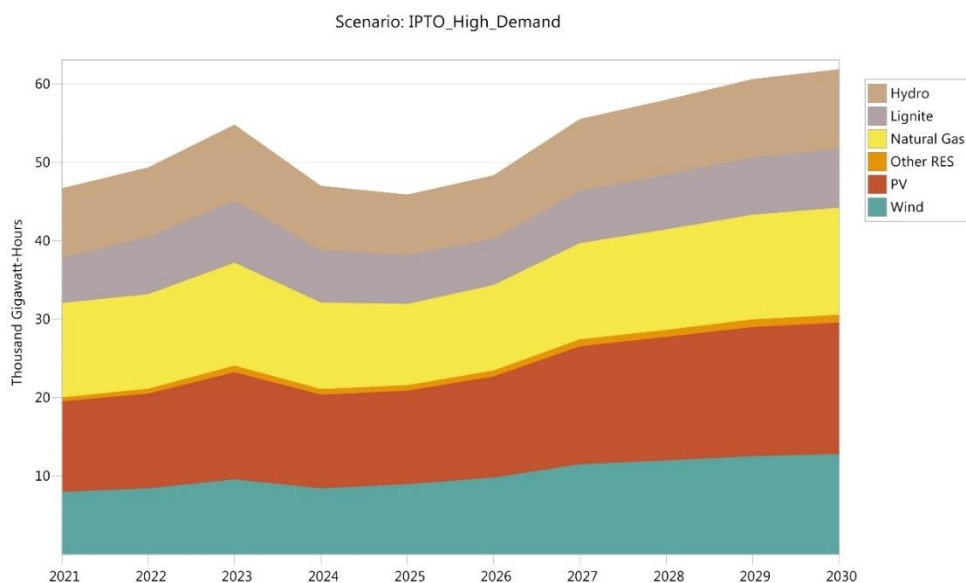
#### 4.8.8 Σενάριο Νο8: IPTO\_High\_Demand

Με βάση το όγδοο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως και των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Τα δεδομένα του σεναρίου Νο 8 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.15 και στο Σχήμα 4.10.

Πίνακας 4.15: Σενάριο IPTO High Demand

<b>Branch</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Hydro</b>	<b>8.9</b>	<b>8.9</b>	<b>9.7</b>	<b>8.2</b>	<b>7.7</b>
<b>Lignite</b>	<b>5.7</b>	<b>7.3</b>	<b>7.9</b>	<b>6.7</b>	<b>6.2</b>

<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>12.0</b>	<b>12.1</b>	<b>13.1</b>	<b>11.1</b>	<b>10.4</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.7</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.6</b>	<b>12.1</b>	<b>13.7</b>	<b>12.0</b>	<b>11.9</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.0</b>	<b>8.4</b>	<b>9.6</b>	<b>8.4</b>	<b>8.9</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>8.1</b>	<b>9.1</b>	<b>9.5</b>	<b>10.0</b>	<b>10.2</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.9</b>	<b>6.7</b>	<b>7.0</b>	<b>7.3</b>	<b>7.4</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>10.9</b>	<b>12.3</b>	<b>12.8</b>	<b>13.4</b>	<b>13.7</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.9</b>	<b>15.1</b>	<b>15.7</b>	<b>16.5</b>	<b>16.8</b>
<b>Wind</b>					
	<b>9.8</b>	<b>11.5</b>	<b>12.0</b>	<b>12.5</b>	<b>12.8</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.10: Σενάριο IPTO\_High\_Demand

#### 4.8.9 Σενάριο Νο9: HLB

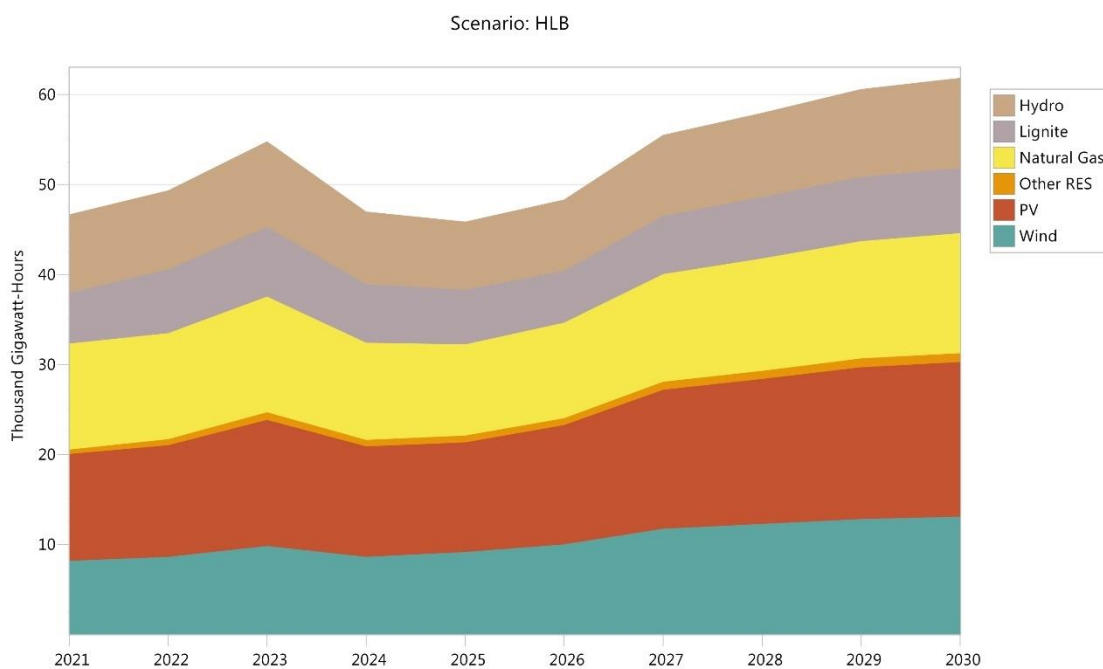
Με βάση το πέμπτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 5% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Τα δεδομένα του σεναρίου Νο 9 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.16 και στο Σχήμα 4.11.

Πίνακας 4.16: Σενάριο HLB

<i>Branch</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Hydro</i></b>	<b>8.7</b>	<b>8.8</b>	<b>9.5</b>	<b>8.0</b>	<b>7.5</b>
<b><i>Lignite</i></b>	<b>5.6</b>	<b>7.1</b>	<b>7.7</b>	<b>6.5</b>	<b>6.1</b>
<b><i>Natural Gas</i></b>	<b>11.8</b>	<b>11.8</b>	<b>12.8</b>	<b>10.8</b>	<b>10.1</b>



<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.9</b>	<b>12.4</b>	<b>14.0</b>	<b>12.3</b>	<b>12.2</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.2</b>	<b>8.6</b>	<b>9.8</b>	<b>8.6</b>	<b>9.2</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>7.9</b>	<b>8.9</b>	<b>9.3</b>	<b>9.8</b>	<b>10.0</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.8</b>	<b>6.5</b>	<b>6.8</b>	<b>7.1</b>	<b>7.3</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>10.6</b>	<b>12.0</b>	<b>12.5</b>	<b>13.1</b>	<b>13.3</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>13.2</b>	<b>15.4</b>	<b>16.1</b>	<b>16.9</b>	<b>17.2</b>
<b>Wind</b>					
	<b>10.0</b>	<b>11.7</b>	<b>12.3</b>	<b>12.8</b>	<b>13.1</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.11: Σενάριο HLB

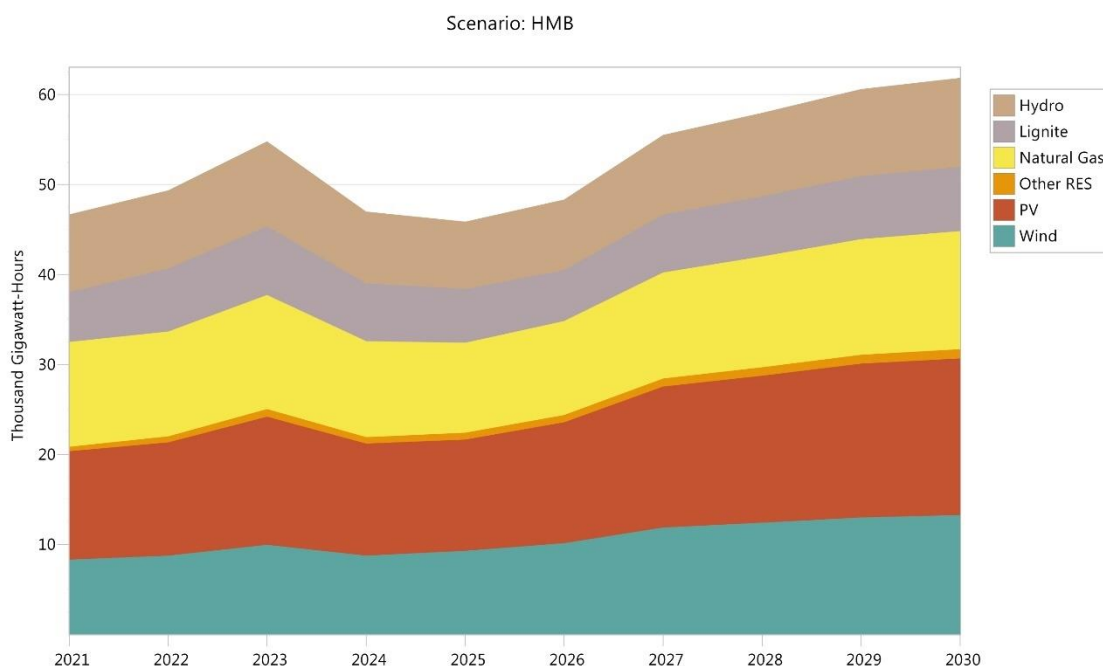
#### 4.8.10 Σενάριο No10: HMB

Με βάση το δέκατο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 8% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Τα δεδομένα του σεναρίου No 10 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.17 και στο Σχήμα 4.12.

Πίνακας 4.17: Σενάριο HMB

<i>Branch</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Hydro</i></b>	<b>8.6</b>	<b>8.7</b>	<b>9.4</b>	<b>8.0</b>	<b>7.5</b>
<b><i>Lignite</i></b>	<b>5.5</b>	<b>7.0</b>	<b>7.6</b>	<b>6.4</b>	<b>6.0</b>

<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>11.6</b>	<b>11.7</b>	<b>12.7</b>	<b>10.7</b>	<b>10.0</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.1</b>	<b>12.6</b>	<b>14.3</b>	<b>12.5</b>	<b>12.4</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.3</b>	<b>8.8</b>	<b>10.0</b>	<b>8.8</b>	<b>9.3</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>7.8</b>	<b>8.8</b>	<b>9.2</b>	<b>9.6</b>	<b>9.8</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.7</b>	<b>6.4</b>	<b>6.7</b>	<b>7.0</b>	<b>7.2</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>10.5</b>	<b>11.8</b>	<b>12.3</b>	<b>12.9</b>	<b>13.1</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>13.4</b>	<b>15.6</b>	<b>16.3</b>	<b>17.1</b>	<b>17.4</b>
<b>Wind</b>					
	<b>10.1</b>	<b>11.9</b>	<b>12.4</b>	<b>13.0</b>	<b>13.3</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.12: Σενάριο HMB

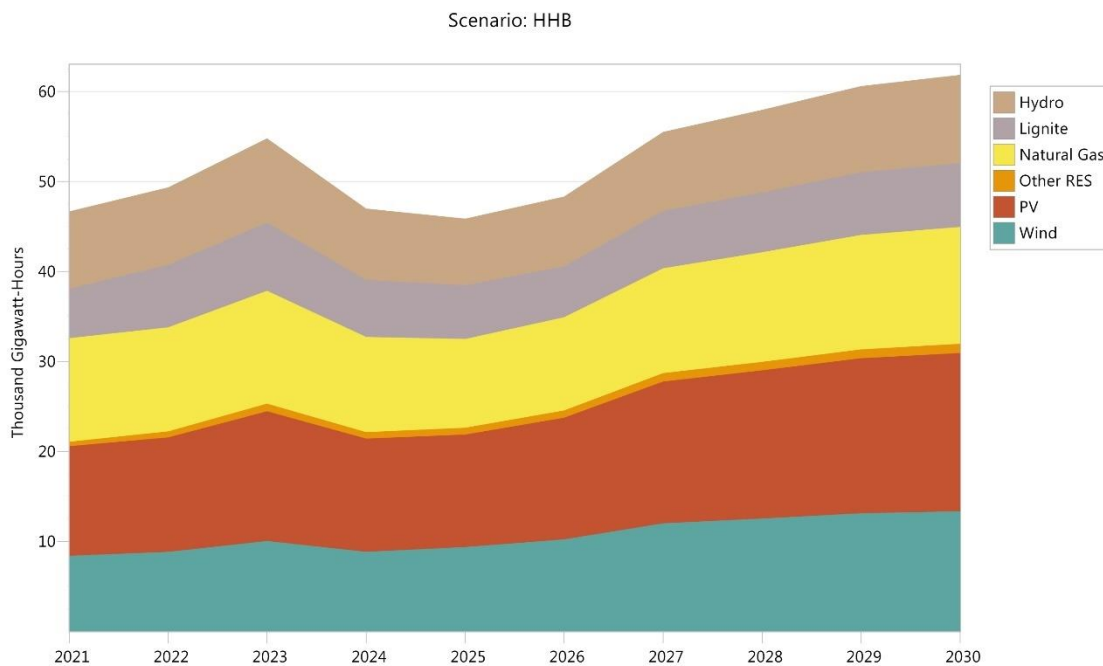
#### 4.8.11 Σενάριο No11: HNB

Με βάση το εντέκατο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 10% ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, δεν έχει μεταβληθεί και είναι αυτό που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ. Τα δεδομένα του σεναρίου No 11 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.18 και στο Σχήμα 4.13.

