



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

**ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
(Δ.Π.Μ.Σ) "ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ"**

**«ΣΕΝΑΡΙΑ ΧΡΗΣΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΓΙΑ ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ»**

Ροϊνιώτη Αργυρώ

Οικονομολόγος Παν. Πειραιά

Μεταπτυχιακή Εργασία η οποία υποβάλλεται
για μερική εκπλήρωση των απαιτήσεων
για το Διεπιστημονικό - Διατμηματικό
Δίπλωμα Ειδίκευσης
του Δ.Π.Μ.Σ. του Ε.Μ. Πολυτεχνείου
"Περιβάλλον και Ανάπτυξη"

Περιβάλλον

και

Ανάπτυξη

Επιβλέπων: Επ. Καθηγητής Χ. Κορωναίος
Επιτροπή Παρακολούθησης
Επισκέπτης Καθηγητής Χ. Κορωναίος
Καθηγητής Κ. Κουτσόπουλος
Καθηγητής Δ. Καλιαμπάκος

Αθήνα, Νοέμβριος 2011

Αντί προλόγου

Η παρούσα διπλωματική εργασία με τίτλο «Σενάρια χρήσης καθαρής ενέργειας για το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα» εκπονήθηκε για μερική εκπλήρωση των υποχρεώσεων των απαιτήσεων Διεπιστημονικό - Διατμηματικό Δίπλωμα Ειδίκευσης του Δ.Π.Μ.Σ. του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου «Περιβάλλον και Ανάπτυξη». Το μεγαλύτερο μέρος της εργασίας εκπονήθηκε στο Norwegian University of Science and Technology στο Trondheim της Νορβηγίας, σε συνεργασία με το Ερευνητικό Ινστιτούτο SINTEF Energy Research, στα πλαίσια του Προγράμματος «Υποτροφιών και Ανταλλαγής φοιτητών του χρηματοδοτικού μηχανισμού του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου (ΧΜ ΕΟΧ)».

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής ήταν ο Καθηγητής κ. Χριστοφής Κορωναίος, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή στο Ίδρυμα υποδοχής στη Νορβηγία, τον Καθηγητή Ivar Wangenstein, για την υποστήριξή του, αλλά και το Ινστιτούτο SINTEF Energy Research που μαζί με το Norwegian University of Science and Technology μου προσέφεραν το ιδανικό περιβάλλον για την εκπόνηση αυτής της διπλωματικής εργασίας.

Επιπλέον, οφείλω θερμές ευχαριστίες στον κ. Ευάγγελο Σταθόπουλο, Διευθυντή της Διεύθυνσης Υλικού και Προμηθειών Μεταφοράς της Δημόσιας Επιχείρησης Ενέργειας Α.Ε., στον κ. Γεώργιο Σταμψή, Σύμβουλο στη Γενική Γραμματεία Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, στον κ. Δημήτρη Φούρλαρη, ηλεκτρολόγο μηχανικό της υπηρεσίας Σχεδιασμού & Λειτουργίας της Επιχειρησιακής Διεύθυνσης του Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και στον κ. Διονύση Παπαχρήστου, ειδικό επιστήμονα της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, για τις πληροφορίες που μου παρείχαν.

Αθήνα, Νοέμβριος 2011

Αργυρώ Ροϊνιώτη

Περίληψη

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση σεναρίων για το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας. Μοντελοποιείται η μελλοντική ζήτηση ενέργειας και η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Υποθέτοντας ότι οι δύο παράγοντες «κλειδιά» είναι η τεχνολογική ανάπτυξη και η οικονομική ανάπτυξη, δημιουργείται ένας διδιάστατος χώρος με τέσσερα τεταρτημόρια, στο καθένα από τα οποία αντιστοιχεί ένα σενάριο. Κάθε Σενάριο αποτελείται από ένα πιθανό «μέλλον» και μία στρατηγική. Κάθε «μέλλον» είναι ουσιαστικά μία αβεβαιότητα που επηρεάζει το ενεργειακό σύστημα και κάθε «στρατηγική» είναι ένα σύνολο τεχνολογικών επιλογών.

Κοινή παράμετρος σε όλα τα σενάρια είναι η ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, που σκοπό έχει τον περιορισμό των επιβλαβών επιπτώσεων στο περιβάλλον από τη χρήση ορυκτών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή και τη συμμόρφωση προς τις απαιτήσεις που απορρέουν από την ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική για τη διεύθυνση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η μοντελοποίηση των σεναρίων πραγματοποιήθηκε με το Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP), ένα λογισμικό του Stockholm Environment Institute (SEI), που χρησιμοποιείται ευρέως για την ανάλυση ενεργειακών πολιτικών και την αξιολόγηση της αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής.

Abstract

The purpose of the present master thesis is to explore energy scenarios about the Greek energy system. The evolution of the future energy demand and the electricity production system will be modelled. Assuming that the two key factors affecting the Greek energy system are the economic development and the technology development, a two-dimensioned space is created, with four quadrants, each of which corresponds to a Scenario. Each Scenario consists of a possible future and a strategy. Each future is basically a uncertainty which affects the energy system and each strategy is a set of technology options.

The common factor in all scenarios is the integration of renewable energy sources (RES) in the electricity production system, in order to abate the negative effect of using fossil fuels in the electricity production and to conform with the national obligations arising from the european energy policy. The Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP), a software developed by the Stockholm Environment Institute, which is widely used for energy policy analysis and evaluation of climate change mitigation, was used for the scenario modeling.

Περιεχόμενα

| | |
|---|----|
| Αντί προλόγου | 2 |
| Περίληψη..... | 3 |
| Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή..... | 6 |
| Κεφάλαιο 2. Ενεργειακό πρόβλημα και ενεργειακός σχεδιασμός | 9 |
| 2.1. Ενεργειακό πρόβλημα και κλιματική αλλαγή | 9 |
| 2.2. Η αναγκαιότητα του ενεργειακού σχεδιασμού..... | 13 |
| 2.3. Τί είναι τα σενάρια και γιατί είναι χρήσιμα; | 14 |
| 2.4. Διαφορετικοί τύποι σεναρίων | 15 |
| 2.5. Αναλυτική προσέγγιση των ενεργειακών μοντέλων | 16 |
| 2.6. Υποκείμενη μεθοδολογία των ενεργειακών μοντέλων | 17 |
| Κεφάλαιο 3. Προφίλ ελληνικού ενεργειακού συστήματος | 19 |
| 3.1. Ενεργειακή κατανάλωση | 19 |
| 3.1.1. Τελική κατανάλωση ενέργειας κατά κλάδο | 19 |
| 3.1.2. Τελική κατανάλωση ενέργειας κατά καύσιμο..... | 20 |
| 3.1.3. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας..... | 21 |
| 3.2. Ενεργειακή προσφορά..... | 22 |
| 3.2.1. Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας | 22 |
| 3.2.2. Εισαγωγές – εξαγωγές καυσίμων..... | 23 |
| 3.2.3. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας..... | 24 |
| 3.3. Περιβαλλοντικές επιδόσεις..... | 26 |
| Κεφάλαιο 4. Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρ. Ενέργειας..... | 29 |
| 4.1. Παραγωγή | 29 |
| 4.1.1. Εγκατεστημένη ισχύς..... | 30 |
| 4.2. Μεταφορά | 33 |
| 4.3. Διανομή..... | 35 |
| Κεφάλαιο 5. Ανάπτυξη ενεργειακού μοντέλου για την Ελλάδα | 37 |
| 5.1. Το ενεργειακό μοντέλο LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System | 37 |
| 5.2. Μοντελοποιώντας το ελληνικό ενεργειακό σύστημα..... | 39 |
| 5.2.1. Βασικές υποθέσεις | 43 |
| 5.2.2. Μοντέλο ζήτησης | 44 |
| 5.2.2.1. Δομή μοντέλου ζήτησης..... | 44 |
| 5.2.2.2. Επίπεδο κλαδικής δραστηριότητας..... | 49 |

| | |
|---|-----|
| 5.2.2.3. Τελική ενεργειακή ένταση..... | 52 |
| 5.2.3. Μοντέλο μετατροπής..... | 56 |
| 5.2.3.1. Διεργασίες μοντέλου μετατροπής..... | 57 |
| 5.2.3.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας..... | 59 |
| 5.2.3.2.1. Τεχνικά δεδομένα..... | 59 |
| 5.2.3.2.2. Οικονομικά δεδομένα..... | 63 |
| 5.2.4. Πόροι..... | 64 |
| 5.2.4.1. Πρωτογενείς πόροι..... | 64 |
| 5.2.4.2. Δευτερογενείς πόροι..... | 65 |
| Κεφάλαιο 6. Ανάλυση ενεργειακών σεναρίων..... | 66 |
| 6.1. Φιλοσοφία σεναρίων..... | 66 |
| 6.2. Υποθέσεις ενεργειακών σεναρίων..... | 67 |
| 6.3. Περιγραφή σεναρίων..... | 71 |
| Κεφάλαιο 7. Αποτελέσματα..... | 79 |
| 7.1. Σενάριο αναφοράς..... | 79 |
| 7.2. Πορτοκαλί σενάριο..... | 83 |
| 7.3. Πράσινο σενάριο..... | 87 |
| 7.4. Μπλε σενάριο..... | 91 |
| 7.5. Κόκκινο σενάριο..... | 95 |
| 7.6. Συγκριτική αξιολόγηση..... | 99 |
| Κεφάλαιο 8. Trade-off..... | 113 |
| 8.1. Πολυσηναριακή ανάλυση..... | 113 |
| 8.2. Σύνορο Trade-off (Trade-off frontier)..... | 118 |
| Κεφάλαιο 9. Συμπεράσματα-Προοπτικές..... | 122 |
| Αναφορές..... | 125 |

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα έχει αντιμετωπίσει πολλές αλλαγές τα τελευταία έτη, όπως η είσοδος του φυσικού αερίου στην αγορά ενέργειας, η απελευθέρωση της αγοράς, η εκπλήρωση των υποχρεώσεων που απορρέουν από το Πρωτόκολλο του Κιότο και η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ευρύτερη έννοια των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναφέρεται σε κάθε πηγή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ανανεώνεται μέσω φυσικών φαινομένων μόνιμου κύκλου. Αποτελούν «καθαρές» μορφές ενέργειας, φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεδμεύουν υδρογονάνθρακες. Ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ορίζονται η Ηλιακή Ενέργεια, η Αιολική Ενέργεια, η Βιομάζα, η Υδροηλεκτρική Ενέργεια, η Γεωθερμία, η Ενέργεια της Θάλασσας (παλιρροιακά κύματα).

Ο λιγνίτης είναι η βασική εγχώρια πηγή ενέργειας και χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά στην ηλεκτροπαραγωγή. Παρά τις αλλαγές που έχουν επέλθει στο ενεργειακό σύστημα, το πετρέλαιο και ο λιγνίτης καλύπτουν το 80% της τελικής ζήτησης ενέργειας [31], ποσοστό που αυξάνεται σταθερά τις τελευταίες δεκαετίες.

Η Ελλάδα αντιμετωπίζει μεγάλες προκλήσεις, καθώς θα πρέπει να εφαρμόσει το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, που εκπονήθηκε στο πλαίσιο της εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων των θερμοκηπίων. Για τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέχρι το 2020, προβλέπεται:

- α) 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990,
- β) 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και
- γ) 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας είναι 20%, και εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές. Στην παρούσα εργασία θα διερευνηθούν σενάρια για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, ως διαφορετικές προοπτικές εξέλιξης του ηλεκτρικού τομέα, δεδομένων κάποιων υποθέσεων. Κάθε Σενάριο αποτελείται από ένα πιθανό «μέλλον» και μία στρατηγική. Κάθε «μέλλον» είναι ουσιαστικά μία αβεβαιότητα που επηρεάζει το ηλεκτρικό σύστημα και κάθε «στρατηγική» είναι ένα σύνολο

τεχνολογικών επιλογών [44]. Θα πραγματοποιηθεί περιβαλλοντική και οικονομική σύγκριση των σεναρίων. Το 2009 έχει τεθεί ως έτος βάσης και ο χρονικός ορίζοντας της προβολής είναι από το 2010 έως το 2030. Επίσης, επιχειρείται πολυσεναριακή ανάλυση, βασισμένη στο σενάριο αναφοράς, για την αναγνώριση των σεναρίων που αποδίδουν καλύτερα στο χώρο κόστους-εκπομπών.

Η μελλοντική εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος στα σενάρια είναι βασισμένη στην αντίστοιχη των ενεργειακών σεναρίων διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα και επίτευξης των εθνικών στόχων του 2020 του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [24]. Στη συγκεκριμένη ανάλυση μελετήθηκαν σενάρια αναφοράς με τις ήδη δρομολογημένες πολιτικές και σενάρια επίτευξης των στόχων της Ευρωπαϊκής πολιτικής για την Ελλάδα.

Οι μακροχρόνιες ενεργειακές προοπτικές της χώρας παρουσιάζονται και σε πρόσφατη μελέτη του Ιδρύματος Βιομηχανικών και Οικονομικών Ερευνών [8]. Στη μελέτη αυτή διερευνήθηκαν σενάρια αναφοράς με χαμηλή και υψηλή ανάπτυξη και σενάρια επίτευξης χαμηλών εκπομπών με ΑΠΕ, δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα ή πυρηνικά, με χρονικό ορίζοντα προβολής από το 2005 έως το 2050. Μεταξύ άλλων, η μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα πως με συνεπή εφαρμογή των ήδη θεσμοθετημένων πολιτικών οι στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ για το 2020 επιτυγχάνονται, ενώ μετά το 2020 το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή σταθεροποιείται στο 50%.

Το 2009 το Υπουργείο Ανάπτυξης δημοσίευσε μία έκθεση στην οποία αναλύεται το ελληνικό ενεργειακό σύστημα [18]. Στην έκθεση αυτή η εγκατάσταση λιγνιτικών μονάδων θεωρείται ότι εξελίσσεται σύμφωνα με το μέχρι τότε πρόγραμμα της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού Α.Ε. (ΔΕΗ Α.Ε.) και αποκλείεται η δυνατότητα χρήσης λιθάνθρακα ως συμπληρωματικού καυσίμου με συνέπεια να χρησιμοποιούνται εν μέρει για φορτίο βάσης οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο. Περιλαμβάνονται τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας του Σχεδίου Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας [24] και θεωρείται διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της τάξεως του 30% και στην τελική κατανάλωση της τάξεως του 18%.

Σε αντίστοιχη μελέτη μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού του Συμβουλίου Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (ΣΕΕΣ) [15] δεν προβλέπεται ουσιαστική μεταβολή του μείγματος των πρωτογενών ενεργειακών πηγών μέχρι το 2020 με εξαίρεση την απουσία εισαγόμενου λιθάνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή που θεωρείται μη απαραίτητη λόγω της μειωμένης ζήτησης που προβλέπει. Επίσης, το ΣΕΕΣ προβλέπει πως η οικονομική κρίση θα επηρεάσει τη ζήτηση ενεργειακών προϊόντων με αποτέλεσμα το 2020 να υπάρχει μείωση της τάξης του 15%, σε σχέση με τις προβλέψεις της αντίστοιχης έκθεσης του 2008.

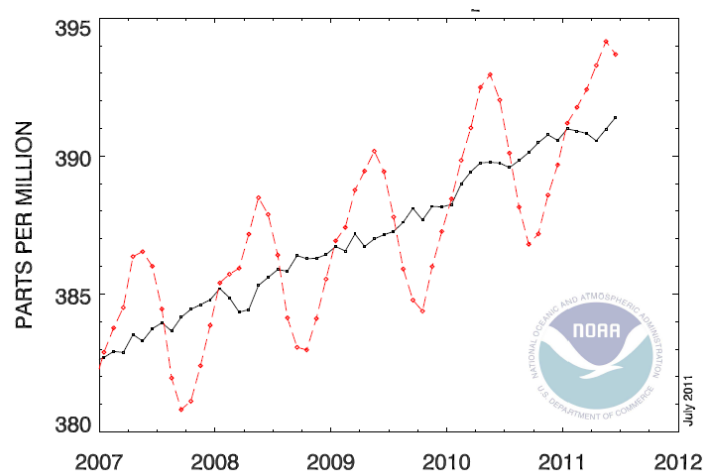
Η αύξηση της διείσδυσης των τεχνολογιών των ΑΠΕ στο ενεργειακό μας σύστημα, επιβάλλει τη μελέτη και ανάλυση όλων των τεχνικών και οικονομικών τους παραμέτρων, καθώς και τη διερεύνηση των επιπτώσεων που θα έχει η ανάπτυξή τους σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο. Επιπλέον, λόγω της κρισιμότητας της τρέχουσας περιόδου, τα παραπάνω μοντέλα μπορούν να δείξουν κατά πόσο το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής τη χώρας μπορεί να ανταπεξέλθει στις ανάγκες που απορρέουν από τους εθνικούς στόχους για το 2020, και αν όχι, προς ποια κατεύθυνση πρέπει να κινηθούν οι δράσεις της ενεργειακής πολιτικής. Τα συμπεράσματα που βγαίνουν τελικά από τα παραπάνω σενάρια είναι εντυπωσιακά και δείχνουν ξεκάθαρα τους κινδύνους που ελλοχεύουν και την κατεύθυνση που πρέπει να ακολουθήσει η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και κατ' επέκταση το ελληνικό ενεργειακό σύστημα στο σύνολό του.

Στην παρούσα εργασία θα διερευνηθούν σενάρια για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Στο πλαίσιο αυτό έγινε προσπάθεια να αναγνωριστούν οι δύο μεγαλύτεροι παράγοντες αβεβαιότητας. Υποθέτοντας ότι οι δύο παράγοντες «κλειδιά» είναι η τεχνολογική ανάπτυξη και η οικονομική ανάπτυξη, δημιουργείται ένας διδιάστατος χώρος με τέσσερα τεταρτημόρια, στο καθένα από τα οποία αντιστοιχεί ένα σενάριο.

Κεφάλαιο 2. Ενεργειακό πρόβλημα και ενεργειακός σχεδιασμός

2.1. Ενεργειακό πρόβλημα και κλιματική αλλαγή

Όπως είναι γνωστό, ο πλανήτης σήμερα αντιμετωπίζει σοβαρό πρόβλημα λόγω του φαινομένου της παγκόσμιας θέρμανσης. Η συγκέντρωση του CO₂ στην ατμόσφαιρα πριν τη Βιομηχανική επανάσταση ήταν 280 ppm και τον Ιούνιο του 2011, άγγιξε σύμφωνα με το Earth System Research Laboratory [30] των Ηνωμένων Πολιτειών, τα 393,69 ppm. Τα στοιχεία αυτά επιβεβαιώνουν ότι το κυριότερο αέριο που ευθύνεται για το φαινόμενο του θερμοκηπίου αυξάνεται με γρηγορότερους ρυθμούς από το αναμενόμενο. Η Διακυβερνητική Επιτροπή για τις Κλιματικές Αλλαγές και η Εθνική Ακαδημία Επιστημών των ΗΠΑ και δεκάδες άλλοι κυβερνητικοί και μη φορείς, συμφωνούν για την ύπαρξη άμεσης συσχέτισης των κλιματικών αλλαγών με τις ανθρώπινες δραστηριότητες, και κυρίως τις καύσεις των συμβατικών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος και την κίνηση οχημάτων και άλλων μηχανών.

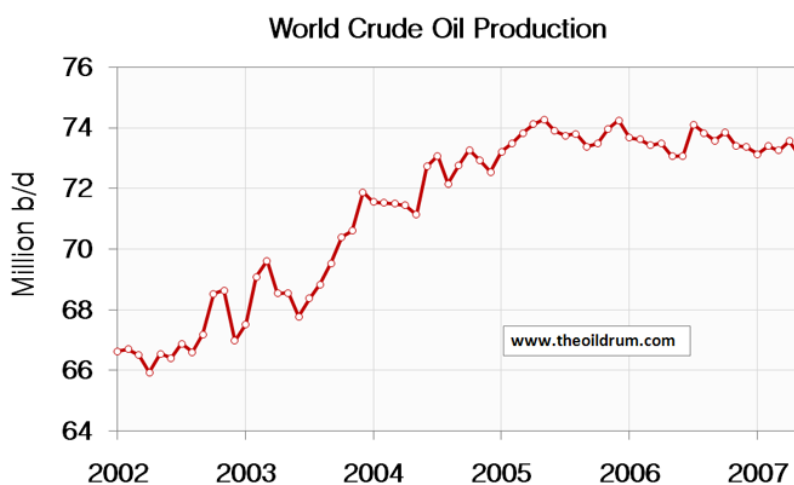


Σχήμα 1. Συγκέντρωση του CO₂ στην ατμόσφαιρα.

Το πετρέλαιο παραμένει σήμερα η κύρια πηγή πρωτογενούς ενέργειας. Με τον όρο «κορύφωση του πετρελαίου» (peak oil) χαρακτηρίζεται το πρόβλημα της εξάντλησης του ενεργειακού αποθέματος, ή ακριβέστερα η κορύφωση της παγκόσμιας παραγωγής πετρελαίου. Το πετρέλαιο αποτελεί μια πεπερασμένη,

μη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, η οποία έδωσε ιδιαίτερη ώθηση στην οικονομική και πληθυσμιακή ανάπτυξη τα τελευταία 150 χρόνια. Οι πετρελαϊκές εταιρείες έχουν φυσικά εκμεταλλευτεί τα κοιτάσματα των οποίων η εξόρυξη ήταν εύκολη και οικονομική, γιατί βρίσκονταν σχετικά κοντά στην επιφάνεια του εδάφους, ήταν χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο, γεγονός που έκανε εύκολη τη διύλιση του πετρελαίου, κτλ. Τα εναπομείναντα κοιτάσματα πετρελαίου είναι πιθανόν να βρίσκονται σε απόμακρες περιοχές, μακριά από τις αγορές, σε μικρά ή χαμηλής ποιότητας πεδία, παράγοντες που καθιστούν την εξόρυξη και διύλισή τους ακριβότερη. Η κορύφωση του πετρελαίου θα οδηγήσει σε υψηλότερες τιμές του πετρελαίου που βραχυπρόθεσμα θα επηρεάσει περισσότερο την κατανάλωση των αναπτυσσόμενων χωρών περισσότερο παρά των ανεπτυγμένων.

Στοιχεία τόσο του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας [38] όσο και της US Energy Information Administration [48] δείχνουν πως η παγκόσμια παραγωγή υγρών καυσίμων είναι σε στασιμότητα από το 2005. Από τότε οι τιμές του πετρελαίου έχουν αυξηθεί σε επίπεδα που δεν κατάφεραν να προβλέψουν ούτε οι ειδικοί στην ενέργεια της Παγκόσμιας Τράπεζας και του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας. Η αδυναμία μας να προβλέψουμε επαρκώς τις τιμές και τη διαθεσιμότητα του πετρελαίου θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού στο μέλλον.

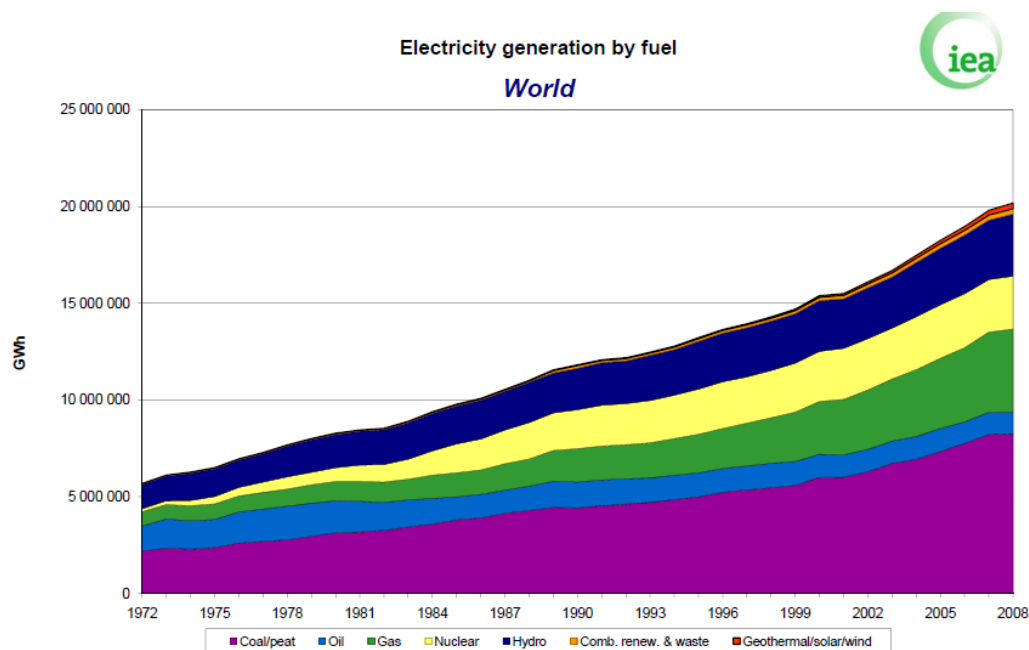


Σχήμα 2. Παγκόσμια παραγωγή πετρελαίου [47].

Ο άλλος ενεργειακός πόρος που συνέβαλε στην επιδείνωση του περιβάλλοντος, με αιχμή βέβαια τις κλιματικές αλλαγές, είναι ο άνθρακας. Η χρήση του άνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή ξεκίνησε στα τέλη του 19^{ου} αιώνα. Οι πρώτοι σταθμοί είχαν ένα πενιχρό βαθμό απόδοσης 1%, πράγμα που σήμαινε ότι χρειαζόταν 12,3 κιλά άνθρακα για την παραγωγή μιας μόνο κιλοβατώρας. Την ίδια ώρα εκλύονταν στην ατμόσφαιρα 37 κιλά διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).

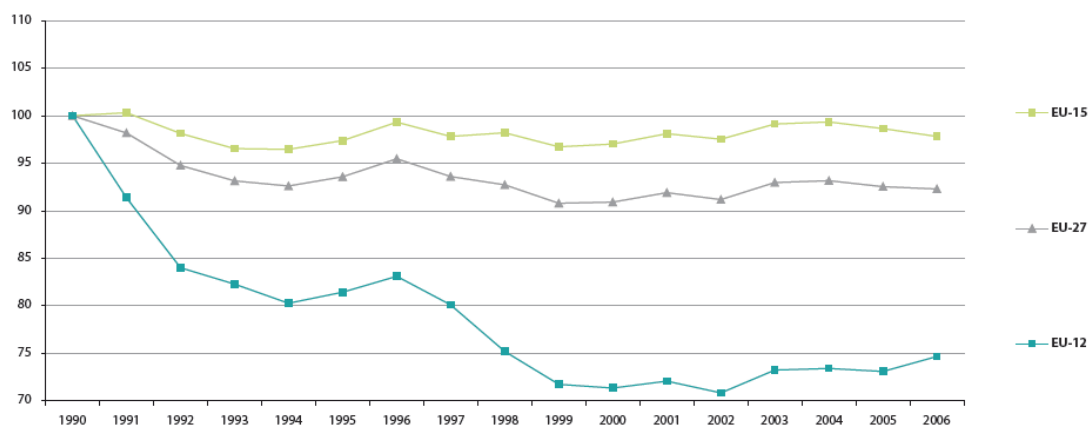
Σήμερα, η αποδοτικότητα των σταθμών βελτιώθηκε για να φτάσει ένα αιώνα μετά κατά μέσο όρο στο 31% σε διεθνές επίπεδο. Οι πιο εξελιγμένες μονάδες

κατάφεραν μάλιστα να φτάσουν και το 47%. Στην περίπτωση του λιγνίτη (μορφή άνθρακα κατώτερης όμως ποιότητας), η μέγιστη απόδοση που επιτεύχθηκε είναι 45,3% [16]. Ο άνθρακας παραμένει ο σημαντικότερος ενεργειακός πόρος στην παγκόσμια ηλεκτροπαραγωγή μέχρι σήμερα και όσο αυξάνεται η παγκόσμια κατανάλωση ηλεκτρισμού, τόσο συνεχίζει να αυξάνεται και η παγκόσμια κατανάλωση άνθρακα.