Πίνακας 4.18: Σενάριο HNB

<i>Branch</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>Hydro</i>	8.6	8.6	9.4	7.9	7.4
<i>Lignite</i>	5.5	7.0	7.6	6.4	5.9
<i>Natural Gas</i>	11.5	11.6	12.6	10.6	9.9

<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.8</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.2</b>	<b>12.7</b>	<b>14.4</b>	<b>12.6</b>	<b>12.5</b>
<b>Wind</b>					
	<b>8.4</b>	<b>8.8</b>	<b>10.1</b>	<b>8.8</b>	<b>9.4</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>7.8</b>	<b>8.8</b>	<b>9.1</b>	<b>9.6</b>	<b>9.8</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.6</b>	<b>6.4</b>	<b>6.6</b>	<b>6.9</b>	<b>7.1</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>10.4</b>	<b>11.7</b>	<b>12.2</b>	<b>12.7</b>	<b>13.0</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>13.5</b>	<b>15.8</b>	<b>16.5</b>	<b>17.2</b>	<b>17.6</b>
<b>Wind</b>					
	<b>10.2</b>	<b>12.0</b>	<b>12.5</b>	<b>13.1</b>	<b>13.4</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.13: Σενάριο HHB

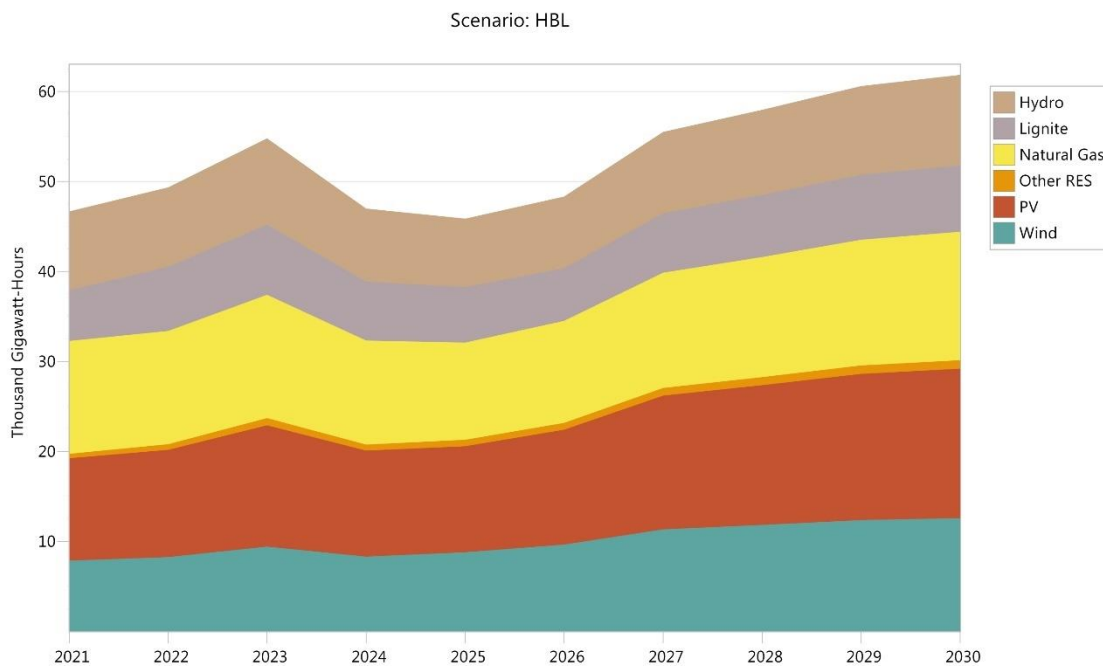
#### 4.8.12 Σενάριο No12: HBL

Με βάση το δωδέκατο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 5%. Τα δεδομένα του σεναρίου No 12 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.19 και στο Σχήμα 4.14.

Πίνακας 4.19: Σενάριο HBL

<i>Branch</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Hydro</i></b>	<b>8.8</b>	<b>8.8</b>	<b>9.6</b>	<b>8.1</b>	<b>7.6</b>
<b><i>Lignite</i></b>	<b>5.7</b>	<b>7.2</b>	<b>7.8</b>	<b>6.6</b>	<b>6.2</b>

<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>12.5</b>	<b>12.6</b>	<b>13.7</b>	<b>11.5</b>	<b>10.8</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.7</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.4</b>	<b>11.9</b>	<b>13.5</b>	<b>11.8</b>	<b>11.8</b>
<b>Wind</b>					
	<b>7.8</b>	<b>8.3</b>	<b>9.4</b>	<b>8.3</b>	<b>8.8</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>8.0</b>	<b>9.0</b>	<b>9.4</b>	<b>9.8</b>	<b>10.0</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.8</b>	<b>6.6</b>	<b>6.9</b>	<b>7.2</b>	<b>7.4</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>11.3</b>	<b>12.8</b>	<b>13.4</b>	<b>14.0</b>	<b>14.3</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.8</b>	<b>14.9</b>	<b>15.5</b>	<b>16.3</b>	<b>16.6</b>
<b>Wind</b>					
	<b>9.6</b>	<b>11.3</b>	<b>11.8</b>	<b>12.4</b>	<b>12.6</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.14: Σενάριο HBL

#### 4.8.13 Σενάριο Νο13: HBM

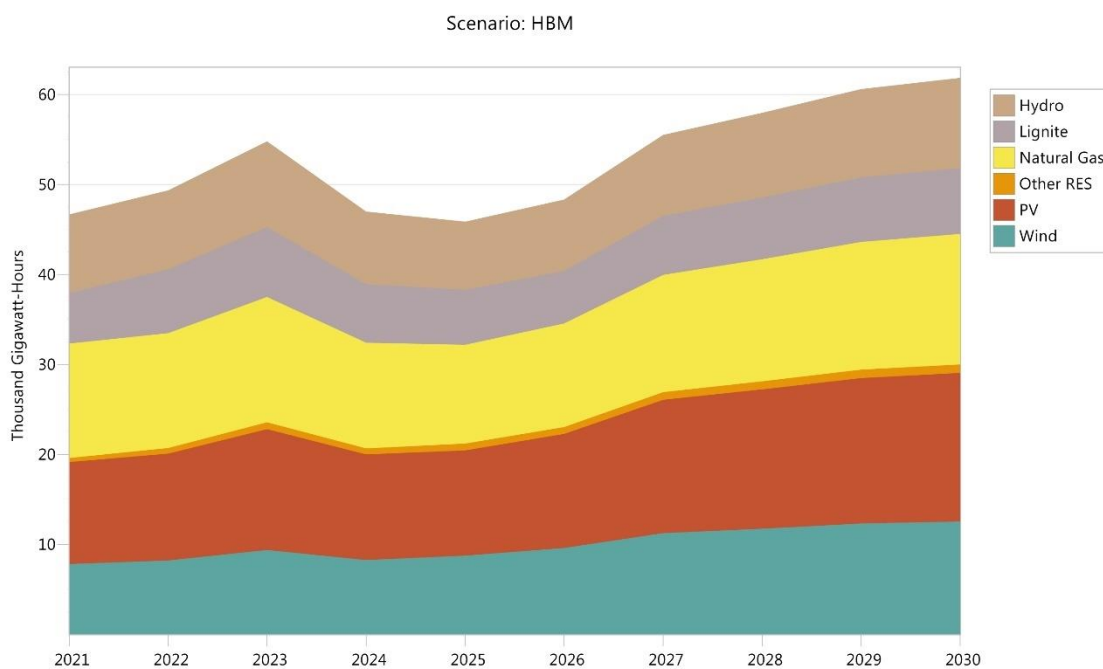
Με βάση το δέκατο τρίτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 8%. Τα δεδομένα του σεναρίου Νο 13 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.20 και στο Σχήμα 4.15.

Πίνακας 4.20: Σενάριο HBM

<i>Branch</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>Hydro</i>	<b>8.7</b>	<b>8.7</b>	<b>9.5</b>	<b>8.0</b>	<b>7.6</b>
<i>Lignite</i>	<b>5.6</b>	<b>7.1</b>	<b>7.8</b>	<b>6.5</b>	<b>6.1</b>
<i>Natural Gas</i>	<b>12.7</b>	<b>12.8</b>	<b>13.9</b>	<b>11.7</b>	<b>11.0</b>



<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.7</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.3</b>	<b>11.9</b>	<b>13.4</b>	<b>11.7</b>	<b>11.7</b>
<b>Wind</b>					
	<b>7.8</b>	<b>8.2</b>	<b>9.4</b>	<b>8.3</b>	<b>8.8</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>7.9</b>	<b>9.0</b>	<b>9.4</b>	<b>9.8</b>	<b>10.0</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.8</b>	<b>6.6</b>	<b>6.9</b>	<b>7.2</b>	<b>7.3</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>11.5</b>	<b>13.0</b>	<b>13.6</b>	<b>14.2</b>	<b>14.5</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.7</b>	<b>14.8</b>	<b>15.5</b>	<b>16.2</b>	<b>16.5</b>
<b>Wind</b>					
	<b>9.6</b>	<b>11.3</b>	<b>11.8</b>	<b>12.3</b>	<b>12.5</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.15: Σενάριο HBM

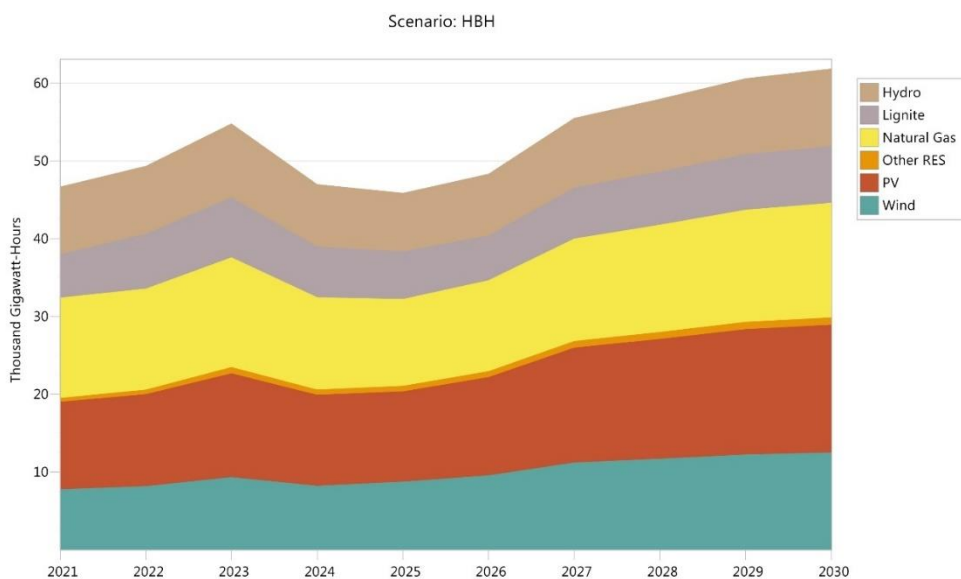
#### 4.8.14 Σενάριο No 14: HBH

Με βάση το δέκατο τέταρτο σενάριο που αναλύεται παρατηρείται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινά από τις 46.7 χιλιάδες GWh το 2021 και φτάνει τις 61.8 το 2030. Πρόκειται για το σενάριο που έχει προβλέψει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά την υψηλή ζήτηση κατανάλωσης. Το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει μεταβληθεί ενώ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο, έχει αυξηθεί κατά 10%. Τα δεδομένα του σεναρίου No 21 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.21 και στο Σχήμα 4.16.

Πίνακας 4.21: Σενάριο HBH

<i>Branch</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Hydro</i></b>	<b>8.7</b>	<b>8.7</b>	<b>9.5</b>	<b>8.0</b>	<b>7.5</b>
<b><i>Lignite</i></b>	<b>5.6</b>	<b>7.1</b>	<b>7.7</b>	<b>6.5</b>	<b>6.1</b>

<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>12.9</b>	<b>13.0</b>	<b>14.1</b>	<b>11.9</b>	<b>11.1</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.7</b>
<b>PV</b>					
	<b>11.3</b>	<b>11.8</b>	<b>13.4</b>	<b>11.7</b>	<b>11.6</b>
<b>Wind</b>					
	<b>7.8</b>	<b>8.2</b>	<b>9.3</b>	<b>8.2</b>	<b>8.7</b>
<b>Total</b>					
	<b>46.7</b>	<b>49.3</b>	<b>54.8</b>	<b>47.0</b>	<b>45.9</b>
<b>Branch</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Hydro</b>					
	<b>7.9</b>	<b>8.9</b>	<b>9.3</b>	<b>9.8</b>	<b>9.9</b>
<b>Lignite</b>					
	<b>5.8</b>	<b>6.5</b>	<b>6.8</b>	<b>7.1</b>	<b>7.3</b>
<b>Natural</b>					
<b>Gas</b>	<b>11.7</b>	<b>13.2</b>	<b>13.8</b>	<b>14.4</b>	<b>14.7</b>
<b>Other</b>					
<b>RES</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>
<b>PV</b>					
	<b>12.6</b>	<b>14.7</b>	<b>15.4</b>	<b>16.1</b>	<b>16.4</b>
<b>Wind</b>					
	<b>9.5</b>	<b>11.2</b>	<b>11.7</b>	<b>12.2</b>	<b>12.5</b>
<b>Total</b>					
	<b>48.3</b>	<b>55.5</b>	<b>57.9</b>	<b>60.6</b>	<b>61.8</b>



Σχήμα 4.16: Σενάριο HBH

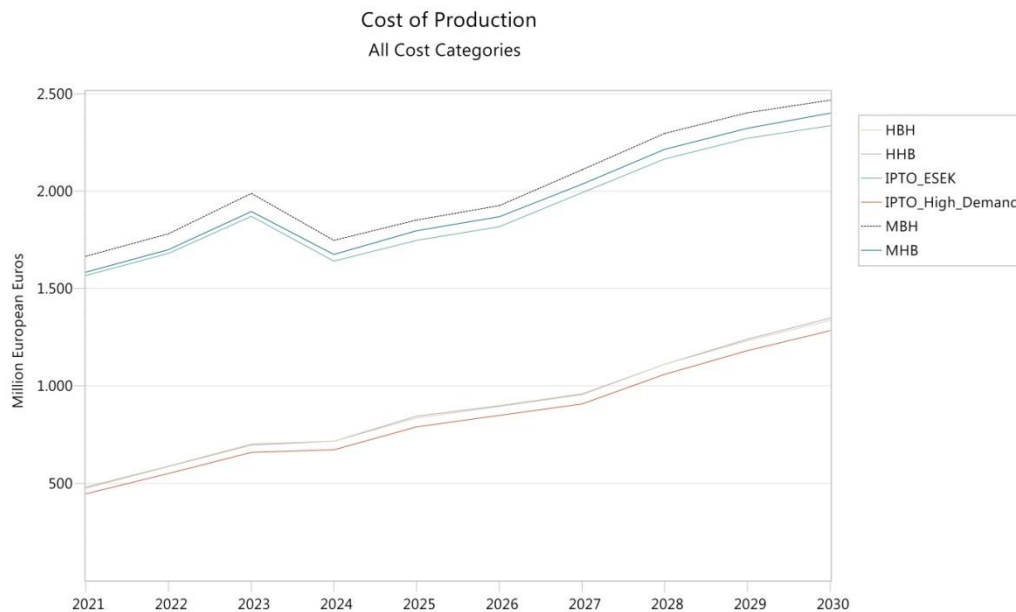
## 4.9 Συγκρίσεις Σεναρίων

Με την βοήθεια του λογισμικού Lear μελετήθηκαν δεκατέσσερα διαφορετικά σενάρια. Το σενάριο αναφοράς του ΑΔΜΗΕ για την εκτιμώμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την δεκαετία 2021 – 2030 που ονομάστηκε IPTO\_ESEK, το σενάριο του ΑΔΜΗΕ για την υψηλή ζήτηση που ονομάστηκε IPTO\_HI\_DEMAND. Τα υπόλοιπα δώδεκα σενάρια χωρίστηκαν, τα μιν έξι για την εκτιμώμενη και τα υπόλοιπα έξι για την υψηλή ζήτηση. Για να εξαχθούν τα βέλτιστα αποτελέσματα, θα πρέπει να πραγματοποιηθεί σύγκριση μόνο των ακραίων σεναρίων. Δηλαδή των σεναρίων που έχουν το μέγιστο ποσοστό ένταξης 10% στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και στο φυσικό αέριο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για την εκτιμώμενη ζήτηση επιλέγηκαν για σύγκριση το MHB και το MBH, για την υψηλή ζήτηση το HHB και το HBH.

### 4.9.1 Κόστος παραγωγής

Όπως και σε όλα τα σενάρια, το κόστος παραγωγής για την αυξημένη ζήτηση είναι πολύ λιγότερο σε σχέση με την εκτιμώμενη ζήτηση. Η διαφορά ανάμεσα στην εκτιμώμενη – υψηλή, είναι ότι στην μεν υψηλή το κόστος παραγωγής δεν επηρεάζεται καθόλου από την ένταξη των Α.Π.Ε. ή του φυσικού αερίου (HBH, HHB), στην δε εκτιμώμενη ζήτηση το κόστος παραγωγής, όταν επιλεγεί το σενάριο με την μεγαλύτερη ένταξη φυσικού αερίου (MBH),

είναι πιο πολυέξοδο, της τάξης των 100 εκατομμυρίων ευρώ περίπου σε σχέση με το σενάριο με την μεγαλύτερη ένταξη των Α.Π.Ε. Στο Σχήμα 4.17 παρουσιάζεται αναλυτικά η σύγκριση κόστους και τα δεδομένα του αναλυτικά απεικονίζονται στον Πίνακα 4.22 (Cost of Production\_base\_MHB), όπου ως κόστος αναφοράς έχει χρησιμοποιηθεί το ακριβότερο σενάριο. Τα δεδομένα του κόστους παραγωγής παρουσιάζονται Σχήμα 4.17 και στον Πίνακα 4.22.



Σχήμα 4.17: Σύγκριση κόστους παραγωγής

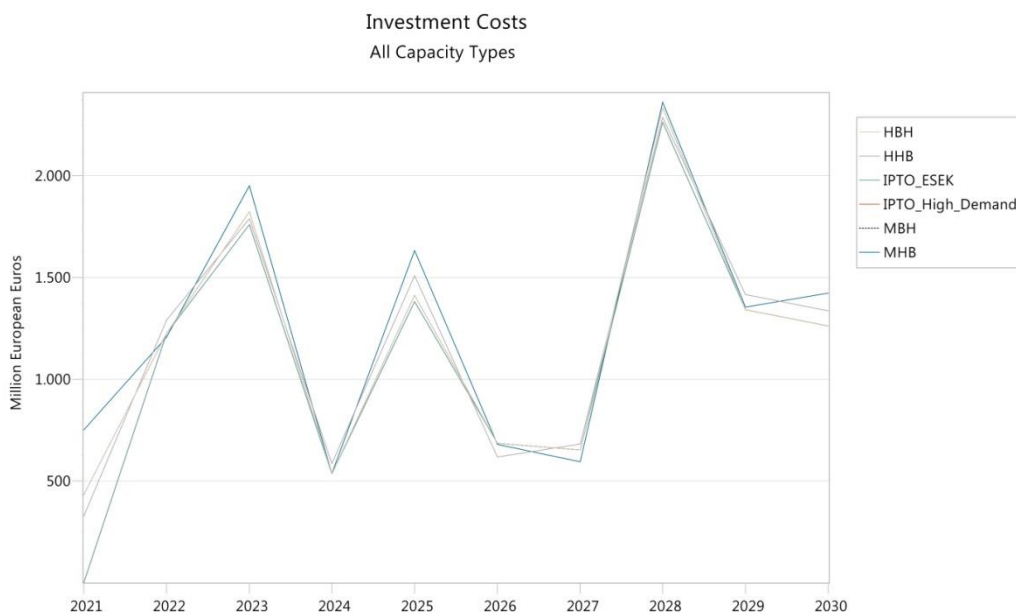
Πίνακας 4.22: Σύγκριση κόστους παραγωγής

SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	-	-	-	-	-
	1,182.8	1,193.2	1,285.2	1,030.5	1,017.2
<b>HHB</b>	-	-	-	-	-
	1,190.2	1,195.2	1,290.5	1,030.5	1,008.1
<b>IPTO_ESEK</b>	-	-	-	-	-
	99.8	100.9	116.7	106.0	105.7
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	-	-	-	-	-
	1,220.1	1,230.6	1,328.4	1,073.6	1,062.9
<b>MBH</b>	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
<b>MHB</b>	-	-	-	-	-
	81.2	81.5	91.9	70.8	56.3

<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-
	3,774.1	3,801.4	4,112.7	3,311.5	3,250.2
<b>SCENARIO</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>HBH</b>	-	-	-	-	-
	1,030.3	1,154.7	1,184.0	1,169.4	1,130.7
<b>HHB</b>	-	-	-	-	-
	1,027.9	1,150.2	1,184.6	1,162.9	1,118.0
<b>IPTO_ESEK</b>	-	-	-	-	-
	107.4	115.9	130.6	131.5	130.3
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	-	-	-	-	-
	1,076.0	1,200.7	1,236.3	1,221.7	1,183.0
<b>MBH</b>	-	-	-	-	-
<b>MHB</b>	-	-	-	-	-
	55.9	73.2	81.5	79.4	66.7
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-
	3,297.5	3,694.7	3,817.0	3,764.8	3,628.7

#### 4.9.2 Κόστος επένδυσης

Στο Σχήμα 4.18 εμφανίζεται το κόστος επένδυσης για τα έξι σενάρια. Αυτό που παρατηρείτε είναι ότι το κόστος είναι σχεδόν παρόμοιο για όλα τα σενάρια. Οι κορυφές δικαιολογούνται από τις καινούργιες εντάξεις μονάδων φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, σύμφωνα με το δεκαετές πλάνο του ΑΔΜΗΕ. Αναλυτικά οι τιμές φαίνονται στο Σχήμα 4.18 και στον Πίνακα 4.23.



Σχήμα 4.18: Σύγκριση κόστους επένδυσης

Πίνακας 4.23: Σύγκριση κόστους επένδυσης

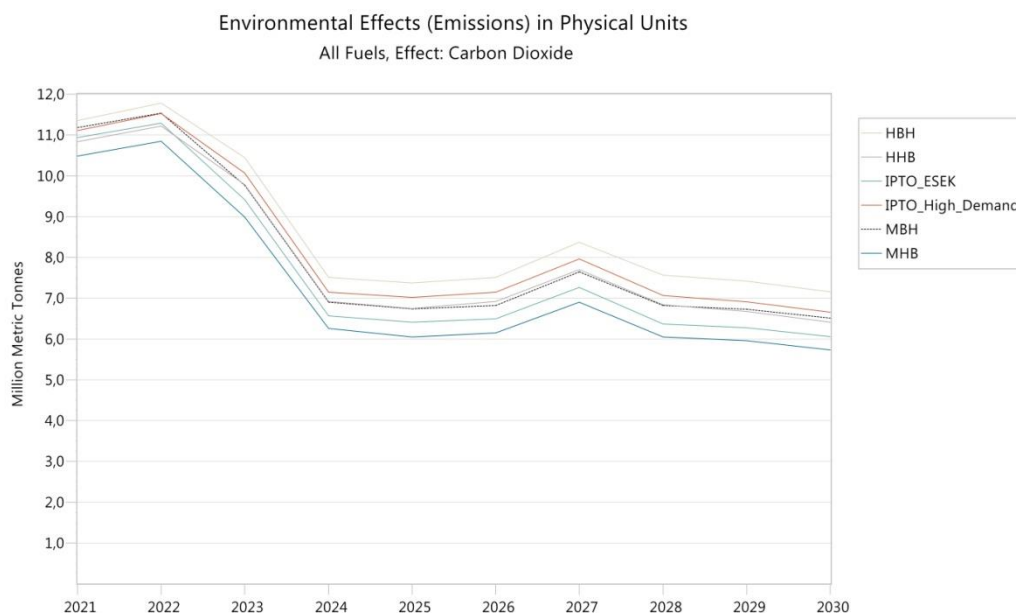
SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	432.0	1,225.4	1,823.6	533.5	1,412.8
<b>HNB</b>	326.4	1,290.3	1,788.2	586.0	1,508.5
<b>IPTO_ESEK</b>	-	1,225.4	1,759.6	533.5	1,380.8
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	-	1,225.4	1,759.6	533.5	1,380.8
<b>MBH</b>	432.0	1,225.4	1,823.6	533.5	1,412.8
<b>MHB</b>	750.8	1,205.9	1,949.4	536.4	1,632.5
<b>TOTAL</b>	1,941.2	7,397.9	10,904.0	3,256.4	8,728.2
SCENARIO	2026	2027	2028	2029	2030
<b>HBH</b>	685.9	651.8	2,334.2	1,340.7	1,260.8
<b>HNB</b>	618.4	681.8	2,286.5	1,415.7	1,335.8
<b>IPTO_ESEK</b>	685.9	651.8	2,262.2	1,340.7	1,260.8
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	685.9	651.8	2,262.2	1,340.7	1,260.8
<b>MBH</b>	685.9	651.8	2,334.2	1,340.7	1,260.8
<b>MHB</b>	680.4	595.0	2,360.9	1,353.7	1,422.6
<b>TOTAL</b>	4,042.4	3,884.0	13,840.1	8,132.2	7,801.6

#### 4.9.3 Περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις

- Διοξείδιο του άνθρακα CO<sub>2</sub>

Στο Σχήμα 4.19 εμφανίζονται οι περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις και συγκεκριμένα, για το διοξείδιο του άνθρακα. Όπως είναι αναμενόμενο, την μεγαλύτερη παραγωγή CO<sub>2</sub> την προκαλεί το σενάριο HBH. Στο σενάριο αυτό υπάρχει η αυξημένη ένταξη των ρυπογόνων μονάδων παράγωγης ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο και η εκτιμώμενη ένταξη μηδενικών ρύπων των μονάδων από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Πρόκειται για σενάριο υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ακολουθεί το σενάριο υψηλής ζήτησης του ΑΔΜΗΕ. Επόμενο είναι πάλι το σενάριο υψηλής ζήτησης αλλά αυτήν την φορά με το μεγαλύτερο

ποσοστό ένταξης ΑΠΕ. Την μικρότερη μόλυνση την προκαλούν τα σενάρια χαμηλής ζήτησης με τελευταίο το σενάριο με την μεγαλύτερη ένταξη των ΑΠΕ. Αναλυτικά οι τιμές του CO<sub>2</sub> σε εκατομμύρια μετρικούς τόνους εμφανίζονται στο Σχήμα 4.19 και στον Πίνακα 4.24.