Σχήμα 3. Παγκόσμια ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο (38).

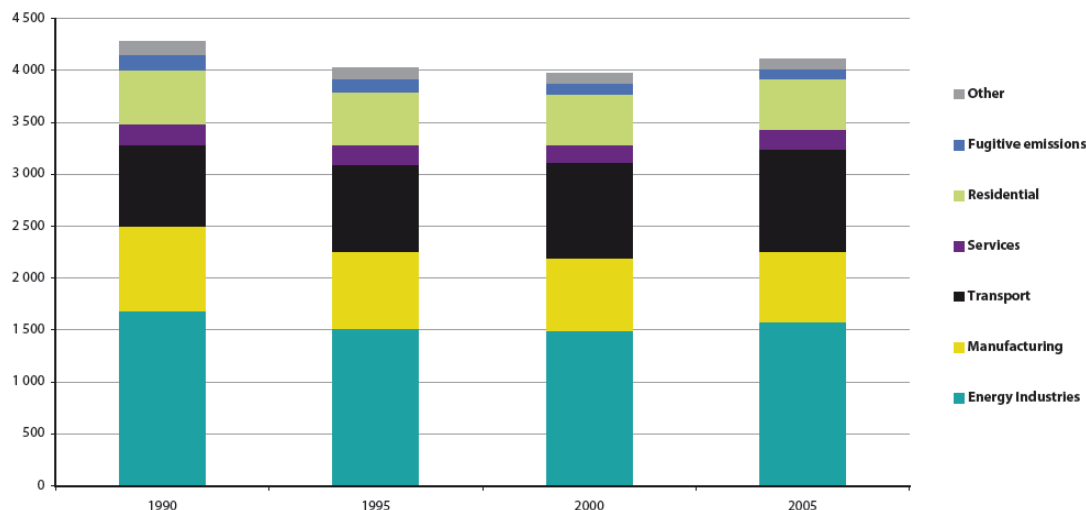
Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, οι εκπομπές που οφείλονται στον ενεργειακό τομέα αντιστοιχούν στο 80% όλων των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το 2006 της Ευρώπης των 27 (ΕΕ-27).



Σχήμα 4. Τάσεις εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, index 1990=100 [42].

Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σχετίζονται με διάφορες δραστηριότητες, συμπεριλαμβανομένων των ενεργειακών βιομηχανικών (θέρμανση και ηλεκτρισμός, διανομή κτλ.), των μεταφορών, της μεταποίησης, των υπηρεσιών,

του οικιακού τομέα, του αγροτικού τομέα, και άλλων κατηγοριών. Υπάρχουν και κάποιες εκπομπές που δεν προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων, και σχετίζονται με την αναζήτηση, την επεξεργασία, τη μεταφορά και την παραγωγή των καυσίμων, και ονομάζονται διαφυγούσες εκπομπές.



Σχήμα 5. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά κλάδο σε εκατ. τόν. ισοδ. CO₂, ΕΕ-27 [33].

Είναι πλέον προφανές, ότι η παγκόσμια θέρμανση σε συνδιασμό με την πεπερασμένη φύση των ορυκτών καυσίμων καθιστούν αναγκαία τη χρήση καθαρότερων ενεργειακών πόρων και αποδοτικότερων τεχνολογιών, αλλά και τη μείωση του επιπέδου κατανάλωσης ενέργειας.

Η αυξημένη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα μπορεί να βοηθήσει σημαντικά στην αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων μείζονος σημασίας. Για τον περιορισμό των αρνητικών επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, την εξασφάλιση ανταγωνιστικών τιμών ενέργειας και της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού, είναι απαραίτητο να γίνουν μεγάλες και μακροπρόθεσμες επενδύσεις. Μέσω της υιοθέτησης αποτελεσματικών ενεργειακών πολιτικών, οι ΑΠΕ μπορούν να καλύψουν σημαντικό μέρος της ενεργειακής ζήτησης επιτυγχάνοντας ταυτόχρονα μείωση των εκπομπών CO₂.

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η κλιματική πολιτική και η ενεργειακή πολιτική εξελίσσονται πλέον μαζί την τελευταία δεκαετία [33]. Οι πολιτικές για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής αποτελούν τον πυρήνα της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής. Βασικό κομμάτι αυτής της πολιτικής αποτελούν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Έτσι η προώθηση των ΑΠΕ συνάδει και με την εκπλήρωση των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει η χώρα μας, ως κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ).

2.2. Η αναγκαιότητα του ενεργειακού σχεδιασμού

Ο ενεργειακός σχεδιασμός άρχισε με την εκβιομηχάνιση της οικονομίας, παρόλα αυτά το επίπεδο του σχεδιασμού ήταν περιορισμένο. Η ενέργεια θεωρείτο γενικά, συντελεστής παραγωγής, όπως το κεφάλαιο ή η εργασία. Στη συνέχεια η ενέργεια έγινε εμπορεύσιμο αγαθό, και τότε η ζήτηση και η προσφορά για αυτό άρχισε να καταγράφεται. Οι ενεργειακές πολιτικές εθνικού επιπέδου προέκυψαν κατά τη διάρκεια του Δεύτερου Παγκόσμιου Πολέμου, παρόλα αυτά η διαδικασία του σχεδιασμού διατηρούσε μια απλή μακροοικονομική προσέγγιση. Η γρήγορη τεχνολογική ανάπτυξη και αύξηση της χρήσης ενέργειας μετά το 1950 όχι μόνο αύξησε το μέγεθος και την έκταση των ενεργειακών συστημάτων, αλλά εισήγαγε την πολυπλοκότητα στον ενεργειακό σχεδιασμό, κάτι που έκανε τη χρήση νέων στατιστικών και υπολογιστικών τεχνικών αναπόφευκτη.

Οι βιομηχανικές χώρες συνειδητοποίησαν για πρώτη φορά σοβαρά την αυξανόμενη εξάρτηση της οικονομίας από μη ανανεώσιμους πόρους, η προσφορά των οποίων δεν ήταν πάντα βέβαιη. Ακολούθησε ένα πλήθος προσπαθειών, μεταξύ των οποίων για έρευνα και ανάπτυξη, ώστε να διασφαλιστεί ότι η μελλοντική ενεργειακή προσφορά θα διατηρήσει το επίπεδο και το ρυθμό της ανάπτυξης. Η εγκατάλειψη της παραδοσιακής τμηματικής προσέγγισης του ενεργειακού σχεδιασμού και η υιοθέτηση μιας ολοκληρωμένης προσέγγισης θεωρήθηκε αναγκαία, για την αντιμετώπιση των αντικρουόμενων τμηματικών στόχων και το συνδιασμό των ειδικότερων χαρακτηριστικών των τομειακών μοντέλων σε ένα ενοποιημένο περιβάλλον μοντελοποίησης.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός έχει ως σκοπό να διασφαλίζει ότι οι αποφάσεις για τη ζήτηση ενέργειας και τις υποδομές προσφοράς περικλείουν όλους τους ενδιαφερόμενους, εξετάζουν όλες τις υπάρχουσες επιλογές για ζήτηση και προσφορά ενέργειας και είναι συνεπείς με τους στόχους για εθνική ανάπτυξη. Έτσι μέσω της ανάλυσης και του σχεδιασμού των περιφερειακών και εθνικών ενεργειακών συστημάτων, κάθε χώρα μπορεί να διαμορφώσει τη δικιά της ενεργειακή στρατηγική.

Η ταχύτατη πρόοδος στη διαχείριση ηλεκτρονικών δεδομένων έχει οδηγήσει σήμερα στην ανάπτυξη πολυάριθμων υπολογιστικών εργαλείων ενεργειακού σχεδιασμού. Όχι μόνο η ποσότητα, αλλά και η ποιότητα των εργαλείων αυτών έχει αυξηθεί στο πέρασμα των τελευταίων χρόνων. Έτσι τίθεται το πρόβλημα της επιλογής μεταξύ διαφορετικών εργαλείων που μπορεί να εξυπηρετούν τουλάχιστον θεωρητικά, τον ίδιο σκοπό. Για την επιτυχή επιλογή εργαλείου, είναι σημαντικό να διευκρινίζεται όχι μόνο ο γενικότερος σκοπός που το χρησιμοποιούμε, αλλά και να διαμορφώνουμε ειδικότερες ερωτήσεις. Σύμφωνα με το Διεθνές Ινστιτούτο για την Ανάλυση Εφαρμοσμένων Συστημάτων (IIASA), το μοντέλο θα πρέπει να είναι όσο πιο απλό γίνεται για την

εξυπηρέτηση ενός δεδομένου σκοπού. Αλλά ποιός είναι ο δεδομένος σκοπός; Απάντηση σε αυτή την ερώτηση πρέπει να δίνεται όσο τον δυνατόν ακριβέστερα πριν εφαρμοστεί οποιοδήποτε εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού.

2.3. Τί είναι τα σενάρια και γιατί είναι χρήσιμα;

Η ανάλυση της δυναμικής σχέσης μεταξύ της ενέργειας και ζητημάτων όπως η κλιματική αλλαγή, απαιτεί την υιοθέτηση μιας μακροπρόθεσμης προοπτικής. Οι ενεργειακές υποδομές απαιτούν χρόνο για να κατασκευαστούν και ο ωφέλιμος χρόνος ζωής τους, στην περίπτωση κάποιων μονάδων, μετριέται σε δεκαετίες. Οι νέες τεχνολογίες απαιτούν χρόνο για να αναπτυχθούν και ακόμα περισσότερο χρόνο για να φτάσει το μερίδιό τους στην αγορά το μέγιστο. Η αυξημένη συγκέντρωση αερίων του θερμοκηπίου από ανθρώπινες δραστηριότητες επηρεάζει τα οικοσυστήματα και το παγκόσμιο κλίμα στο πέρασμα πολλών χρόνων, από δεκαετίες έως αιώνες. Οι πολιτικές που εφαρμόζονται για την αντιμετώπιση των απειλών της κλιματικής αλλαγής απαιτούν χρόνο προκειμένου να σημειωθεί μείωση στις εκπομπές. Επομένως, μια ανάλυση που διαπραγματεύεται ενεργειακά και περιβαλλοντικά ζητήματα πρέπει να υιοθετεί έναν ορίζοντα από είκοσι έως πενήντα χρόνια.

Αυτή η μακροπρόθεσμη προσέγγιση πρέπει να συμβιβάζεται με την αβεβαιότητα και τις περιορισμένες γνώσεις μας για το μέλλον. Το μέλλον είναι εξ' ορισμού άγνωστο και αδύνατο να προβλεφθεί. Το πώς θα εξελιχθεί όμως, προσδιορίζεται ως ένα βαθμό από το πώς θα αποφασίσουμε να δράσουμε. Ο τρόπος με τον οποίο διερευνείται το μέλλον είναι μέσω σεναρίων. Τα σενάρια είναι ουσιαστικά «εικασίες» για το τί θα μπορούσε να συμβεί στο μέλλον βάσει της παρελθούσας και παρούσας εμπειρίας μας. Επομένως, για το χτίσιμο των σεναρίων, τα δεδομένα για παρελθούσες ή τρέχουσες «τάσεις» είναι απαραίτητο συστατικό. Εύλογες εικασίες σχετικά με το πώς θα μπορούσαν αυτές οι εικασίες να εξελιχθούν στο μέλλον, είναι ένα άλλο συστατικό. Η διερεύνηση μιας αλυσίδας γεγονότων και τάσεων που χαρακτηρίζεται από συνοχή και λογική, και μπορεί να διαδεχθεί τις τάσεις του παρόντος, οδηγεί σε μια καλύτερη αξιολόγηση των εναλλακτικών πολιτικών. Για αυτό το λόγο, η διερεύνηση του μέλλοντος αναφέρεται συχνά στη λογοτεχνία ως «σχεδιασμός σεναρίων» (scenario planning) [36].

Κατά τη χρήση των σεναρίων ως εργαλεία ενεργειακής πολιτικής πρέπει να έχει κανείς κατά νου τα ακόλουθα:

- Τα σενάρια δεν αποτελούν προβλέψεις, αλλά εξυπηρετούν περισσότερο ως διερευνητικά εργαλεία.

- Βραχυπρόθεσμες αλλαγές σε παραμέτρους δεν παρουσιάζονται λεπτομερώς, καθώς οι υποθέσεις διαμορφώνονται συνήθως ως συνέχεια των τρεχουσών τάσεων.
- Το εύρος των σεναρίων είναι περιορισμένο, καθώς υποκειμενικές απόψεις σχετικά με το μέλλον μπορούν να επηρεάσουν την επιλογή των σεναρίων.
- Οι μελέτες σεναρίων συχνά υιοθετούν μια απλουστευμένη παρουσίαση των τεχνολογικών χαρακτηριστικών.
- Στην πράξη δεν λαμβάνονται υπόψη όλες οι εκφάνσεις της αβεβαιότητας και έτσι τα σενάρια συνήθως εστιάζουν σε έναν περιορισμένο εύρος οικονομικών «μελλόντων» [41].