Σχήμα 4.19: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων CO<sub>2</sub>

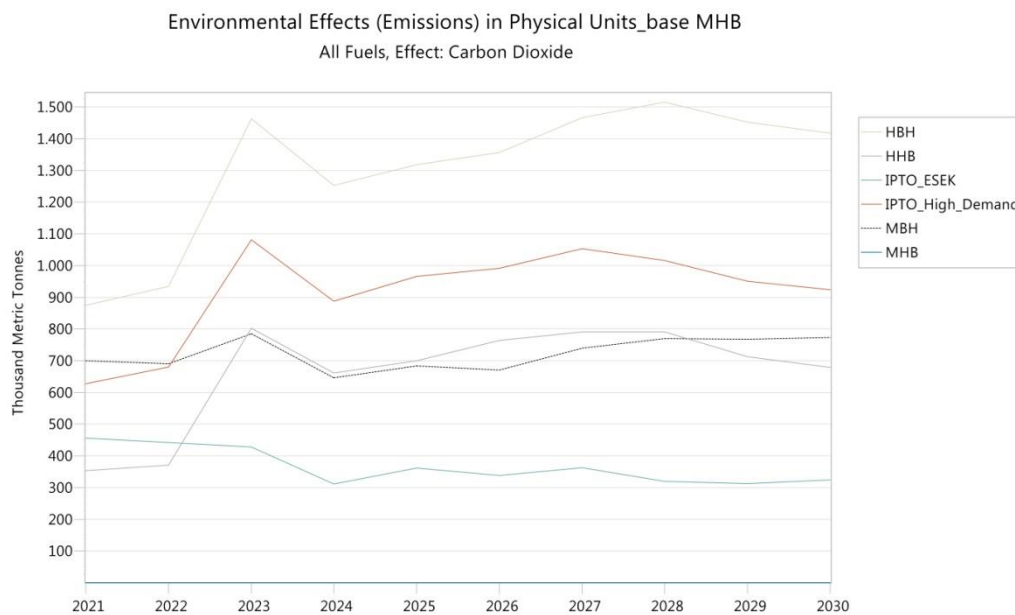
Πίνακας 4.24: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων CO<sub>2</sub>

SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	11.4	11.8	10.5	7.5	7.4
<b>HHB</b>	10.8	11.2	9.8	6.9	6.8
<b>IPTO_ESEK</b>	10.9	11.3	9.4	6.6	6.4
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	11.1	11.5	10.1	7.1	7.0
<b>MBH</b>	11.2	11.5	9.8	6.9	6.7
<b>MHB</b>	10.5	10.8	9.0	6.3	6.1
<b>TOTAL</b>	65.9	68.2	58.5	41.3	40.3
SCENARIO	2026	2027	2028	2029	2030



<b>HBH</b>	7.5	8.4	7.6	7.4	7.2
<b>HHB</b>	6.9	7.7	6.8	6.7	6.4
<b>IPTO_ESEK</b>	6.5	7.3	6.4	6.3	6.1
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	7.1	8.0	7.1	6.9	6.7
<b>MBH</b>	6.8	7.6	6.8	6.7	6.5
<b>MHB</b>	6.2	6.9	6.0	6.0	5.7
<b>TOTAL</b>	41.0	45.9	40.7	40.0	38.5

Για να απεικονιστούν πιο αναλυτικά οι περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις, ως σενάριο αναφοράς θεωρήθηκε το σενάριο με την μικρότερη ρύπανση, δηλαδή το MHB και συγκρίθηκε με τα υπόλοιπα πιο ρυπογόνα. Από την σύγκριση, το σενάριο HBH παράγει 1500 περίπου χιλιάδες μετρικούς τόνους διοξειδίου του άνθρακα περισσότερο από το σενάριο αναφοράς MHB. Πιο αναλυτικά οι τιμές παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.20 και στον Πίνακα 4.25.



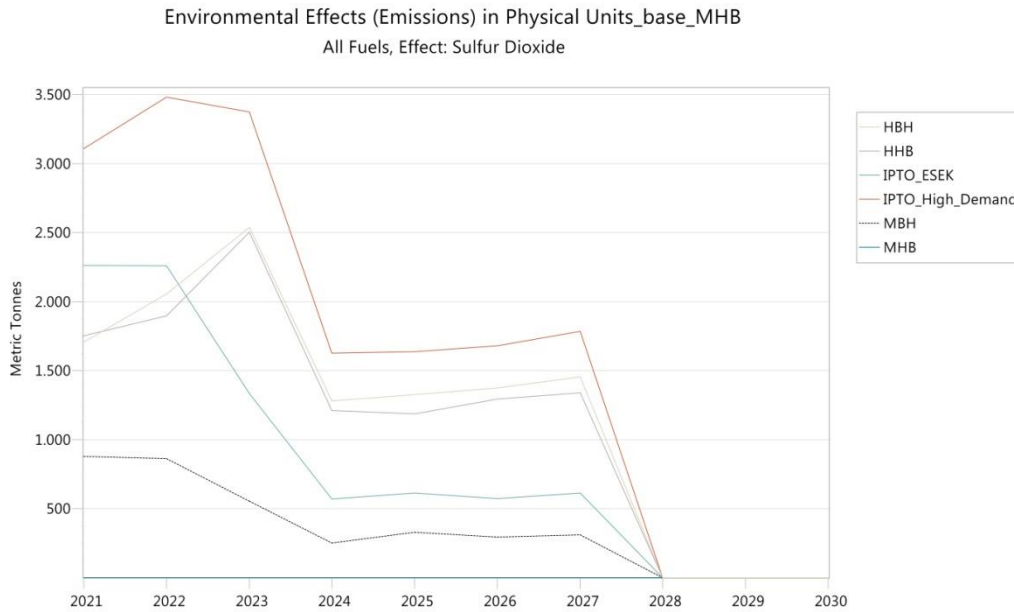
Σχήμα 4.20: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων CO2 με βάση το MHB

Πίνακας 4.25: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων CO<sub>2</sub> με βάση το ΜΗΒ

SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	875.3	934.4	1,463.4	1,253.2	1,318.2
<b>HHB</b>	354.0	370.9	802.5	661.9	700.4
<b>IPTO_ESEK</b>	456.3	441.7	427.6	311.0	362.1
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	627.6	680.7	1,081.1	888.1	966.1
<b>MBH</b>	700.2	690.2	785.1	646.6	683.9
<b>MHB</b>	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	3,013.3	3,117.9	4,559.8	3,760.9	4,030.7
SCENARIO	2026	2027	2028	2029	2030
<b>HBH</b>	1,357.0	1,467.0	1,515.5	1,453.0	1,417.8
<b>HHB</b>	763.9	791.0	791.0	713.2	679.2
<b>IPTO_ESEK</b>	338.5	362.6	319.7	312.5	324.9
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	991.9	1,053.9	1,015.8	951.2	924.5
<b>MBH</b>	670.3	739.8	770.1	768.0	773.7
<b>MHB</b>	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	4,121.5	4,414.3	4,412.1	4,198.0	4,120.1

- **Διοξείδιο του θείου SO<sub>2</sub>**

Ως σενάριο αναφοράς το ΜΗΒ και ρυπογόνα χημική ένωση το διοξείδιο του θείου, προκύπτει το Σχήμα 4.21. Η καμπύλη με την μέγιστη παραγωγή SO<sub>2</sub> αντιστοιχεί στο σενάριο IPTO\_High\_Demand. Σε αυτή την περίπτωση δεν είναι η καμπύλη HBH που ήταν η πιο ρυπογόνα στην περίπτωση του διοξειδίου του άνθρακα, διότι οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο παράγουν μηδενική ποσότητα SO<sub>2</sub> σε σχέση με τον λιγνίτη, που παράγει την μέγιστη. Οι τιμές μηδενίζονται από το 2028 επειδή την συγκεκριμένη χρονιά υπάρχει πλήρης απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων. Αναλυτικά οι τιμές σε μετρικούς τόνους παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.21 και στον Πίνακα 4.26.



Σχήμα 4.21: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων SO<sub>2</sub> με βάση το σενάριο MHB

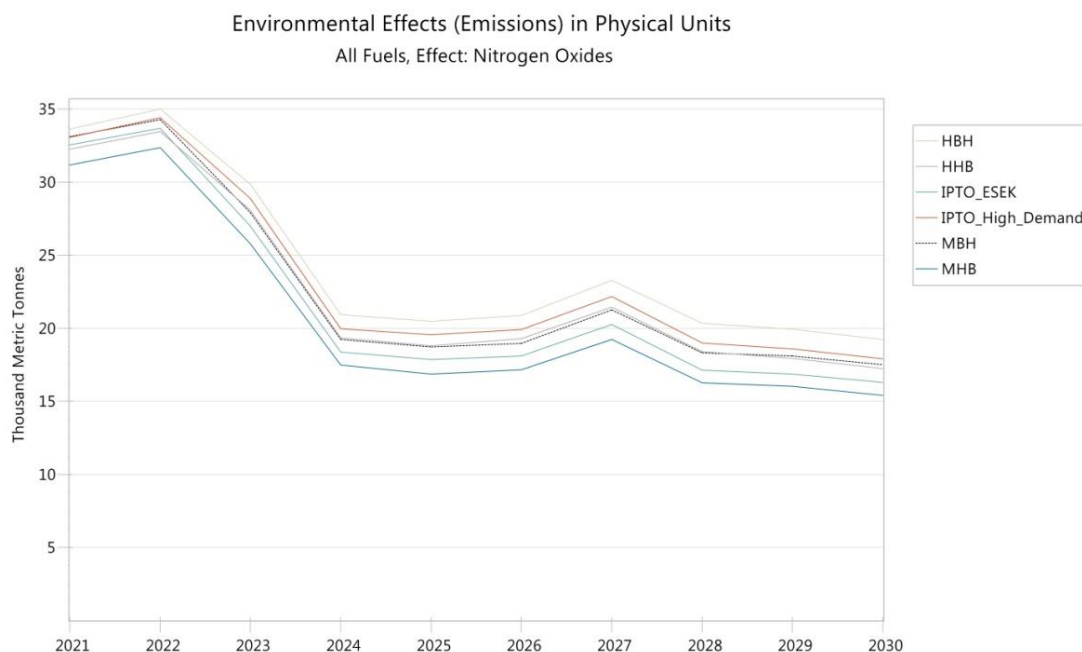
Πίνακας 4.26: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων SO<sub>2</sub> με βάση το σενάριο MHB

SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	1,705.9	2,055.2	2,538.5	1,280.6	1,325.5
<b>HHB</b>	1,754.1	1,897.3	2,504.0	1,212.3	1,186.8
<b>IPTO_ESEK</b>	2,261.3	2,259.5	1,334.3	569.7	613.6
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	3,110.1	3,481.5	3,373.4	1,626.6	1,636.9
<b>MBH</b>	878.7	862.8	553.6	251.6	329.0
<b>MHB</b>	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	9,710.1	10,556.3	10,303.8	4,940.8	5,091.8
SCENARIO	2026	2027	2028	2029	2030
<b>HBH</b>	1,374.0	1,454.0	-	-	-
<b>HHB</b>	1,294.3	1,340.2	-	-	-
<b>IPTO_ESEK</b>	573.6	614.4	-	-	-

<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>			-	-	-
	1,680.7	1,785.8			
<b>MBH</b>			-	-	-
	295.0	311.5			
<b>MHB</b>			-	-	-
	-	-			
<b>TOTAL</b>			-	-	-
	5,217.5	5,506.0			

- *Οξείδιο του αζώτου (NOx)*

Το οξείδιο του αζώτου (NOx), όπως και οι υπόλοιποι ρύποι (μεθάνιο, μονοξείδιο του άνθρακα, υποξείδιο του αζώτου), ακολουθούν το γράφημα του διοξειδίου του άνθρακα Σχήμα 4.22. Τα σενάρια δεν αλλάζουν θέση όσον αφορά τις περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις. Σε χιλιάδες μετρικούς τόνους εμφανίζονται οι τιμές στο Σχήμα 4.22 και στον Πίνακα 4.27.



Σχήμα 4.22: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων NOx

Πίνακας 4.27: Σύγκριση περιβαλλοντικών επιπτώσεων NOx

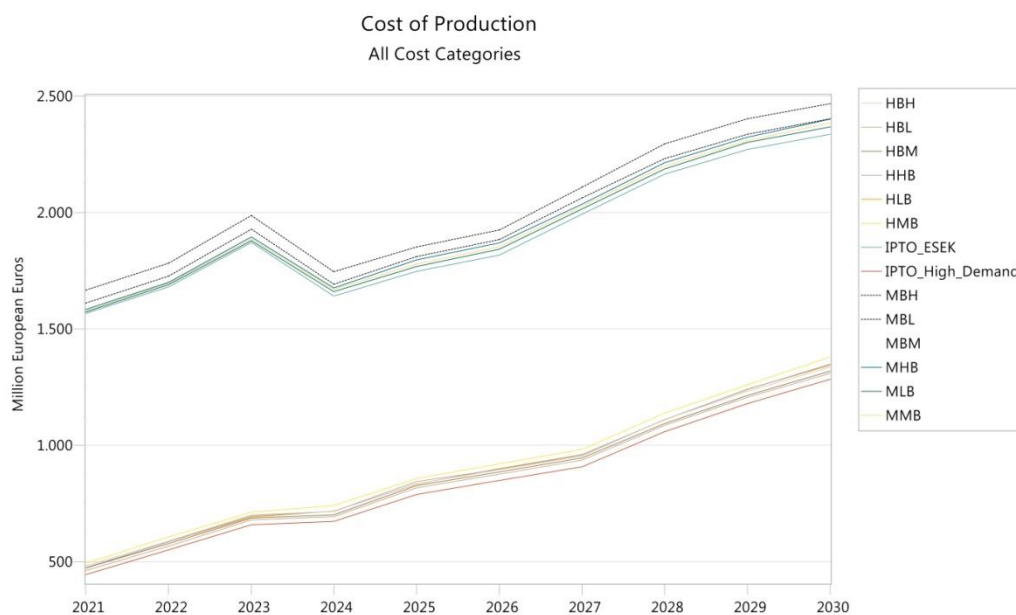
SCENARIO	2021	2022	2023	2024	2025
<b>HBH</b>	33.6	35.0	29.9	20.9	20.5
<b>HHB</b>	32.2	33.5	28.1	19.3	18.8
<b>IPTO_ESEK</b>	32.5	33.7	27.0	18.4	17.9
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	33.1	34.4	28.9	20.0	19.6
<b>MBH</b>	33.1	34.3	27.9	19.2	18.7
<b>MHB</b>	31.2	32.4	25.8	17.5	16.9
<b>TOTAL</b>	195.8	203.2	167.5	115.4	112.3
SCENARIO	2026	2027	2028	2029	2030
<b>HBH</b>	20.9	23.3	20.3	19.9	19.2
<b>HHB</b>	19.3	21.5	18.4	18.0	17.2
<b>IPTO_ESEK</b>	18.1	20.3	17.1	16.9	16.3
<b>IPTO_HIGH_DEMAND</b>	19.9	22.2	19.0	18.6	17.9
<b>MBH</b>	19.0	21.3	18.3	18.1	17.5
<b>MHB</b>	17.2	19.2	16.3	16.0	15.4
<b>TOTAL</b>	114.3	127.7	109.4	107.5	103.6

## Κεφάλαιο 5 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων

Σύμφωνα με το περιβάλλον του λογισμικού LEAP, σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται και αναλύονται όλα τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εκτέλεση του κάθε σεναρίου. Στα οικονομικά αποτελέσματα εξήχθηκαν δεδομένα, ανά έτος μελέτης, για το κόστος επένδυσης σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (investment costs) για το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (cost of production). Όσον αφορά τους περιβαλλοντολογικούς ρύπους, εξήχθηκαν δεδομένα για το διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), για το οξείδιο του αζώτου (NO<sub>x</sub>) καθώς και για το διοξείδιο του θείου (SO<sub>2</sub>). Σε κάθε περίπτωση απεικονίζεται το σχήμα και ο πίνακας με τις τιμές των σεναρίων που μελετήθηκαν.

### 5.1 Κόστος παραγωγής (Cost of production)

Στο Σχήμα 5.1 όπως και στον Πίνακα 5.1 απεικονίζονται όλες οι τιμές για το κόστος παραγωγής που αφορούν τα σενάρια υψηλής ζήτησης και αρχίζουν από την περιοχή τιμών των 500 εκατομμυρίων ευρώ ανά χρονιά και αυξάνονται στην τάξη περίπου των 1200 εκατομμυρίων ευρώ. Αντιθέτως τα σενάρια χαμηλής ζήτησης ξεκινούν για το έτος 2021 από τα 1500 εκατομμύρια ευρώ και καταλήγουν στο έτος 2030, ανάλογα το σενάριο, ξεπερνώντας τα 2000 εκατομμύρια ευρώ. Μικρές διαφορές ανάμεσα στα σενάρια υπάρχουν ανάλογα της τεχνολογίας που δίνεται μεγαλύτερη έμφαση, στα φωτοβολταϊκά ή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση του φυσικού αερίου.



Σχήμα 5.1: Ενεργειακό Κόστος Παραγωγής για όλα τα σενάρια

Πίνακας 5.1: Κόστος Παραγωγής για όλα τα σενάρια

Scenario	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HBH</i>	483,2	588,7	702,5	716,1	835,2
<i>HBL</i>	462,5	567,9	680,2	693,9	817,2
<i>HBM</i>	473,5	579,0	688,5	702,2	826,9
<i>HHB</i>	475,8	586,7	697,1	716,1	844,4
<i>HLB</i>	474,4	585,9	692,2	717,2	834,1
<i>HMB</i>	494,0	606,6	712,6	741,3	857,7
<i>IPTO_ESEK</i>	1.566,1	1.681,0	1.870,9	1.640,6	1.746,8
<i>IPTO_High_Demand</i>	445,9	551,3	659,2	673,0	789,6
<i>MBH</i>	1.666,0	1.781,9	1.987,6	1.746,7	1.852,4
<i>MBL</i>	1.610,9	1.726,3	1.927,9	1.692,4	1.811,2
<i>MBM</i>	1.640,4	1.756,1	1.950,4	1.712,8	1.833,5

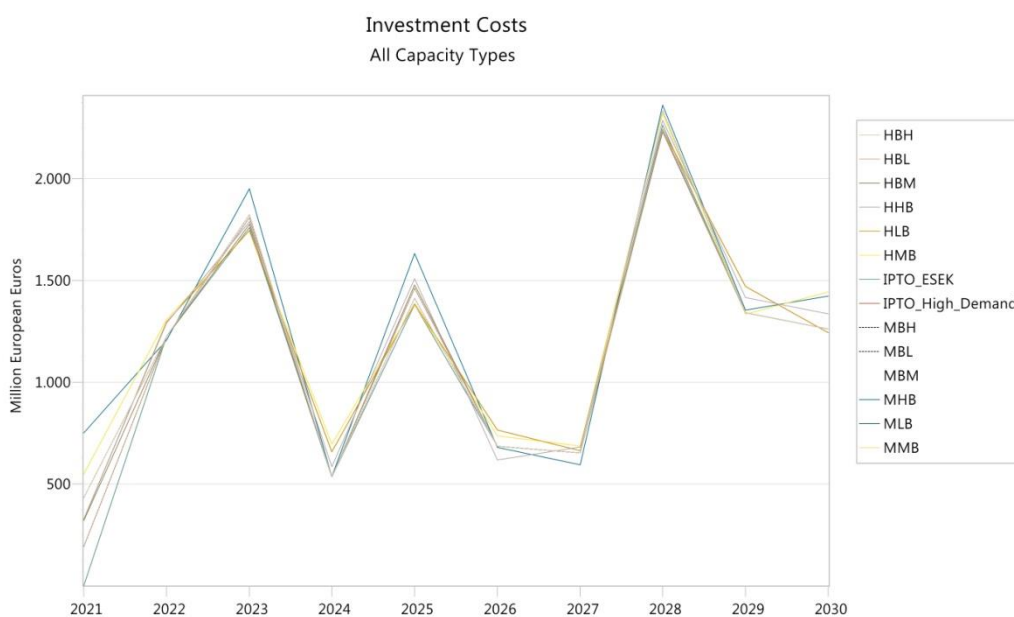
<i>MHB</i>	1.584,8	1.700,4	1.895,7	1.675,9	1.796,1
<i>MLB</i>	1.572,3	1.689,9	1.879,7	1.659,5	1.767,5
<i>MMB</i>	1.578,0	1.696,7	1.886,4	1.670,0	1.779,0
<i>Total</i>	14.527,8	16.098,4	18.230,9	16.757,8	18.391,7
<i>Scenario</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<i>HBH</i>	895,0	954,3	1.111,5	1.232,7	1.336,2
<i>HBL</i>	877,0	936,2	1.085,3	1.206,5	1.310,1
<i>HBM</i>	886,7	945,9	1.094,1	1.215,2	1.318,8
<i>HHB</i>	897,3	958,7	1.110,9	1.239,1	1.348,9
<i>HLB</i>	900,8	960,6	1.109,2	1.241,9	1.343,8
<i>HMB</i>	921,5	983,3	1.138,8	1.259,8	1.378,9
<i>IPTO_ESEK</i>	1.817,9	1.993,0	2.164,9	2.270,5	2.336,6
<i>IPTO_High_Demand</i>	849,3	908,3	1.059,1	1.180,3	1.283,9
<i>MBH</i>	1.925,3	2.109,0	2.295,5	2.402,0	2.466,9
<i>MBL</i>	1.883,4	2.063,7	2.230,7	2.336,8	2.402,3
<i>MBM</i>	1.906,0	2.088,2	2.252,4	2.358,7	2.423,9
<i>MHB</i>	1.869,4	2.035,8	2.213,9	2.322,7	2.400,3
<i>MLB</i>	1.842,4	2.015,5	2.187,0	2.300,8	2.367,3
<i>MMB</i>	1.853,3	2.026,0	2.200,3	2.308,3	2.385,8
<i>Total</i>	19.325,1	20.978,5	23.253,7	24.875,3	26.103,8

## 5.2 Κόστος επενδύσεων – Investment cost

Στο Σχήμα 5.2, όπως και στον Πίνακα 5.2 απεικονίζονται όλες οι τιμές για το κόστος επενδύσεων. Το κόστος έχει μια συνεχόμενη αυξομείωση λόγω των νέων εντάξεων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του



ΑΔΜΗΕ. Αφορά κυρίως 4 υδροηλεκτρικούς σταθμούς, 3 σταθμούς παραγωγής με φυσικό αέριο αλλά και μια λιγνιτική μονάδα. Το μεγαλύτερο κόστος αναφέρεται το 2028, όπου υπάρχει ένταξη μεγάλης μονάδας φυσικού αερίου καθώς και υδροηλεκτρικής μονάδας με συνέπεια το κόστος να αγγίζει το ποσό των 2500 εκατομμυρίων ευρώ. Ιδιαίτερη έμφαση πρέπει να δοθεί και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες, όπου σε αυτές τις τεχνολογίες το κόστος κατασκευής τους είναι αρκετά υψηλό. Την μεγαλύτερη ένταξη την έχουν στα τελευταία χρόνια δηλαδή από το 2025 έως το 2030.



Σχήμα 5.2: Κόστος επενδύσεων για όλα τα σενάρια

Πίνακας 5.2: Κόστος Παραγωγής για όλα τα σενάρια

Scenario	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HBH</i>	483,2	588,7	702,5	716,1	835,2
<i>HBL</i>	462,5	567,9	680,2	693,9	817,2
<i>HBM</i>	473,5	579,0	688,5	702,2	826,9
<i>HHB</i>	475,8	586,7	697,1	716,1	844,4
<i>HLB</i>	474,4	585,9	692,2	717,2	834,1

<i>HMB</i>	494,0	606,6	712,6	741,3	857,7
<i>IPTO_ESEK</i>	1.566,1	1.681,0	1.870,9	1.640,6	1.746,8
<i>IPTO_High_Demand</i>	445,9	551,3	659,2	673,0	789,6
<i>MBH</i>	1.666,0	1.781,9	1.987,6	1.746,7	1.852,4
<i>MBL</i>	1.610,9	1.726,3	1.927,9	1.692,4	1.811,2
<i>MBM</i>	1.640,4	1.756,1	1.950,4	1.712,8	1.833,5
<i>MHB</i>	1.584,8	1.700,4	1.895,7	1.675,9	1.796,1
<i>MLB</i>	1.572,3	1.689,9	1.879,7	1.659,5	1.767,5
<i>MMB</i>	1.578,0	1.696,7	1.886,4	1.670,0	1.779,0
<i>Total</i>	14.527,8	16.098,4	18.230,9	16.757,8	18.391,7
<i>Scenario</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<i>HBH</i>	895,0	954,3	1.111,5	1.232,7	1.336,2
<i>HBL</i>	877,0	936,2	1.085,3	1.206,5	1.310,1
<i>HBM</i>	886,7	945,9	1.094,1	1.215,2	1.318,8
<i>HHB</i>	897,3	958,7	1.110,9	1.239,1	1.348,9
<i>HLB</i>	900,8	960,6	1.109,2	1.241,9	1.343,8
<i>HMB</i>	921,5	983,3	1.138,8	1.259,8	1.378,9
<i>IPTO_ESEK</i>	1.817,9	1.993,0	2.164,9	2.270,5	2.336,6
<i>IPTO_High_Demand</i>	849,3	908,3	1.059,1	1.180,3	1.283,9
<i>MBH</i>	1.925,3	2.109,0	2.295,5	2.402,0	2.466,9
<i>MBL</i>	1.883,4	2.063,7	2.230,7	2.336,8	2.402,3
<i>MBM</i>	1.906,0	2.088,2	2.252,4	2.358,7	2.423,9
<i>MHB</i>	1.869,4	2.035,8	2.213,9	2.322,7	2.400,3
<i>MLB</i>	1.842,4	2.015,5	2.187,0	2.300,8	2.367,3