2.4. Διαφορετικοί τύποι σεναρίων

Ο πιο γνωστός τύπος σεναρίου είναι το «**σενάριο αναφοράς**» (ή «business as usual»), που υποθέτει ότι οι τρέχουσες τάσεις θα συνεχιστούν και στο μέλλον και η δομή του συστήματος παραμένει η ίδια ή υπόκειται σε αλλαγές που έχουν προκαθοριστεί. Βραχυπρόθεσμα ή μεσοπρόθεσμα, τα σενάρια αυτά συνδέονται με υψηλή πιθανότητα. Μακροπρόθεσμα όμως, αυτές οι τάσεις μπορούν να αποδειχθούν απίθανες. Τα σενάρια πολιτικής, που σχεδιάζονται για την ανάλυση της επίδρασης μιας νέας πολιτικής στο πλαίσιο της διατήρησης των τρεχουσών τάσεων, συχνά παρουσιάζουν τους ίδιους περιορισμούς με τα σενάρια «business as usual».

Τα «**διερευνητικά σενάρια**» (**exploratory scenarios**) από την άλλη, σχεδιάζονται για τη διερεύνηση διαφόρων ευλογοφανών εξελίξεων. Ο σκοπός τους είναι η αναγνώριση των σεναρίων με τις πιο στιβαρές στρατηγικές από την οπτική γωνία του αναλυτή. Για παράδειγμα, η αναγνώριση παραγόντων που επηρεάζουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε μία περίοδο τριάντα ετών θα ήταν χρήσιμη στη διαμόρφωση πολιτικών επιλογών. Τα διερευνητικά σενάρια λοιπόν, μπορούν:

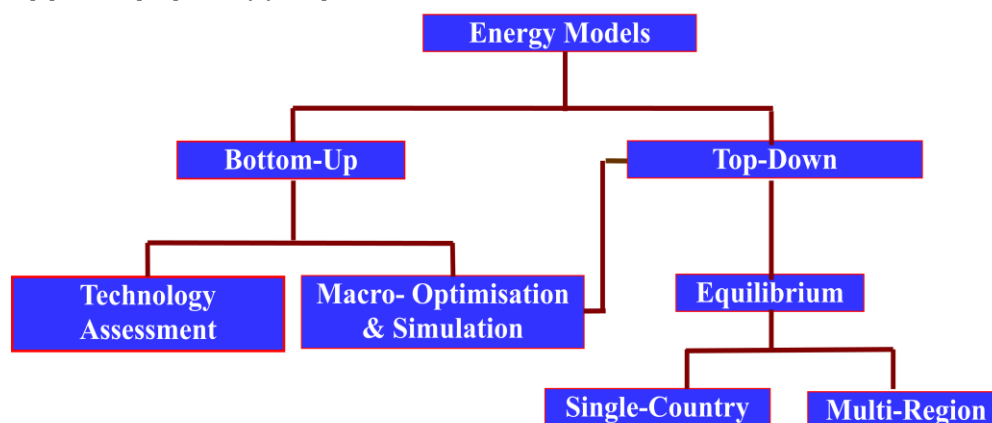
- Να βοηθήσουν τους επιστήμονες να αναγνωρίσουν τις διαστάσεις και τους παράγοντες – κλειδιά για τις μελλοντικές εξελίξεις.
- Να τους βοηθήσουν να διερευνήσουν και να κατανοήσουν τις δυναμικές σχέσεις μεταξύ των βασικών παραγόντων – κλειδιών και να εκτιμήσουν τη σχετική σημασία τους ως πηγές αβεβαιότητας.
- Να επιτρέπουν μια πιο συστηματική και ολοκληρωμένη εκτίμηση των αβεβαιοτήτων που είναι συνυφασμένες με τον τομέα ενέργεια – περιβάλλον.

Τα «κανονιστικά» σενάρια (normative scenarios) σχεδιάζονται με βάση κάποια επιθυμητά χαρακτηριστικά ή «νόρμες» που θα πρέπει να έχει το μέλλον σύμφωνα με τον αναλυτή που επεξεργάζεται το σενάριο. Αυτός ο τύπος σεναρίου είναι έμφυτα κατευθυνόμενος από πολιτικές και περιοριστικός. Έτσι αυτά τα σενάρια υποθέτουν ότι οι δράσεις πολιτικής μπορούν να οδηγήσουν σε μία επιθυμητή εκδοχή του μέλλοντος και σχεδιάζονται για να αναγνωρίσουν τις δράσεις πολιτικής που είναι απαραίτητες για το σκοπό αυτό [36].

2.5. Αναλυτική προσέγγιση των ενεργειακών μοντέλων

Τα ενεργειακά μοντέλα χαρακτηρίζονται από τις ακόλουθες αναλυτικές προσεγγίσεις:

- Προσέγγιση top-down
- Προσέγγιση bottom-up
- Υβριδική προσέγγιση.



Σχήμα 6. Διαφορετικές αναλυτικές προσεγγίσεις ενεργειακών μοντέλων.

Τα top-down μοντέλα εξετάζουν την ευρύτερη οικονομία και ενσωματώνουν τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ διαφορετικών αγορών που οφείλονται σε αλλαγές τις οποίες προκαλούν οι διάφορες πολιτικές στις σχετικές τιμές και τα εισοδήματα. Συνήθως δεν περιέχουν τεχνολογικές λεπτομέρειες της παραγωγής ή μετατροπής ενέργειας. Οι ενεργειακοί τομείς – όπως και οι υπόλοιποι μη ενεργειακοί τομείς – παρουσιάζονται με έναν αθροιστικό τρόπο μέσω συναρτήσεων παραγωγής που συνδιάζουν πιθανότητες υποκατάστασης μέσω διαφορετικών ελαστικοτήτων. Συνεπώς, τα συμβατικά ενεργειακά μοντέλα δε μπορούν να ενσωματώσουν ευθέως διαφορετικές υποθέσεις για το πώς οι διάφορες ενεργειακές τεχνολογίες και τα κόστη θα εξελιχθούν στο μέλλον.

Από την άλλη πλευρά, τα bottom-up μοντέλα περιγράφουν τις τρέχουσες και μελλοντικές τεχνολογίες. Είναι συνεπώς κατάλληλα για την ανάλυση ειδικότερων αλλαγών στην τεχνολογία ή πολιτικών όπως τα standards αποδοτικότητας. Ένα σημαντικό μειονέκτημα των μοντέλων αυτών είναι ότι αποτυγχάνουν να λάβουν υπόψη τους διαστρεβλώσεις στις τιμές, αλληλεπιδράσεις σε επίπεδο οικονομίας και επιδράσεις στα εισοδήματα.

Πίνακας 1. Δυνατά σημεία των δύο προσεγγίσεων.

| top-down | bottom-up |
|--|---|
| Προσέγγιση ισορροπίας της αγοράς | Προσέγγιση αριστοποίησης |
| Συνολική απεικόνιση κλάδων | Καλύτερη μηχανική/τεχνολογική απεικόνιση |
| Ενεργειακές ροές και ενεργειακή ζήτηση σε νομισματικούς όρους | Ενεργειακές ροές και ενεργειακή ζήτηση σε υλικές μονάδες |
| Ενδογενής παρουσίαση των περισσότερων μακροοικονομικών παραμέτρων όπως οι τιμές και οι ελαστικότητες ζήτησης | Καλύτερη προσέγγιση για ανάλυση πολιτικών με αξιολόγηση των τεχνολογικών επιδράσεων και ενεργειακού μείγματος σε έναν κλάδο |

Τα υβριδικά μοντέλα, που αποτελούν ένα συνδυασμό των δύο παραπάνω κατηγοριών μοντέλων, έχουν αρχίσει να χρησιμοποιούνται για να ξεπεραστούν οι αδυναμίες της κάθε κατηγορίας [27].

2.6. Υποκείμενη μεθοδολογία των ενεργειακών μοντέλων

Τα ενεργειακά μοντέλων που έχουν αναπτυχθεί από διάφορες ομάδες ειδικών έχουν συγκεκριμένες υποκείμενες μεθοδολογίες που χαρακτηρίζουν τα μοντέλα. Κάποιες από τις μεθοδολογίες είναι οι εξής:

- Μοντέλα αριστοποίησης (optimization models)

Τυπικά υποθέτουν πως το κόστος της ενέργειας είναι ο μόνος αποφασιστικός παράγοντας στην επιλογή τεχνολογίας και εφαρμόζουν την αμφιλεγόμενη θεμελιώδη υπόθεση του τέλειου ανταγωνισμού (μη μονοπωλιστικές πρακτικές, απουσία επιχορηγήσεων, αγορές σε κατάσταση ισορροπίας). Στα μοντέλα αριστοποίησης συχνά χρησιμοποιείται η τεχνική του γραμμικού προγραμματισμού, με σκοπό την αριστοποίηση των ενεργειακών επενδύσεων και εξόδων, για δεδομένες μεταβλητές δεδομένων κάποιων περιορισμών. Χρησιμοποιούνται συχνά για την ανάλυση του μέλλοντος των ενεργειακών συστημάτων (παραδείγματα: MARKAL/TIMES).

- **Μοντέλα προσομοίωσης (simulation models)**

Αυτή η μεθοδολογία θεωρείται καταλληλότερη για ενεργειακό σχεδιασμό σε μη ιδανικές κοινότητες καθώς δε περιορίζεται από την υπόθεση της άριστης συμπεριφοράς του συστήματος ή ότι η ενέργεια είναι ο μόνος παράγοντας που επηρεάζει την επιλογή τεχνολογίας. Είναι περιγραφικά μοντέλα βασισμένα σε μία λογική αναπαράσταση του συστήματος και στοχεύουν σε μια απλοποιημένη αναπαραγωγή της λειτουργίας του συστήματος. Τα μοντέλα αυτά είναι γενικά περίπλοκα καθώς απαιτούν μεγάλο όγκο δεδομένων και είναι δύσκολο να παραμετροποιηθούν (παράδειγμα: ENPEP-BALANCE).

- **Μοντέλα λογιστικού πλαισίου (accounting frameworks)**

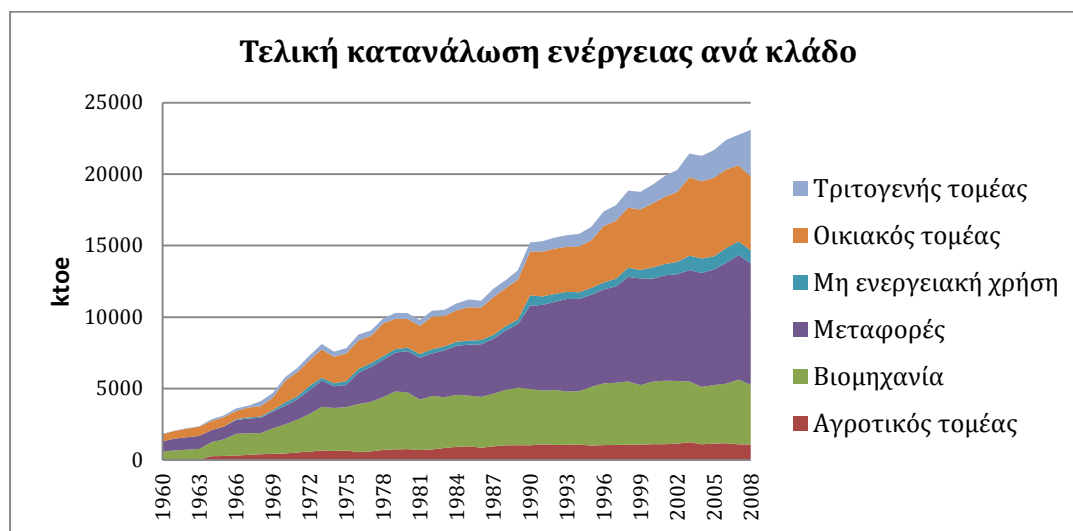
Τα μοντέλα λογιστικού πλαισίου παρουσιάζουν τις ενεργειακές ροές σε ένα σύστημα βασισμένο σε απλές μηχανικές σχέσεις (π.χ. διατήρηση της ενέργειας). Αντί να προσομοιώνουν τις αποφάσεις των ενεργειακών καταναλωτών και παραγωγών, ο χρήστης απλά εισάγει τα αποτελέσματα αυτών των αποφάσεων (π.χ. ενεργειακή ζήτηση, βαθμός διείσδυσης στην αγορά κτλ.). Είναι απλά, εύκολα στην παραμετροποίηση και διαφανή. Η εκτίμηση και σύγκριση των πολιτικών γίνεται σε μεγάλο βαθμό εξωγενώς από το χρήστη. Το πλαίσιο των μοντέλων αυτών εξασφαλίζει φυσική συνέπεια, αλλά όχι και οικονομική συνέπεια (παράδειγμα: LEAP) [49].

Κεφάλαιο 3. Προφίλ ελληνικού ενεργειακού συστήματος

3.1. Ενεργειακή κατανάλωση

3.1.1. Τελική κατανάλωση ενέργειας κατά κλάδο

Η τελική κατανάλωση ενέργειας στη χώρα κατά τη διάρκεια της περιόδου 1960-2008 έχει αυξηθεί κατακόρυφα. Ειδικότερα την περίοδο 1990 -2008, η τελική κατανάλωση ενέργειας έχει αυξηθεί από 15,23 mtoe σε 23,01 mtoe, αντανακλώντας την καλή οικονομική κατάσταση της χώρα την περίοδο αυτή [23].



Σχήμα 7. Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά κλάδο.