MMB	1.853,3	2.026,0	2.200,3	2.308,3	2.385,8
Total	19.325,1	20.978,5	23.253,7	24.875,3	26.103,8

### 5.3 Διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>)

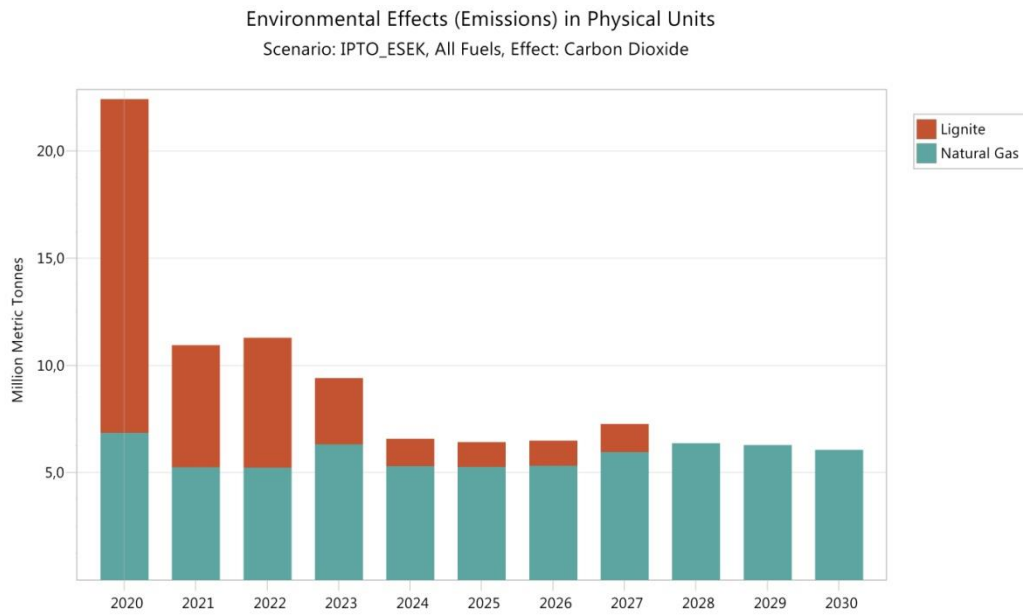
Σχετικά με το διοξείδιο του άνθρακα, διαμορφώνεται ο Πίνακας 5.3, που παρουσιάζει τις νέες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων σχετικά με το καύσιμο που χρησιμοποιούν.

Πίνακας 5.3: Νέες εντάξεις και Αποσύρσεις μονάδων σχετικά με το καύσιμο που χρησιμοποιούν

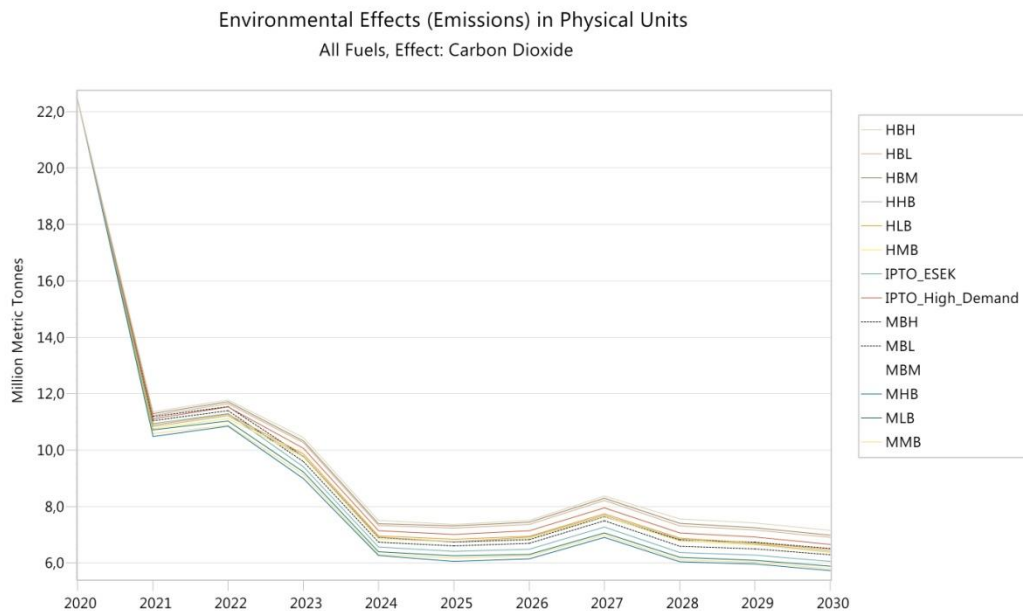
Νέες Εντάξεις				Αποσύρσεις			
Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος ένταξης	Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος απόσυρσης
Μεγαλόπολη V σε πλήρη ισχύ	811	ΦΑ	μέσα 2020	Καρδιά I	271	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Πτολεμαΐδα V	660	Λιγνίτης	αρχές 2022	Καρδιά II	271	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα CCGT1	825	ΦΑ	Οκτ 2022	Αμόνταιο I	273	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα CCGT2	825	ΦΑ	Οκτ 2023	Αμόνταιο II	273	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα ΦΑ	660	ΦΑ	αρχές 2028	Καρδιά III	280	Λιγνίτης	Οκτ 2021
Μεσοχώρα	160	ΥΗΣ	αρχές 2022	Καρδιά IV	280	Λιγνίτης	Οκτ 2021
Μετσοβίτικο	29	ΥΗΣ	αρχές 2025	Μεγαλόπολη III	255	Λιγνίτης	Οκτ 2022
Αυλάκι	83	ΥΗΣ	αρχές 2028	Αγ. Δημήτριος I	274	Λιγνίτης	Οκτ 2022
Νέα άντληση	680	ΥΗΣ	αρχές 2025	Αγ. Δημήτριος II	274	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος III	283	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος IV	283	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος V	342	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Μεγαλόπολη IV	256	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Μελίτη	289	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Πτολεμαΐδα V	660	Λιγνίτης	αρχές 2028

Ρύπους παράγουν μόνο οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα οι μονάδες φυσικού αερίου παράγουν μικρότερη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα σε σχέση με μια λιγνιτική μονάδα. Επιτελείται πιο καθαρή καύση και τα παράγωγα-ρύποι είναι σαφώς λιγότερα. Από το Σχήμα 5.3 που αφορά μόνο το σενάριο IPTO\_ESEK, δηλαδή το σενάριο αναφοράς που έχει εκδώσει ο ΑΔΜΗΕ παρόλο που οι μονάδες φυσικού αερίου σε ισχύ είναι πολύ μεγαλύτερες, σε παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα για το έτος 2020 την μεγαλύτερη ρύπανση την προκαλεί οι μονάδες παραγωγής με βάση τον λιγνίτη. Στα επόμενα χρόνια 2021 και μετά το μεγαλύτερο ποσοστό το κατέχουν οι μονάδες φυσικού αερίου, διότι σύμφωνα με τον Πίνακα 5.4 λαμβάνουν μέρος πολλές αποσύρσεις λιγνιτικών μονάδων. Αντίστοιχα και στο Σχήμα 5.4 εμφανίζονται τα σενάρια MHB, MLB, MMB (μέση ζήτηση ενέργειας, με την μικρότερη συμβολή των μονάδων φυσικού αερίου και αυξημένη συμβολή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) να έχουν την μικρότερη παραγωγή CO<sub>2</sub> σε

σχέση με τα σενάρια HBH, HBM, HBL (αυξημένη ζήτηση ενέργειας, μεγάλη συμβολή των μονάδων φυσικού αερίου και μειωμένη συμβολή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας).



Σχήμα 5.3: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα



Σχήμα 5.4: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για όλα τα σενάρια

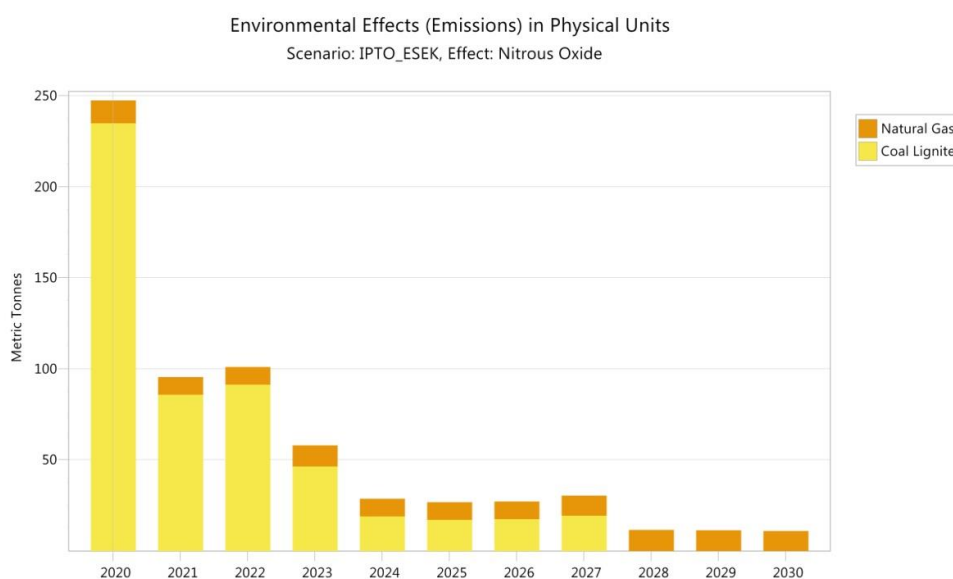
Πίνακας 5.4: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για όλα τα σενάρια

<i>Scenario</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HBH</i>	22,4	11,4	11,8	10,5	7,5	7,4
<i>HBL</i>	22,4	11,2	11,6	10,3	7,3	7,2
<i>HBM</i>	22,4	11,3	11,7	10,3	7,4	7,3
<i>HHB</i>	22,4	10,8	11,2	9,8	6,9	6,8
<i>HLB</i>	22,4	10,9	11,3	9,9	7,0	6,8
<i>HMB</i>	22,4	10,8	11,1	9,8	6,9	6,8
<i>IPTO_ESEK</i>	22,4	10,9	11,3	9,4	6,6	6,4
<i>IPTO_High_Demand</i>	22,4	11,1	11,5	10,1	7,1	7,0
<i>MBH</i>	22,4	11,2	11,5	9,8	6,9	6,7
<i>MBL</i>	22,4	11,1	11,4	9,6	6,7	6,6
<i>MBM</i>	22,4	11,1	11,5	9,7	6,8	6,7
<i>MHB</i>	22,4	10,5	10,8	9,0	6,3	6,1
<i>MLB</i>	22,4	10,7	11,0	9,2	6,4	6,3
<i>MMB</i>	22,4	10,6	10,9	9,1	6,3	6,2
<i>Total</i>	313,9	153,6	158,8	136,3	96,1	94,2
<i>Scenario</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	-
<i>HBH</i>	7,5	8,4	7,6	7,4	7,2	-
<i>HBL</i>	7,4	8,2	7,3	7,2	6,9	-
<i>HBM</i>	7,4	8,3	7,4	7,3	7,0	-
<i>HHB</i>	6,9	7,7	6,8	6,7	6,4	-
<i>HLB</i>	6,9	7,7	6,9	6,7	6,5	-
<i>HMB</i>	6,9	7,7	6,8	6,7	6,4	-
<i>IPTO_ESEK</i>	6,5	7,3	6,4	6,3	6,1	-

<i>IPTO_High_Demand</i>	7,1	8,0	7,1	6,9	6,7	-
<i>MBH</i>	6,8	7,6	6,8	6,7	6,5	-
<i>MBL</i>	6,7	7,5	6,6	6,5	6,3	-
<i>MBM</i>	6,8	7,6	6,7	6,6	6,4	-
<i>MHB</i>	6,2	6,9	6,0	6,0	5,7	-
<i>MLB</i>	6,3	7,1	6,2	6,1	5,9	-
<i>MMB</i>	6,2	7,0	6,1	6,0	5,8	-
<i>Total</i>	95,7	106,9	94,7	93,0	89,6	-

#### 5.4 Οξείδιο του αζώτου (NOx)

Στο Σχήμα 5.5 εμφανίζεται η ποσότητα εκπομπής του οξειδίου του αζώτου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με καύσιμο τον λιγνίτη και το φυσικό αέριο. Το σενάριο μελέτης είναι πάλι το IPTO\_ESEK δηλαδή το σενάριο αναφοράς που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ για την επόμενη δεκαετία. Το συμπέρασμα που εξαγεται είναι ότι η διαφορά, ανάμεσα στα δυο καύσιμα, σε σχέση με το διοξείδιο του άνθρακα είναι πολύ μεγαλύτερη. Αναλυτικά οι τιμές φαίνονται και στον Πίνακα 5.5.

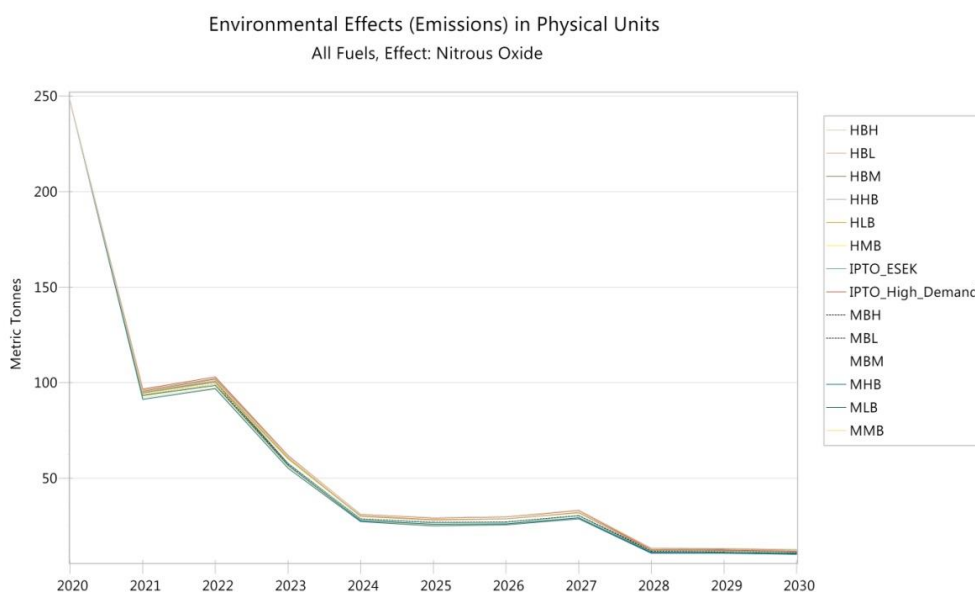


Σχήμα 5.5: Εκπομπές διοξειδίου του αζώτου

Πίνακας 5.5: Εκπομπές διοξειδίου του αζώτου

Fuel	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Natural Gas	12,3	9,4	9,4	11,4	9,5	9,5
Coal Lignite	235,0	85,9	91,5	46,5	19,1	17,2
Total	247,3	95,3	100,9	57,9	28,6	26,7
Fuel	2026	2027	2028	2029	2030	-
Natural Gas	9,6	10,7	11,4	11,3	10,9	-
Coal Lignite	17,4	19,5	-	-	-	-
Total	27,0	30,2	11,4	11,3	10,9	-

Στο Σχήμα 5.6 προβάλλονται οι εκπομπές του οξειδίου του αζώτου για όλα τα σενάρια. Αυτό που παρατηρείτε είναι ότι επειδή μεταβάλετε μόνο η ένταση του φυσικού αερίου και επειδή οι εκπομπές σε ΝΟχ είναι πολύ μικρές σε σχέση με το λιγνίτη, οι καμπύλες είναι σχεδόν όμοιες και εξαρτώνται αποκλειστικά από τις νέες εντάξεις και αποσύρσεις των λιγνιτικών μονάδων. Αναλυτικά οι τιμές σε μετρικούς τόνους εμφανίζονται και στον Πίνακα 5.6.



Σχήμα 5.6: Εκπομπές διοξειδίου του αζώτου ανά σενάριο

Πίνακας 5.6: Εκπομπές διοξειδίου του αζώτου ανά σενάριο

<i>Scenario</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>HBH</i>	247,3	95,3	101,4	61,4	31,3	29,4
<i>HBL</i>	247,3	96,1	102,3	61,7	31,2	29,3
<i>HBM</i>	247,3	95,7	101,8	61,6	31,2	29,3
<i>HHB</i>	247,3	94,4	100,2	60,2	30,1	28,1
<i>HLB</i>	247,3	94,8	100,6	60,7	30,3	28,5
<i>HMB</i>	247,3	93,7	99,4	60,0	29,8	28,1
<i>IPTO_ESEK</i>	247,3	95,3	100,9	57,9	28,6	26,7
<i>IPTO_High_Demand</i>	247,3	96,8	103,0	61,9	31,1	29,2
<i>MBH</i>	247,3	93,8	99,3	57,4	28,7	26,9
<i>MBL</i>	247,3	94,6	100,2	57,7	28,7	26,8
<i>MBM</i>	247,3	94,2	99,7	57,6	28,7	26,8
<i>MHB</i>	247,3	91,3	96,9	55,2	27,2	25,2
<i>MLB</i>	247,3	93,4	98,6	56,7	27,8	26,0
<i>MMB</i>	247,3	92,2	97,3	56,1	27,4	25,7
<i>Total</i>	3.462,5	1.321,5	1.401,7	825,9	412,1	385,8
<i>Scenario</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	-
<i>HBH</i>	29,9	33,4	13,6	13,3	12,8	-
<i>HBL</i>	29,9	33,3	13,1	12,9	12,4	-
<i>HBM</i>	29,9	33,3	13,3	13,0	12,5	-
<i>HHB</i>	28,8	32,0	12,3	12,0	11,5	-
<i>HLB</i>	28,9	32,2	12,3	12,0	11,6	-
<i>HMB</i>	28,6	31,8	12,2	11,9	11,4	-
<i>IPTO_ESEK</i>	27,0	30,2	11,4	11,3	10,9	-

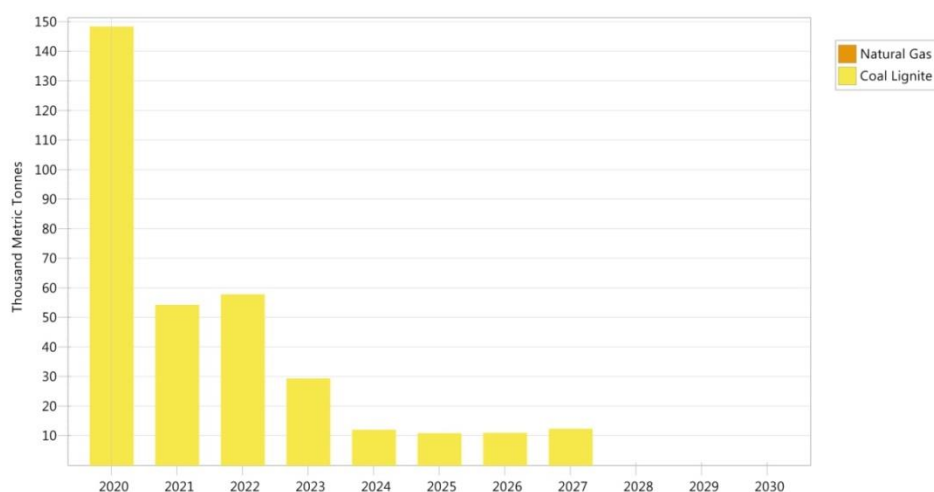


<i>IPTO_High_Demand</i>						-
	29,7	33,1	12,7	12,4	11,9	
<i>MBH</i>						-
	27,2	30,5	12,2	12,1	11,7	
<i>MBL</i>						-
	27,1	30,4	11,8	11,7	11,3	
<i>MBM</i>						-
	27,2	30,4	12,0	11,8	11,4	
<i>MHB</i>						-
	25,6	28,7	10,8	10,7	10,3	
<i>MLB</i>						-
	26,2	29,4	11,1	10,9	10,6	
<i>MMB</i>						-
	26,0	29,1	11,0	10,8	10,4	
<i>Total</i>						-
	391,9	437,8	169,7	166,7	160,7	

### 5.5 Διοξείδιο του θείου (SO<sub>2</sub>)

Στο Σχήμα 5.7 και στον Πίνακα 5.7 αντίστοιχα εμφανίζεται η ποσότητα εκπομπής του διοξειδίου του θείου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με καύσιμο τον λιγνίτη και το φυσικό αέριο. Το σενάριο μελέτης είναι πάλι το IPTO\_ESEK δηλαδή το σενάριο αναφοράς που έχει ορίσει ο ΑΔΜΗΕ για την επόμενη δεκαετία. Το συμπέρασμα που εξάγεται είναι ότι το φυσικό αέριο δεν παράγει καμία ποσότητα SO<sub>2</sub>. Για την παραγωγή του συγκεκριμένου ρύπου ευθύνεται αποκλειστικά ο λιγνίτης. Η μεγαλύτερη ποσότητα που εκλύεται είναι το 2020 με 250 χιλιάδες μετρικούς τόνους. Μειώνεται σταδιακά μέχρι το 2027 όπου και μηδενίζεται λόγω του ότι δεν υπάρχουν ποια μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με λιγνίτη.

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units  
Scenario: IPTO\_ESEK, Effect: Sulfur Dioxide



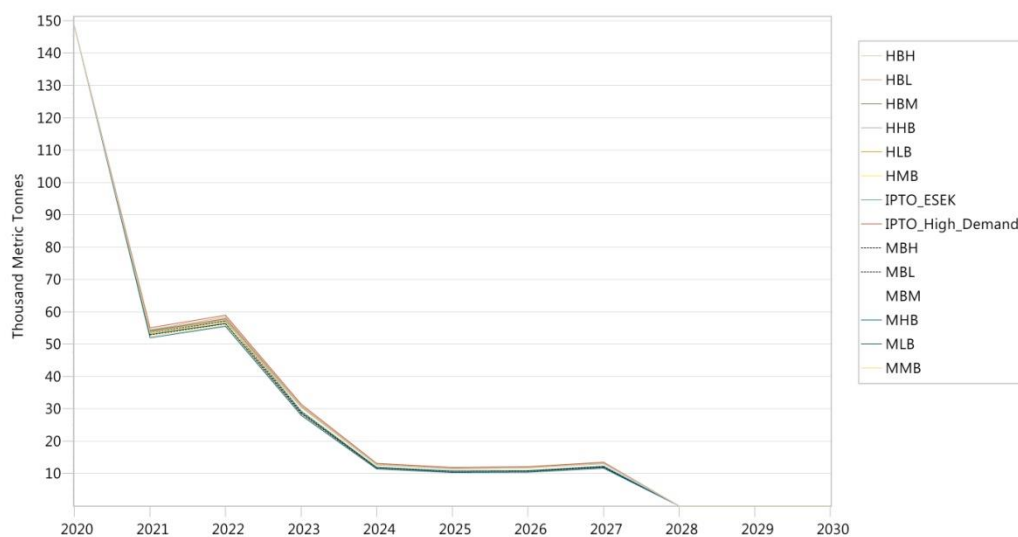
Σχήμα 5.7: Εκπομπές Διοξειδίου του θείου

Πίνακας 5.7: Εκπομπές Διοξειδίου του θείου

<i>Fuel</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>
<i>Natural Gas</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Coal Lignite</i>	148,4	54,2	57,8	29,4	12,0	10,9
<i>Total</i>	148,4	54,2	57,8	29,4	12,0	10,9
<i>Fuel</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	-
<i>Natural Gas</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Coal Lignite</i>	11,0	12,3	-	-	-	-
<i>Total</i>	11,0	12,3	-	-	-	-

Στο Σχήμα 5.8 προβάλλονται οι εκπομπές του διοξειδίου του θείου για όλα τα σενάρια. Αυτό που παρατηρείτε είναι ότι επειδή μεταβάλετε μόνο η ένταξη του φυσικού αερίου και επειδή οι εκπομπές σε SO<sub>2</sub> είναι μηδενικές σε σχέση με το λιγνίτη και τους άλλους μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι καμπύλες είναι όμοιες και εξαρτώνται αποκλειστικά από τις νέες εντάξεις και αποσύρσεις των λιγνιτικών μονάδων. Αναλυτικά οι τιμές σε χιλιάδες μετρικούς τόνους εμφανίζονται και στον Πίνακα 5.8.