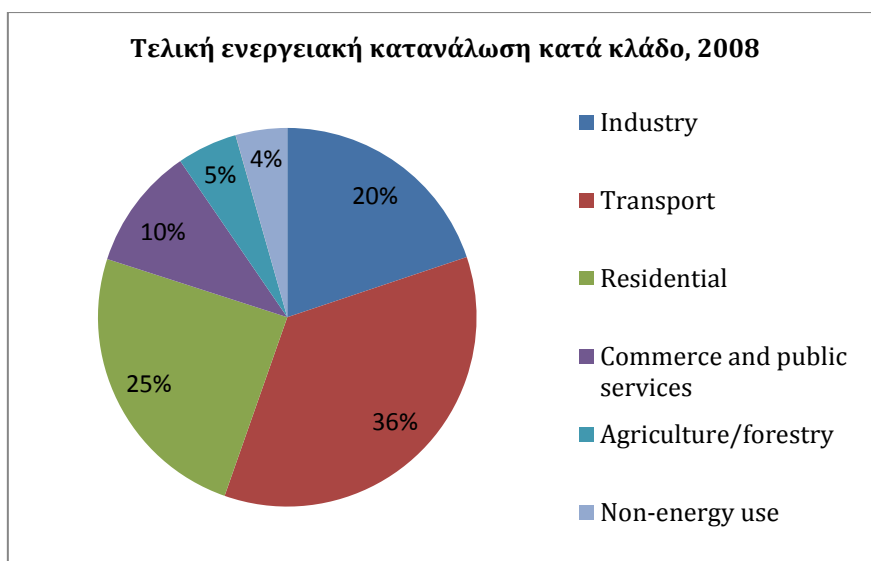
Από το 1995 έως το 2008 ο ρυθμός ανάπτυξης κατά την περίοδο αυτή σημειώνει σημαντική ανοδική πορεία, καθώς ο μέσος όρος διαμορφώνεται στο 3,83% (βλ. Πίν.1) [7, 18]. Είναι φανερό ότι δεν έχει πραγματοποιηθεί αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την αύξηση της ενεργειακής ζήτησης.

Πίνακας 2. Ρυθμός οικονομικής ανάπτυξης.

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ρυθμός ανάπτυ. ΑΕΠ | 2,4% | 3,6% | 3,4% | 3,4% | 4,5% | 4,2% | 3,4% | 5,6% | 4,9% | 2,9% | 4,5% | 4% | 3% |

Ενδιαφέρον έχει η τελική ενεργειακή κατανάλωση των πιο ενεργοβόρων τομέων. Το 2008 η συνολική τελική κατανάλωση έφτασε τα 21,186 mtoe, με το

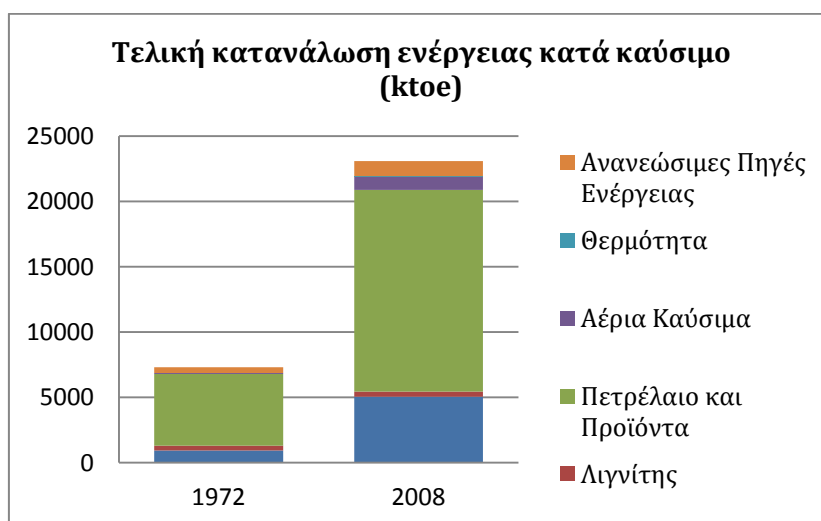
ποσοστό των μεταφορών να φτάνει το 36%, του οικιακού τομέα το 25% και της βιομηχανίας το 20% [23].



Σχήμα 8. Τελική ενεργειακή κατανάλωση κατά κλάδο, 2008.

3.1.2. Τελική κατανάλωση ενέργειας κατά καύσιμο

Αν αναλύσουμε την τελική κατανάλωση κατά καύσιμο, διαπιστώνουμε ότι τόσο το 1972 όσο και το 2008, το μεγαλύτερο ποσοστό ανήκει στο πετρέλαιο. Από 5,47 mtoe το 1972, η κατανάλωση πετρελαίου έφτασε τα 15,4 mtoe το 2008, με τις μεταφορές να χρησιμοποιούν αποκλειστικά πετρέλαιο. Η συμμετοχή του πετρελαίου στην τελική κατανάλωση αντιστοιχεί στο 67% [23].



Σχήμα 9. Τελική κατανάλωση ενέργειας κατά καύσιμο.

Η κατανάλωση φυσικού αερίου έφτασε σχεδόν το 1 mtoe και το μερίδιό του στην τελική κατάλωση αντιστοιχεί στο 4%, ποσοστό που αναμένεται να αυξηθεί κατακόρυφα. Η κατανάλωση λιγνίτη παραμένει στα ίδια επίπεδα (από 379 ktoe

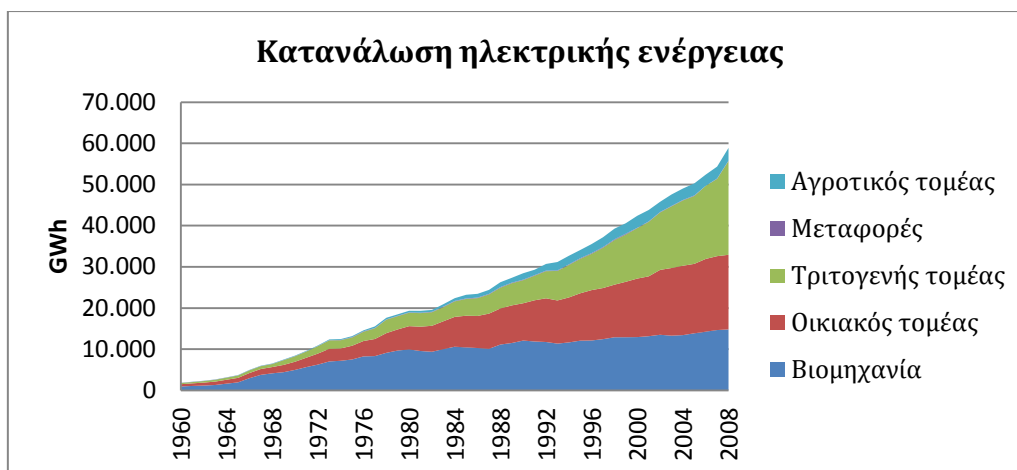
σε 398 ktoe). Όσον αφορά την κατανάλωση ηλεκτρισμού, αυξήθηκε από τα 0,9 mtoe το 1972 στα 5,1 mtoe το 2008. Ειδικότερα, το 2008 η συμμετοχή του ηλεκτρισμού στην τελική κατανάλωση ενέργειας ανήλθε στο 22%. Η κατανάλωση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας αυξήθηκε από τα 0,45 mtoe το 1972 στα 1,2 mtoe το 2008, αλλά το μερίδιό τους στην τελική κατανάλωση αντιστοιχεί μόλις στο 5% το 2008 (πίν. 3) [23].



Σχήμα 10. Συμμετοχή καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας, 2008.

3.1.3. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Από το 1990 και μετά, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται με γρήγορους ρυθμούς. Το 2008 ο τριτογενής τομέας ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας με 22,79 TWh ετήσια κατανάλωση. Ο οικιακός τομέας είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος καταναλωτής το 2008, με 18,13 TWh και η βιομηχανία ο τρίτος μεγαλύτερος καταναλωτής με 14,8 TWh. Εάν συγκρίνουμε με τα επίπεδα του 1990, βλέπουμε ότι η βιομηχανία αποτελούσε το μεγαλύτερο καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας με 12,1 TWh, ακολουθούμενη από τον οικιακό τομέα (9,07 TWh) και τον τριτογενή (5,6 TWh). Αξίζει να σημειωθεί ότι η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το 1990 έως το 2008 έχει σχεδόν διπλασιαστεί, από 28,45 TWh σε 58,9 TWh [23].



Σχήμα 11. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 3. Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

| Έτος | % |
|------|------|
| 1997 | 8,6 |
| 1998 | 7,9 |
| 1999 | 9,5 |
| 2000 | 7,7 |
| 2001 | 5,2 |
| 2002 | 6,2 |
| 2003 | 9,7 |
| 2004 | 9,5 |
| 2005 | 10,0 |
| 2006 | 12,1 |
| 2007 | 6,8 |
| 2008 | 8,3 |

Ιδιαίτερη σημασία έχει η συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, που σύμφωνα με τη Eurostat, το 2008 έφτασε το 8,3%. Από τα έτη 1997 έως το 2008, η μεγαλύτερη συμμετοχή σημειώθηκε το 2006, λαμβάνοντας υπόψη τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, με ποσοστό 12,1%. Το ποσοστό όμως αυτό δεν είναι αντιπροσωπευτικό, καθώς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα – που είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος – χρησιμοποιούνται κυρίως για την κάλυψη φορτίων αιχμής και η διαθεσιμότητά τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα [18].

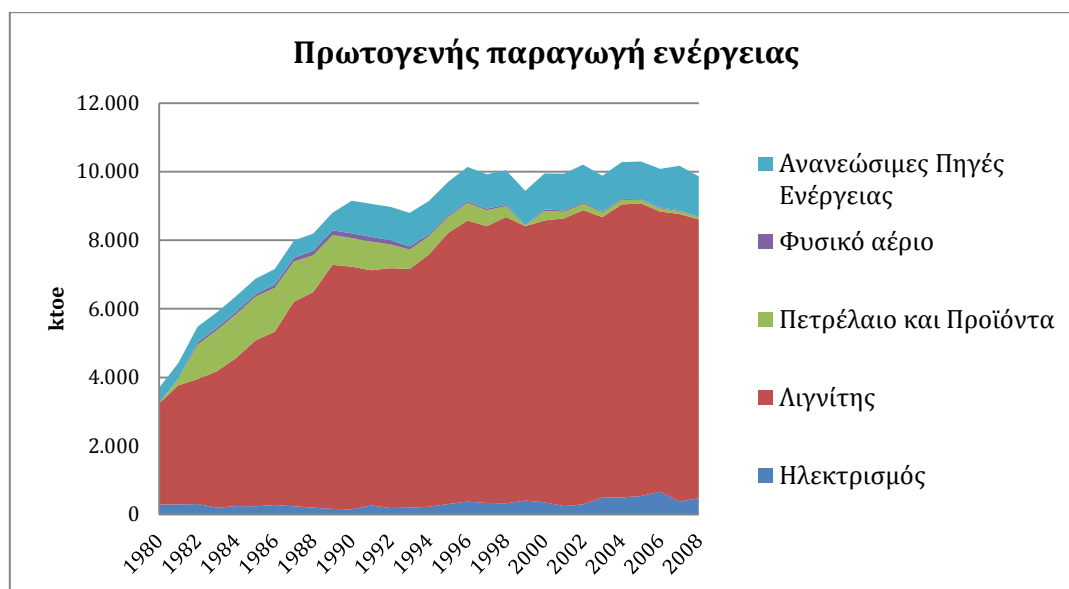
3.2. Ενεργειακή προσφορά

3.2.1. Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χαρακτηρίζεται από τη σχετική απομόνωση της θέσης του από τα άλλα ευρωπαϊκά συστήματα και την καθοριστική εξάρτησή του από το λιγνίτη. Η συνολική πρωτογενής παραγωγή το 2008 ανήλθε σε 9,9 mtoe.

Η κύρια πηγή καυσίμου παραμένει σήμερα ο λιγνίτης. Η πρωτογενής παραγωγή του ήταν 2,95 mtoe το 1980, και αντιστοιχούσε στο 80% της συνολικής

πρωτογενούς παραγωγής. Το 1990 η παραγωγή του αυξήθηκε στα 7 mtoe και το 2008 ανήλθε σε 8,13 mtoe, που αντιστοιχεί στο 82,4% της συνολικής πρωτογενούς παραγωγής. Αντίθετα, η συμμετοχή του πετρελαίου στη συνολική πρωτογενή παραγωγή βαίνει μειούμενη, από 18,3% το 1982 σε λιγότερο από 1% το 2008. Το μερίδιο των ΑΠΕ αντιστοιχούσε σε 0,45 mtoe το 1980 και το 2008 ανήλθε σε 1,18 mtoe [23].

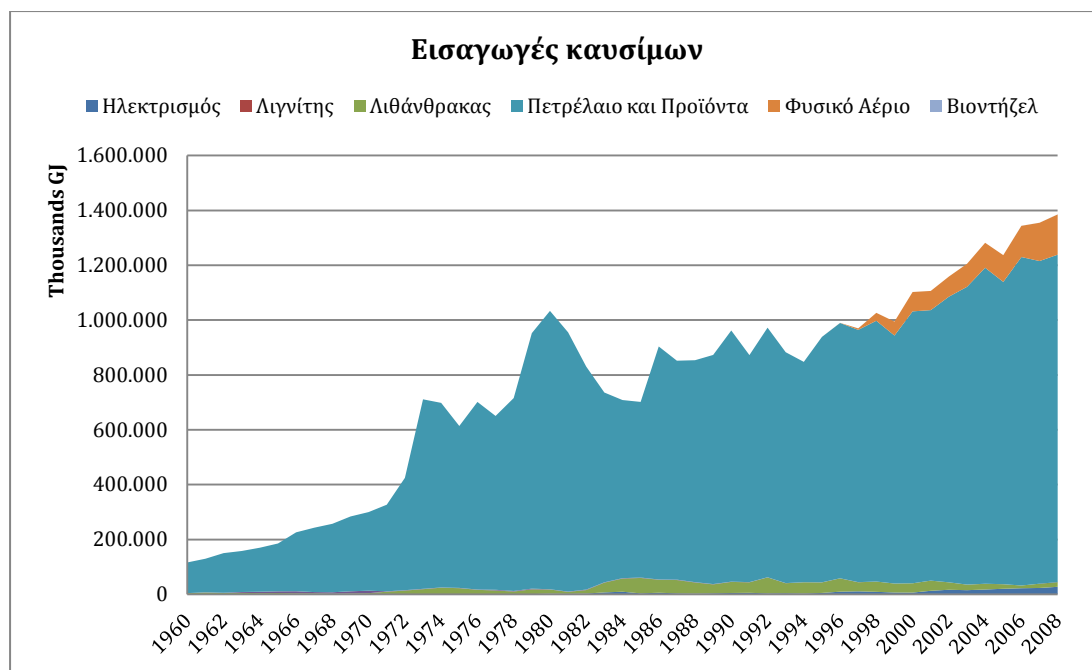


Σχήμα 12. Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας.