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units  
Selected Fuels (2/8), Effect: Sulfur Dioxide



Σχήμα 5.8: Εκπομπές Διοξειδίου του θείου ανά σενάριο

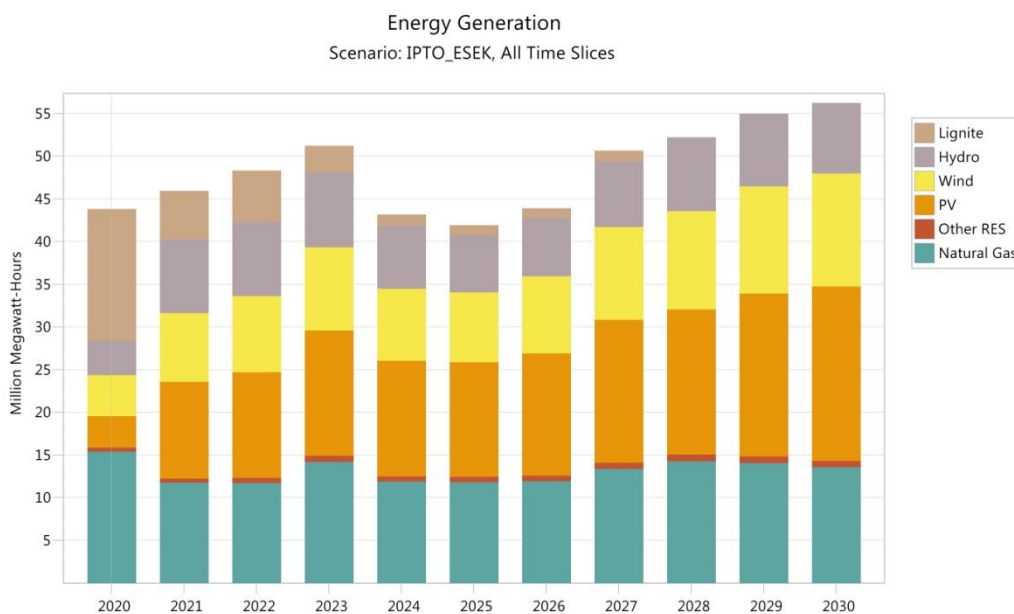
Πίνακας 5.8: Εκπομπές Διοξειδίου του θείου ανά σενάριο

Scenario	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HBH</i>	148,4	53,7	57,5	30,6	12,7	11,6
<i>HBL</i>	148,4	54,4	58,3	31,0	12,9	11,7
<i>HBM</i>	148,4	54,0	57,9	30,8	12,9	11,6
<i>HHB</i>	148,4	53,7	57,4	30,5	12,7	11,4
<i>HLB</i>	148,4	54,0	57,6	30,8	12,7	11,6
<i>HMB</i>	148,4	53,3	56,9	30,4	12,6	11,4
<i>IPTO_ESEK</i>	148,4	54,2	57,8	29,4	12,0	10,9
<i>IPTO_High_Demand</i>	148,4	55,1	59,0	31,4	13,1	11,9
<i>MBH</i>	148,4	52,8	56,4	28,6	11,7	10,6
<i>MBL</i>	148,4	53,6	57,1	29,0	11,9	10,7
<i>MBM</i>	148,4	53,2	56,7	28,8	11,8	10,6

<i>MHB</i>	148,4	52,0	55,5	28,0	11,5	10,3
<i>MLB</i>	148,4	53,1	56,4	28,8	11,7	10,6
<i>MMB</i>	148,4	52,5	55,7	28,5	11,6	10,5
<i>Total</i>	2.077,6	749,6	800,3	416,7	171,8	155,4
<i>Scenario</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	-
<i>HBH</i>	11,8	13,2	-	-	-	-
<i>HBL</i>	11,9	13,3	-	-	-	-
<i>HBM</i>	11,9	13,2	-	-	-	-
<i>HHB</i>	11,7	13,0	-	-	-	-
<i>HLB</i>	11,8	13,1	-	-	-	-
<i>HMB</i>	11,6	13,0	-	-	-	-
<i>IPTO_ESEK</i>	11,0	12,3	-	-	-	-
<i>IPTO_High_Demand</i>	12,1	13,5	-	-	-	-
<i>MBH</i>	10,7	12,0	-	-	-	-
<i>MBL</i>	10,8	12,1	-	-	-	-
<i>MBM</i>	10,8	12,1	-	-	-	-
<i>MHB</i>	10,4	11,7	-	-	-	-
<i>MLB</i>	10,7	12,0	-	-	-	-
<i>MMB</i>	10,6	11,8	-	-	-	-
<i>Total</i>	157,9	176,3	-	-	-	-

## 5.6 Παραγωγή Ενέργειας

Σχετικά με την παραγωγή ενέργειας διαμορφώνονται το Σχήμα 5.9 και ο αντίστοιχος Πίνακας 5.9, ως εξής:



Σχήμα 5.9: Παραγωγή Ενέργειας

Πίνακας 5.9: Παραγωγή Ενέργειας

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Lignite</i>	15,4	5,6	6,0	3,0	1,2	1,1
<i>Hydro</i>	4,0	8,7	8,7	8,8	7,4	6,7
<i>Wind</i>	4,8	8,1	8,9	9,7	8,5	8,2
<i>PV</i>	3,7	11,3	12,4	14,7	13,5	13,4
<i>Other RES</i>	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,6

<i>Natural</i>						
<i>Gas</i>	15,4	11,8	11,7	14,2	11,9	11,8
<i>Total</i>						
	43,8	45,9	48,3	51,2	43,2	41,9
<i>Branch</i>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	-
<i>Lignite</i>						-
	1,1	1,3	-	-	-	
<i>Hydro</i>						-
	6,8	7,6	8,6	8,5	8,2	
<i>Wind</i>						-
	9,0	10,9	11,5	12,5	13,2	
<i>PV</i>						-
	14,3	16,7	17,0	19,1	20,4	
<i>Other</i>						-
<i>RES</i>	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	
<i>Natural</i>						-
<i>Gas</i>	12,0	13,4	14,3	14,1	13,6	
<i>Total</i>						-
	43,9	50,7	52,2	55,0	56,2	

## Κεφάλαιο 6 Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελεί μία προσπάθεια μελέτης και ανάλυσης της μελλοντικής συμπεριφοράς του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για την επίτευξη του σκοπού αυτού έγινε χρήση του λογισμικού LEAP και εξετάστηκαν συνολικά 14 σενάρια.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν παρουσιάζουν αρκετό ενδιαφέρον ως προς την μελέτη τους. Σε πρώτο στάδιο, αυτό που αξίζει να τονιστεί είναι η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ που παρατηρείται. Η αυξημένη διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ εμφανίζει τις χαμηλότερες εκπομπές ρύπων στο περιβάλλον, παρουσιάζοντας αντίθετα την μεγαλύτερη οικονομική επιβάρυνση, λόγω του υψηλού κόστους που απαιτείται για την κατασκευή τους και ειδικότερα για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών πολύ υψηλής ισχύος.

Επίσης, αξιοσημείωτο είναι το γεγονός πως το φυσικό αέριο δεν παράγει καμία ποσότητα SO<sub>2</sub>, σε σχέση με άλλες συμβατικές μορφές ενέργειας. Ειδικότερα, σε σύγκριση με τον λιγνίτη παρατηρούνται μεγάλες διαφορές, γεγονός που κάνει το συγκεκριμένο καύσιμο να πλεονεκτεί. Οι μονάδες φυσικού αερίου παράγουν μικρότερη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα σε σχέση με μια λιγνιτική μονάδα. Επιτελείται πιο καθαρή καύση και τα παράγωγα-ρύποι είναι σαφώς λιγότερα. Οι λιγνιτικές μονάδες παραγωγής παράγουν αυξημένους ρύπους, κυρίως λόγω των συχνών αποσύρσεων μονάδων από το δίκτυο. Ακόμη, το τοπίο για τις λιγνιτικές μονάδες είναι αρκετά απρόβλεπτο, λόγω των υψηλού εξωτερικού κόστους που παρουσιάζουν, το οποίο αυξάνει το τελικό συνολικό κόστος παραγωγής τους.

Σχετικά με τα σενάρια, διαφορές στο κόστος παραγωγής εντοπίζονται ανάλογα με τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται και δίνεται μεγαλύτερη έμφαση, στα φωτοβολταϊκά ή στην αραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση του φυσικού αερίου.

Σχετικά με το κόστος επένδυσης, το μεγαλύτερο κόστος αναφέρεται το 2028, όπου υπάρχει ένταξη μεγάλης μονάδας φυσικού αερίου καθώς και υδροηλεκτρικής μονάδας με συνέπεια το κόστος να αγγίζει το ποσό των 2500 εκατομμυρίων ευρώ. Ιδιαίτερη έμφαση πρέπει να δοθεί και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες, όπου σε αυτές τις τεχνολογίες το κόστος κατασκευής τους είναι αρκετά υψηλό. Την μεγαλύτερη ένταξη την έχουν στα τελευταία χρόνια, δηλαδή από το 2025 έως το 2030.

Τέλος, η συνολική ζήτηση μπορεί να επηρεάσει σημαντικότερα το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων. Οι εκπομπές ρύπων είναι περισσότερες όταν αυξάνεται η συνολική ζήτηση ενέργειας του συστήματος. Αυτό συμβαίνει διότι οι θερμικές μονάδες θα πρέπει να λειτουργήσουν περισσότερο για να καλυφθεί το ποσό της ζητούμενης ισχύος.



## Βιβλιογραφία

- [1] ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΚΑΙ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2017-2035, Φεβρουάριος 2017, <https://www.greenpeace.org/static/planet4-greece-stateless/2018/03/meleti-analushs-2017-2035.pdf>
- [2] Eurostat, *Energy imports dependency*, [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_id/default/table?lang=e](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_id/default/table?lang=e)
- [3] HOMER Software, *Training Guide for Renewable Energy Base Station Design*, Areef Kassam, <https://www.gsma.com/mobilefordevelopment/wp-content/uploads/2012/06/HOMER-Software-Training-Guide-June-2011.pdf>
- [4] Sunanda Sinha, S.S. Chandel, *Review of software tools for hybrid renewable energy systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 32, 2014, Pages 192-205, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>.
- [5] <http://www.trnsys.com/>
- [6] Pater, S. *Long-Term Performance Analysis Using TRNSYS Software of Hybrid Systems with PV-T*. Energies 2021, 14, 6921. <https://doi.org/10.3390/en14216921>
- [7] Solar Thermal Sterilization: A TRNSYS Performance Analysis, Osama Bany Mousa, 2016, <https://apvi.org.au/solar-research-conference/wp-content/uploads/2017/02/O-Bany-Mousa-and-R-Taylor-Solar-Thermal-Sterilization-A-TRNSYS-Performance-Analysis.pdf>
- [8] Pflugradt, Noah & Shrestha, Nirendra&Urbanek, Thorsten & Camera, O. & Carrera, A. &Salom, Jaume& Oro, E. & Garcia, A. &Timmermann, M. &Trapman, H. &Nijis, G. &Dorp, J. &Beerens, B.. (2017). *A methodology for TRNSYS using experimental design. Euroheat and Power* (English Edition). 14. 24-29.
- [9] Tosato, G. C. *Introduction to ETSAP and the MARKAL-TIMES models generators*. International Energy Agency: NEET Workshop on Energy Technology Collaboration, 2008, [http://www.iea.org/textbase/work/2008/neet\\_russia/GianCarlo\\_Tosato.pdf](http://www.iea.org/textbase/work/2008/neet_russia/GianCarlo_Tosato.pdf).
- [10] Tools, International Energy Agency, 12th June 2009, <http://www.etsap.org/Tools.asp>

- [11] Goldstein, G. A. & Tosato, G. C. *Global Energy Systems and Common Analyses: Final Report of Annex X*, International Energy Agency, 2008, [http://www.etsap.org/FinReport/ETSAP\\_AnnexX\\_FinalReport-080915.PDF](http://www.etsap.org/FinReport/ETSAP_AnnexX_FinalReport-080915.PDF).
- [12] Joanna Krzemień, *APPLICATION OF MARKAL MODEL GENERATOR IN OPTIMIZING ENERGY SYSTEMS*, 2013, file:///C:/Users/vasil/Downloads/1-s2.0-S2300396015300562-main.pdf
- [13] Loulou, R., Goldstein, G., Noble, K., *Documentation for the MARKAL Family of Models. ETSAP*, 2004
- [14] *Overview of TIMES Modelling Tool*, <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>
- [15] Khan, Shahidul & Islam, Asif & Khan, Alimul. (2015). *Energy Forecasting of Bangladesh in Gas Sector Using LEAP Software*. Global Journal of Researches in Engineering.
- [16] <https://www.leap.com.au/>
- [17] MDPI, *Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP)*, <https://ndcpartnership.org/toolbox/long-range-energy-alternatives-planning-system-leap%C2%A0>
- [18] N. K. Rayaguru, K. Karunanithi, S. S. Dash, P. Chandrasekar and S. M. Bani, *"Investigations of Capacity Expansion Planning Using LEAP Model"*, 2021 International Conference in Advances in Power, Signal, and Information Technology (APSIT), 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/APSIT52773.2021.9641203.
- [19] *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*, 2020, [https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital\\_cost\\_AEO2020.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf)
- [20] *Variable Operations and Maintenance Cost*, December 26, 2018, <http://www.caiso.com/documents/variableoperationsandmaintenancecostreport-dec212018.pdf>
- [21] Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiss, Jan; Mendeleevitch, Roman; von Hirschhausen, Christian (2013) : *Current and prospective costs of electricity generation until 2050*, DIW Data Documentation, No. 68, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, <http://hdl.handle.net/10419/80348>

- [22] R. McKenna, S. Hollnaicher, P. Ostman v. d. Leye, W. Fichtner, *Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe*, *Energy*, Volume 83, 2015, Pages 217-229, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.016>.
- [23] Andrés Honrubia-Escribano, F. Javier Ramirez, Emilio Gómez-Lázaro, Pedro M. Garcia-Villaverde, Maria J. Ruiz-Ortega, Gloria Parra-Requena, *Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, 2018, Pages 488-501, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.061>.
- [24] Marianne van Egteren, *Natural gas for electric power generation: Advantages, availability and reliability*, *Utilities Policy*, Volume 3, Issue 2, 1993, Pages 145-153, ISSN 0957-1787, [https://doi.org/10.1016/0957-1787\(93\)90006-l](https://doi.org/10.1016/0957-1787(93)90006-l).