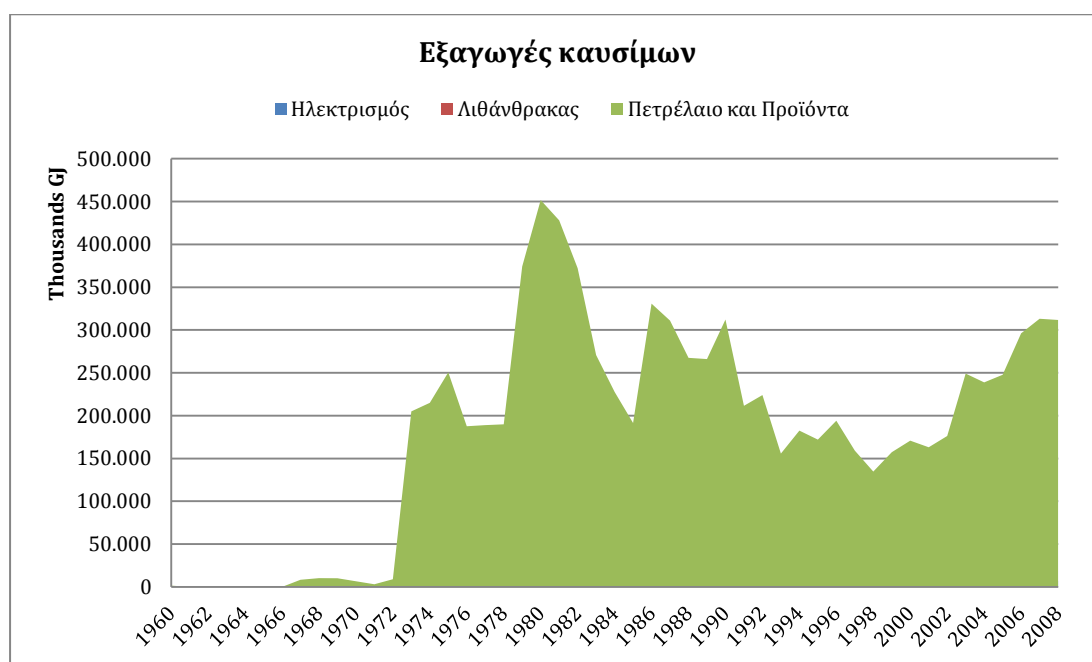
3.2.2. Εισαγωγές - εξαγωγές καυσίμων

Εφόσον το μοναδικό εγχώριο καύσιμο είναι ο λιγνίτης, η Ελλάδα αναγκάζεται να εισάγει όλα τα υπόλοιπα καύσιμα. Στα δύο επόμενα σχήματα απεικονίζονται οι εισαγωγές και οι εξαγωγές της Ελλάδας από το 1960 έως σήμερα [23]. Στις εισαγωγές κυριαρχεί το πετρέλαιο, ενώ ανοδικές είναι και οι εισαγωγές φυσικού αερίου τα τελευταία χρόνια. Στις εξαγωγές κυριαρχούν πάλι τα πετρελαϊκά προϊόντα, καθώς η Ελλάδα εξάγει ορισμένες από τις ποσότητες που εισάγει για να πραγματοποιήσει κέρδος από τη διαφορά της τιμής με την οποία εισάγει πετρέλαιο και της τιμής μεταπώλησής του.

Όσον αφορά την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή παραμένει σε πολύ χαμηλά επίπεδα και προέρχεται κυρίως από τις γειτονικές βαλκανικές χώρες.



Σχήμα 13. Εισαγωγές καυσίμων.

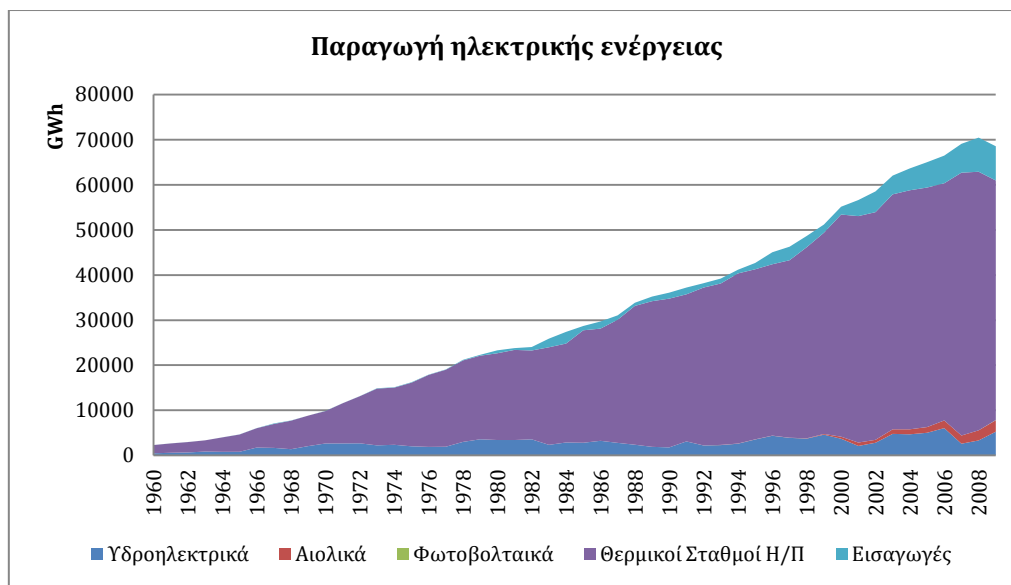


Σχήμα 14. Εξαγωγές καυσίμων.

3.2.3. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

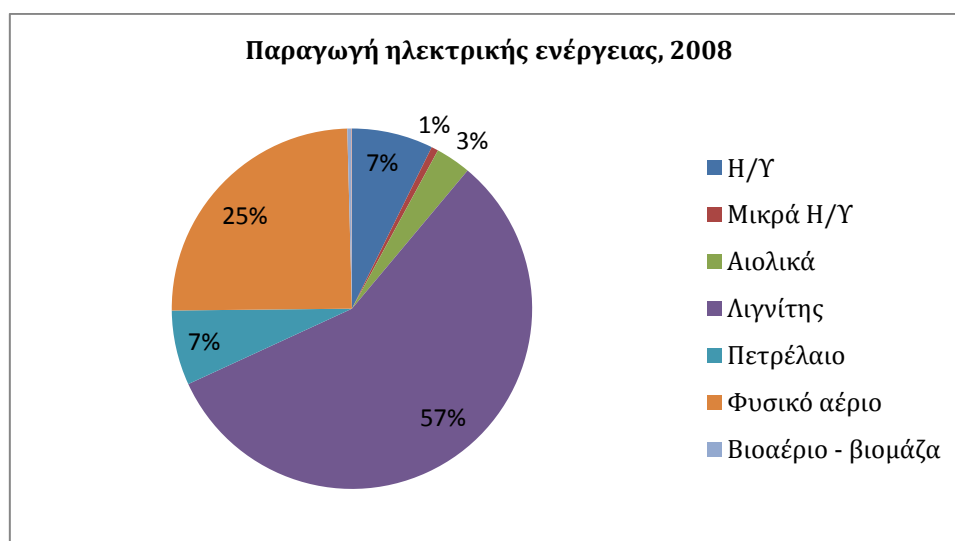
Αν δούμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διαχρονικά, συμπεραίνουμε ότι οι θερμικοί σταθμοί έχουν καλύψει τη ραγδαία αυξανόμενη ζήτηση τα τελευταία 50 χρόνια. Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναπτύχθηκε κυρίως από το 1960 και μετά. Η ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας καλύφθηκε αρχικά από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και έπειτα από

λιγνιτικές μονάδες και υδροηλεκτρικά έργα. Στα νησιωτικά συστήματα καλύφθηκε από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και πρόσφατα από αιολικά πάρκα. Η διασύνδεση δεν έχει πραγματοποιηθεί μέχρι σήμερα λόγω κόστους. Οι διακυμάνσεις στην ηλεκτροπαραγωγή από υδροηλεκτρικά οφείλονται στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, που εξαρτάται από το επίπεδο των υδατικών αποθεμάτων.



Σχήμα 15. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 1960-2008.

Η ηλεκτροπαραγωγή του 2008 έφτασε τις 61,6 TWh [23]. Οι θερμικοί σταθμοί αποδίδουν το 91% της ηλεκτροπαραγωγής, με την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη να φτάνει τις 29,9 TWh το 2008. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα το 2008 ανήλθε σε 2.244 GWh, ενώ η παραγωγή από υδροηλεκτρικά ανήλθε σε 3.314 GWh. Συνολικά, το 2008 οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεισέφεραν με ποσοστό 9% στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



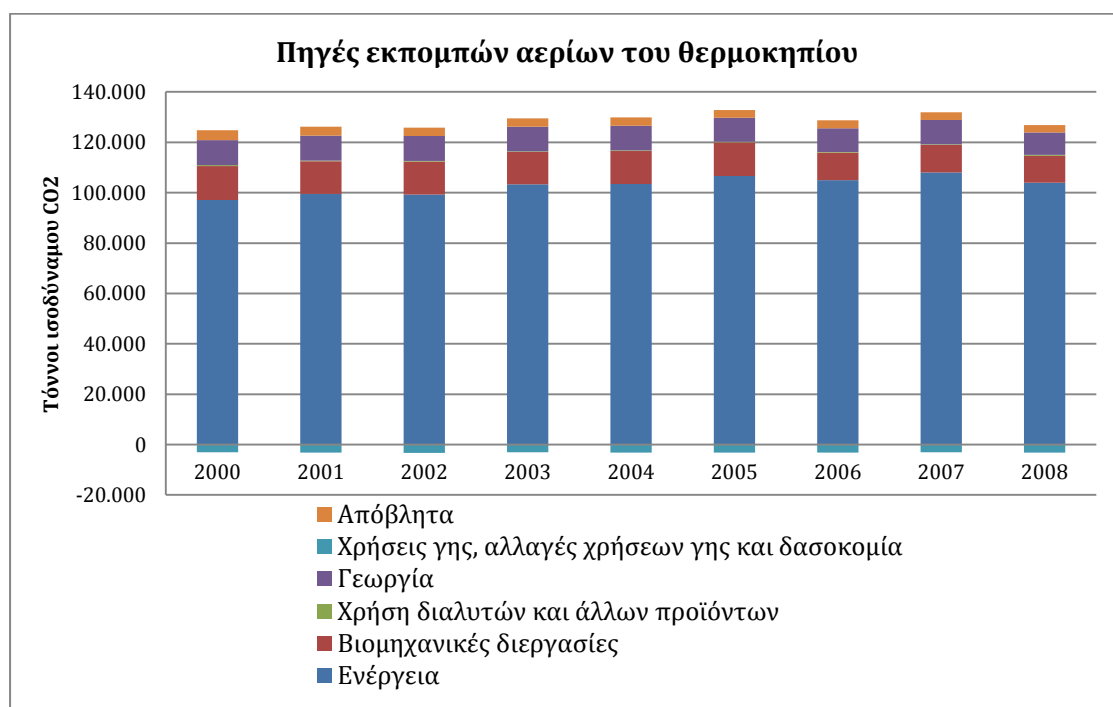
Σχήμα 16. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 2008.

3.3. Περιβαλλοντικές επιδόσεις

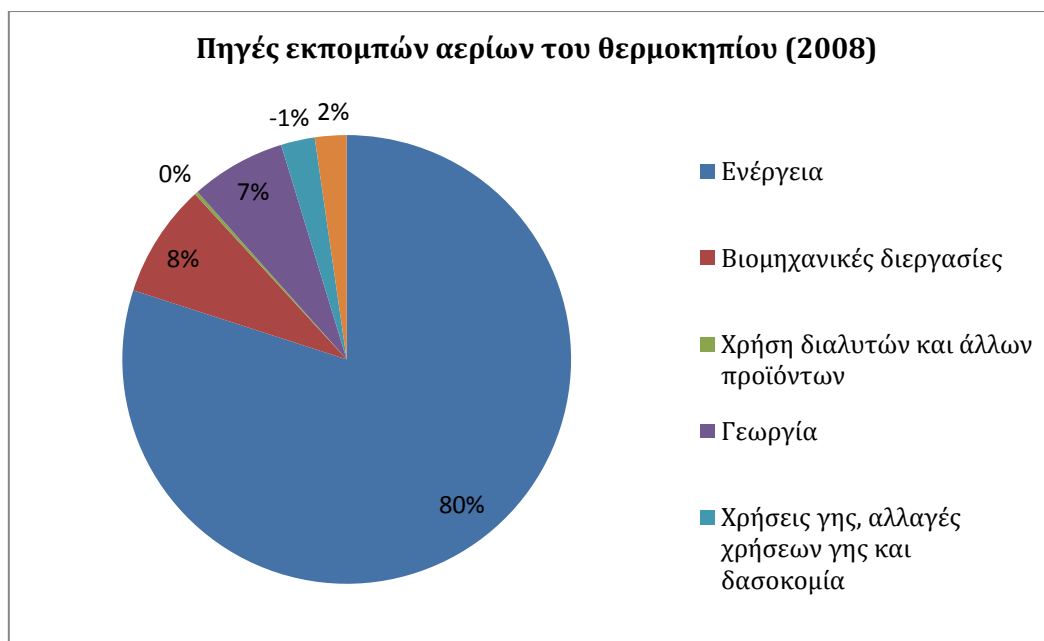
Το 2008 οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου έφτασαν τους **123.711 τόνους ισοδύναμους CO₂**, σημειώνοντας αύξηση από το έτος βάσης (1990) κατά 34,13%. Οι εκπομπές ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας είναι από τις υψηλότερες στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Αυτό οφείλεται στην κυριαρχία του λιγνίτη και του πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας.

Οι δραστηριότητες του ενεργειακού τομέα είναι η κυριότερη πηγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και αντιστοιχούν στο 80% των συνολικών εκπομπών το 2008. Ακολουθούν οι βιομηχανικές διεργασίες με ποσοστό 8% και ο κλάδος της γεωργίας με 7%.

Σύμφωνα με την πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κλιματική αλλαγή, που υιοθετήθηκε στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Υπουργών το 1998, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου της Ελλάδας για το μέσο όρο των ετών 2008-2012, επιτρέπεται να αυξηθούν κατά 25% σε σχέση με το έτος βάσης (1990 για τα αέρια CO₂, CH₄, N₂O και 1995 για τις ενώσεις φθορίου). Ο συνολικός στόχος είναι μείωση κατά 8% για το σύνολο της Ευρωπαϊκής Ένωσης [21].

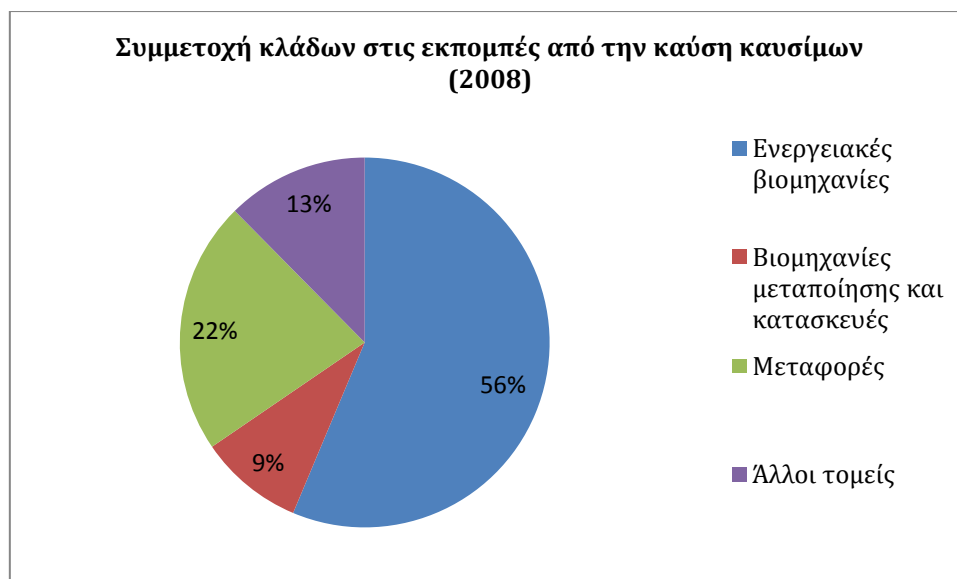


Σχήμα 17. Πηγές εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, 2000-2008 [22].



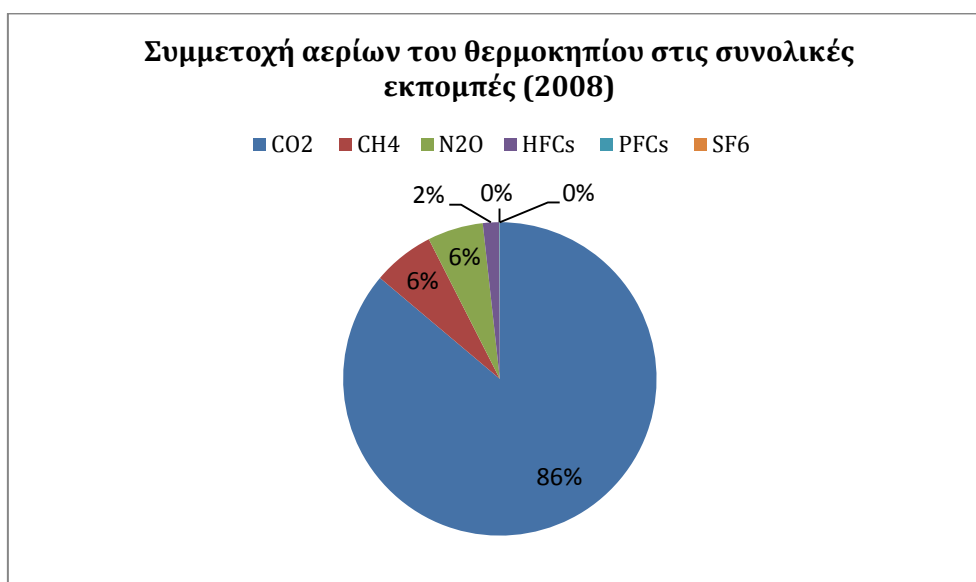
Σχήμα 18. Πηγές αερίων του θερμοκηπίου, 2008 [22].

Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που αποδίδονται στον ενεργειακό κλάδο το 2008 αντιστοιχούν σε 104.025 τόνους ισοδύναμου CO₂. Από αυτές, το 98,5% προέρχεται από την καύση καυσίμων και το 1,5% από διαφυγούσες εκπομπές. Οι ενεργειακές βιομηχανίες ευθύνονται για το περισσότερες από τις μισές εκπομπές που προέρχονται από την καύση καυσίμων, και ακολουθούν οι μεταφορές με 22% και ο κλάδος της βιομηχανίας και των κατασκευών με 9%. Οι εκπομπές που προέρχονται από τις ενεργειακές βιομηχανίες οφείλονται κυρίως στην καύση του λιγνίτη. Ο τομέας των μεταφορών είναι επίσης μια συνεχώς αυξανόμενη πηγή CO₂, γεγονός που οφείλεται στην καύση βενζίνης, πετρελαίου και LPG στις οδικές μεταφορές. Μικρότερες ποσότητες οφείλονται στη χρήση πετρελαίου και μαζούτ στις ακτοπλοϊκές συγκοινωνίες, στη χρήση πετρελαίου στο σιδηρόδρομο, καθώς και στη χρήση κηροζίνης στις αεροπορικές συγκοινωνίες. Οι εκπομπές στη βιομηχανία προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων στις διεργασίες που απαιτούν θερμότητα και ατμό. Οι βιομηχανικές διεργασίες με τις μεγαλύτερες εκπομπές είναι κυρίως η παραγωγή τσιμέντου και ασβέστη.



Σχήμα 19. Συμμετοχή κλάδων στις εκπομπές από την καύση καυσίμων, 2008 [22].

Το έτος 2008, το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2) έχει τη μεγαλύτερη συμμετοχή στις συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου με ποσοστό 86% και ακολουθούν το μεθάνιο (CH_4) και τα οξείδια του αζώτου (N_2O) με ποσοστά 6%. Ο τομέας που είναι υπεύθυνος για το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών N_2O και CH_4 είναι ο αγροτικός.



Σχήμα 20. Συμμετοχή αερίων του θερμοκηπίου στις συνολικές εκπομπές, 2008 [22].

Κεφάλαιο 4. Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

4.1. Παραγωγή

Το Ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα λόγω των μεγάλων ακτογραμμών και του μεγάλου αριθμού νησιών διαθέτει ειδική γεωμορφολογία. Χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και το νησιωτικό σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και των Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ) των νήσων.

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναπτύχθηκε κυρίως μετά το 1960, με στόχο την εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας. Έτσι η ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας καλύφθηκε από λιγνιτικούς σταθμούς και υδροηλεκτρικά έργα, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και πρόσφατα από αιολικά πάρκα.

Το νησιωτικό σύστημα αφορά σε ένα μεγάλο αριθμό νησιών κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Περιλαμβάνει αυτόνομα συστήματα βασισμένα σε πετρελαϊκές μονάδες με κύρια καύσιμα Μαζούτ 3500 και Ντίζελ. Οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι κυρίως αεριοστρόβιλοι, ΜΕΚ και ατμοστρόβιλοι ενώ υπάρχουν και μερικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Η ενεργειακή πολιτική για τα νησιά είναι να γίνει προσπάθεια να διασυνδεθούν όποτε αυτό είναι δυνατόν. Το υψηλό ποσοστό πετρελαϊκών σταθμών στην Ελλάδα οφείλεται στο μη συνδεδεμένο σύστημα των νήσων.

Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης σε Κρήτη, Ρόδο είναι μεγαλύτερος από αυτόν του διασυνδεδεμένου. Επίσης ο συντελεστής φόρτισης είναι μικρότερος για τα συστήματα της Κρήτης (περίπου 54%) και της Ρόδου (περίπου 47%) από αυτόν του διασυνδεδεμένου (περίπου 62%). Αυτό σημαίνει ότι τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν εντονότερο πρόβλημα αιχμής, που κυρίως οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω τουρισμού.

Το κύριο βάρος της παραγωγής εξακολουθεί να φέρεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. που ιδρύθηκε το 1950 σε μονοπωλιακή βάση με σκοπό την παραγωγή και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΔΕΗ κατέχει σήμερα το 96% της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα. Συγχρόνως κατέχει τα δύο μεγάλα λιγνιτωρυχεία της χώρας στην Πτολεμαΐδα και στη Μεγαλόπολη.

4.1.1. Εγκατεστημένη ισχύς

Συνολικά, το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα έχει 14,5 GW εγκατεστημένης ισχύος. Οι λιγνιτικοί σταθμοί αντιστοιχούν σε 5,3 GW και οι σταθμοί φυσικού αερίου σε 2,5 GW. Οι σταθμοί πετρελαίου φτάνουν τα 2,3 GW, με το 1,5 GW να βρίσκεται εγκατεστημένο στα νησιά. Οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί φτάνουν τα 3 GW, ενώ οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί δεν ξεπερνούν τα 160 MW. Τα αιολικά πάρκα το 2008 έφτασαν το 1 GW, από το οποίο τα 791 MW βρίσκονται εγκατεστημένα στην ηπειρωτική Ελλάδα και τα υπόλοιπα κυρίως στην Κρήτη (πίν. 4).

Το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε στην ηλεκτροπαραγωγή το 1997. Την τελευταία δεκαετία έχει αρχίσει να παίζει σημαντικό ρόλο, καλύπτοντας κυρίως φορτία αιχμής λόγω της υψηλής τιμής του.

Πίνακας 4. Ανάλυση εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (2008) [3].

| Καύσιμο | Εγκατεστημένη ισχύς (MW) | Διασυνδεδεμένο σύστημα (MW) | Νησιωτικό σύστημα (MW) |
|------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------|
| Λιγνίτης | 5.288 | 5.288 | - |
| Πετρέλαιο | 2.331 | 834,1 | 1.496,9 |
| Φυσικό αέριο | 2.518 | 2.518 | - |
| Αιολικά | 1.022 | 790,56 | 231,44 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | - |
| Μικρά Υ/Η | 158 | 158 | - |
| ΣΗΘΥΑ | 98 | 98 | - |
| Βιομάζα-βιοαέριο | 40 | 39,4 | 0,6 |
| Φωτοβολταϊκά | 12 | 10,98 | 1,02 |

Οι λιγνιτικές μονάδες καλύπτουν κυρίως φορτία βάσης, καθώς ο λιγνίτης αποτελεί το βασικό καύσιμο στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι λιγνιτικές μονάδες αποτελούν τη ρακοκαλιά του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος καθώς καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης. Στον επόμενο πίνακα γίνεται διάκριση των (συμβατικών) θερμικών σταθμών ανάλογα με το είδος της πρωτογενούς ενέργειας που μετατρέπεται σε ηλεκτρική.

Πίνακας 5. Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο Σύστημα [4].

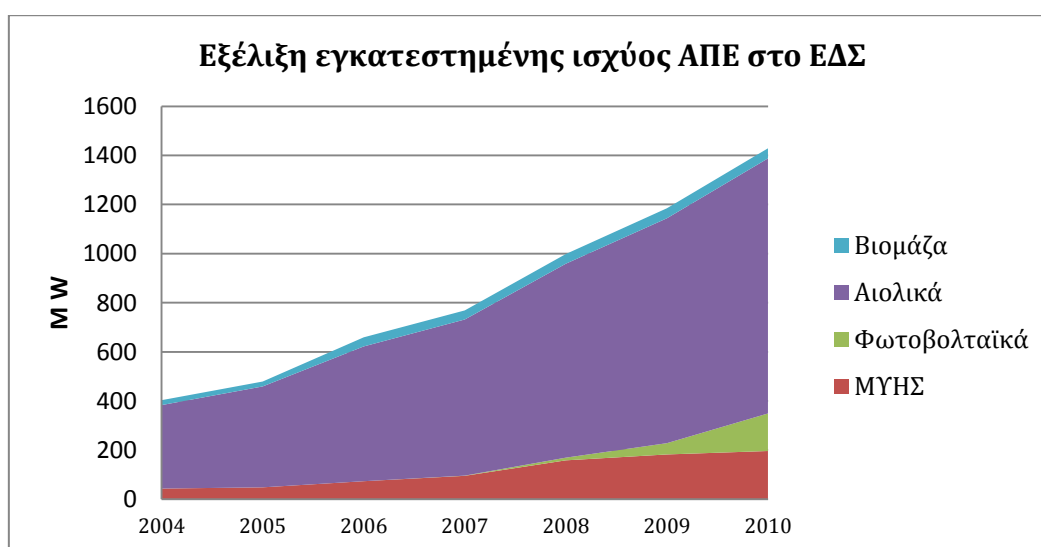
| ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ | ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ | ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ | ΕΓΚΑΤΕ-ΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) | ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW) |
|--|--------------------------------|--|---------------------------|-------------------|
| Λιγνιτικές μονάδες | | | | |
| ΔΕΗ | Άγ. Δημήτριος | Άγ. Δημήτριος I, II | 2x300 | 2x274 |
| | | Άγ. Δημήτριος III, IV | 2x310 | 2x283 |
| | | Άγ. Δημήτριος V | 375 | 342 |
| ΔΕΗ | Αμύνταιο | Αμύνταιο I, II | 2x300 | 2x273 |
| ΔΕΗ | Καρδιά | Καρδιά I-II | 2x300 | 2x275 |
| | | Καρδιά III-V | 2x325 | 2x300 |
| ΔΕΗ | Λιπτόλ (Πτολεμαΐδα) | Λιπτόλ I | 10 | 8 |
| | | Λιπτόλ II | 33 | 30 |
| ΔΕΗ | Μεγαλόπολη I | Μεγαλόπολη I, II | 2x125 | 2x113 |
| | | Μεγαλόπολη III | 300 | 270 |
| ΔΕΗ | Μεγαλόπολη II | Μεγαλόπολη IV | 300 | 260 |
| ΔΕΗ | Μελίτη | Μελίτη | 330 | 292,1 |
| ΔΕΗ | Πτολεμαΐδα | Πτολεμαΐδα I | 70 | 64 |
| | | Πτολεμαΐδα II, III | 2x125 | 2x116 |
| | | Πτολεμαΐδα IV | 300 | 274 |
| Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων | | | 5.288 | 4.808,1 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | | | | |
| ΔΕΗ | Αλιβέρι | Αλιβέρι III, IV | 2x150 | 2x144 |
| ΔΕΗ | Λαύριο | Λαύριο I | 150 | 143 |
| | | Λαύριο II | 300 | 287 |
| Σύνολο ισχύος πετρελαϊκών μονάδων | | | 750 | 718 |
| Μονάδες συνδυασμένου κύκλου | | | | |
| ΔΕΗ | Κομοτηνή | Κομοτηνή | 495 | 476,3 |
| ΔΕΗ | Λαύριο | Λαύριο III (μικρή ΜΣΚ) | 180 | 173,4 |
| | | Λαύριο IV (μεγάλη ΜΣΚ) | 560 | 550,2 |
| | | Λαύριο V (νέα ΜΣΚ) | 385,3 | 377,7 |
| Ενεργειακή Θεσ. | ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ | ΕΝΘΕΣ | 390 | 384,5 |
| Σύνολο ισχύος μονάδων συνδυασμένου κύκλου | | | 2.010,3 | 1.962,1 |
| Μονάδες φυσικού αερίου | | | | |
| ΔΕΗ | Άγ. Γεώργιος | Άγ. Γεώργιος VIII | 160 | 151 |
| | | Άγ. Γεώργιος IX | 200 | 188 |
| ΗΡΩΝ Θερμο-ηλεκτρική | ΘΗΣ ΗΡΩΝ | Αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου | 147,8 | 147,8 |
| Σύνολο ισχύος μονάδων φυσικού αερίου | | | 507,8 | 486,8 |
| Λοιποί Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί αποτελούμενοι από μονάδες κάτω των 50 MW | | | | |
| ΕΛΠΕ | ΕΛΠΕ/Εγκαταστάσεις Ασπροπύργου | | 50 | 50 |
| ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ | ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ/Άγ. Θεόδωροι | | 66,1 | 66,1 |
| Σύνολο ισχύος λοιπών Θερμοηλεκτρικών Σταθμών | | | 116,1 | 116,1 |
| ΣΥΝΟΛΟ ΙΣΧΥΟΣ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ | | | 8.672,2 | 8.081,7 |

Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) είναι της τάξης του 4,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2008. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, και σε μικρότερο βαθμό στη βιομάζα/βιοαέριο, και στα φωτοβολταϊκά.

Πίνακας 6. Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο ΕΔΣ [3].

| Τεχνολογία ΑΠΕ | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|----------------|------------|------------|------------|--------------|---------------|----------------|----------------|
| ΜΥΗΣ | 43 | 48 | 73 | 95 | 158 | 182 | 196 |
| Φωτοβολταϊκά | 0 | 0 | 0 | 0,7 | 10,98 | 46 | 152,9 |
| Αιολικά | 340 | 411 | 549 | 636 | 790 | 916 | 1.039 |
| Βιομάζα | 20 | 20 | 37 | 37 | 39,4 | 40,8 | 41 |
| Σύνολο | 403 | 479 | 659 | 768,7 | 998,38 | 1.184,8 | 1.428,9 |

Στον παραπάνω πίνακα παρουσιάζεται η ανάπτυξη της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανά τεχνολογία. Οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί και τα αιολικά πάρκα παρουσιάζουν αξιόλογο ρυθμό ανάπτυξης, με μέγιστες και ελάχιστες τιμές ανάπτυξης συνήθως πριν και μετά τις αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο και στους αντίστοιχους μηχανισμούς ενίσχυσης. Η αιολική ενέργεια δείχνει τη μεγαλύτερη ανοδική τάση (σχ.21), αλλά συγκριτικά με άλλες Ευρωπαϊκές χώρες, η συμμετοχή της παραμένει χαμηλή. Τα φωτοβολταϊκά έχουν ακόμα πολύ χαμηλό μερίδιο στο ηλεκτρικό μείγμα, αλλά αρχίζουν να αποτυπώνονται ως τεχνολογία με σημαντικά αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ, καθώς το 2010 η εγκατεστημένη ισχύς τους τριπλασιάστηκε. Ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης αναμένεται να διατηρηθεί τα επόμενα χρόνια.



Σχήμα 21. Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

4.2. Μεταφορά

Το 1999 ιδρύθηκε μια ανεξάρτητη της ΔΕΗ εταιρεία, ο ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), που ανέλαβε την ευθύνη της λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τους παραγωγούς στο δίκτυο. Ο ΔΕΣΜΗΕ είναι μια εταιρεία που έχει ένα διπλό ρόλο. Ο ένας ρόλος είναι ότι φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης και η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται κατά τρόπο αξιόπιστο και ασφαλής. Ο δεύτερος ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ είναι να εκκαθαρίζει την αγορά, να λειτουργεί σαν ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει κάθε ημέρα ποιός οφείλει σε ποιόν. Ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εμπορεύεται ηλεκτρική ενέργεια [3].

Το Σύστημα Μεταφοράς αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (150kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV). Κύριο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (Δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα Βορρά – Νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος.

Οι διασυνδέσεις του συστήματος επιτρέπουν στην Ελλάδα να εισάγει ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας, όταν έχει ανάγκη από εισαγωγές κυρίως σε περιόδους μεγάλης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως π.χ. καλοκαίρι ή σε περιόδους κακοκαιρίας, και να εξάγει ανταποδοτικά. Οι εισαγωγές πραγματοποιούνται από χώρες με διαφορετική κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ σημαντικό ρόλο έχουν και οι τιμές. Τα τελευταία χρόνια η χώρα μας είναι καθαρός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 22. Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Από το 2004 το ελληνικό σύστημα λειτουργεί παράλληλα με το σύστημα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité) μέσω διασυνδετικών Γ.Μ. 400 και 150 kV με τα Συστήματα Αλβανίας, Βουλγαρίας και ΠΓΔΜ. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία. Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο επόμενο σχήμα, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι συμβολαιοποιημένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις [3].



Σχήμα 23. Διεθνείς διασυνδέσεις.

4.3. Διανομή

Με τον όρο διανομή ηλεκτρικής ενέργειας εννοούνται οι εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητες για την τροφοδοσία των καταναλωτών από τους υποσταθμούς μεταφοράς. Περιλαμβάνει τις γραμμές διανομής που ξεκινούν από τους υποσταθμούς μεταφοράς και καταλήγουν στους υποσταθμούς διανομής (γραμμές μέσης τάσης), τους υποσταθμούς διανομής όπου μετασχηματίζεται η μέση τάση στην χαμηλή τάση και τις γραμμές διανομής χαμηλής τάσης που ξεκινούν από τους υποσταθμούς διανομής και καταλήγουν στους μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών.

Ο Ν.3426/2005 προβλέπει διάκριση των δραστηριοτήτων διαχείρισης του Δικτύου διανομής από τις δραστηριότητες που αφορούν την κυριότητα του Δικτύου. Στο πλαίσιο αυτό, προβλέπεται ότι η κυριότητα του Δικτύου διανομής ολόκληρης της χώρας παραμένει στη ΔΕΗ, ενώ η διαχείριση του Δικτύου Διανομής ανατίθεται στο «Διαχειριστή του Δικτύου». Έτσι, ο Κύριος του Δικτύου αναλαμβάνει με τις διατάξεις του νόμου σημαντικές αρμοδιότητες για τη σύνδεση των νέων χρηστών, την καθημερινή λειτουργία και συντήρηση του Δικτύου, καθώς και για την ανάπτυξή του. Η ΔΕΗ αποφάσισε στο τέλος του 2010 τη μεταβίβαση του συνόλου της δραστηριότητας διανομής σε θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ, από την οποία θα ασκούνται αυτές οι δραστηριότητες.

Κεφάλαιο 5. Ανάπτυξη ενεργειακού μοντέλου για την Ελλάδα

5.1. Το ενεργειακό μοντέλο LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System

Το LEAP (Μακροπρόθεσμο σύστημα σχεδιασμού ενεργειακών εναλλακτικών) είναι ένα λογισμικό που χρησιμοποιείται ευρέως για την ανάλυση ενεργειακών πολιτικών και την αξιολόγηση της αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής και αναπτύχθηκε από το Stockholm Environment Institute (SEI). Έχει χρησιμοποιηθεί σε επίπεδο πόλης και πολιτείας, αλλά και σε εθνικές, περιφερειακές και παγκόσμιες εφαρμογές. Τα Ηνωμένα Έθνη πρόσφατα ανακοίνωσαν πως περισσότερες από 85 χώρες έχουν επιλέξει το LEAP ως υποστηρικτικό εργαλείο για την αναφορά που υποχρεούνται να καταθέτουν στη Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή των Ηνωμένων Εθνών (U.N. Framework Convention on Climate Change - UNFCCC).

Το LEAP είναι ένα εργαλείο σχεδιασμού για την ενέργεια και το περιβάλλον βασισμένο σε σενάρια. Τα σενάρια του βασίζονται σε ένα κατανοητό λογιστικό πλαίσιο που ορίζει πώς καταναλώνεται, μετατρέπεται και παράγεται η ενέργεια σε μία δεδομένη περιοχή ή οικονομία κάτω από μία σειρά υποθέσεων για τον πληθυσμό, την οικονομική ανάπτυξη, την τεχνολογία, τις τιμές κ.ο.κ. Έχοντας ευέλικτες δομές για τα δεδομένα, το LEAP επιτρέπει στο χρήστη να επιλέξει το βαθμό της τεχνολογικής εξειδίκευσης και των λεπτομερειών σε επίπεδο τελικών χρήσεων που ο ίδιος επιθυμεί.

Το LEAP δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να προχωρήσει πέρα από την απλή λογιστική μορφή σε πιο πολύπλοκες προσομοιώσεις και δομές δεδομένων [39]. Αντίθετα από τα μακροοικονομικά μοντέλα, το LEAP δεν διατίθεται για την εκτίμηση των επιπτώσεων ενεργειακών πολιτικών στην απασχόληση ή το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν, παρόλο που αυτά τα μοντέλα μπορούν να λειτουργήσουν σε συνδιασμό με το LEAP. Επίσης, δεν αποτελεί πρόγραμμα αριστοποίησης, παρόλο που πλέον παρέχει τη δυνατότητα κατασκευής σεναρίου αριστοποίησης. Δεν παράγει σενάρια ισορροπίας της αγοράς, αλλά μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αναγνώριση των σεναρίων ελαχίστου κόστους.

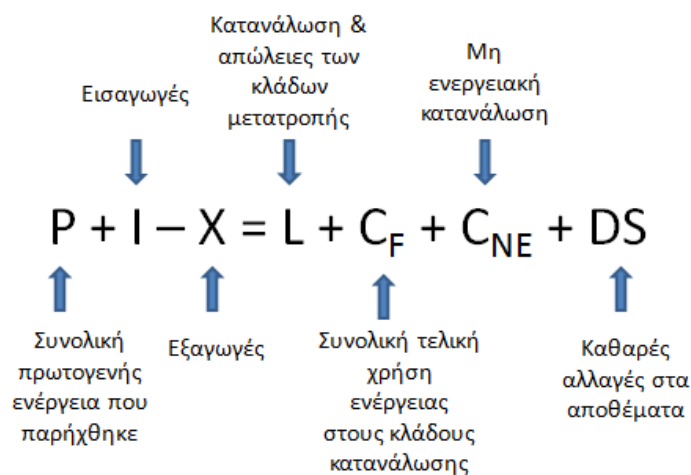
Συνοπτικά, το LEAP μπορεί να λειτουργήσει ως εξής:

- ως βάση δεδομένων, καθώς παρέχει ένα κατανοητό σύστημα για τη διατήρηση ενεργειακών πληροφοριών,
- ως εργαλείο προβλέψεων, καθώς δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να κάνει προβλέψεις για τη ζήτηση και την προσφορά ενέργειας σε ένα μακροπρόθεσμο ορίζοντα,
- ως εργαλείο ανάλυσης πολιτικών, καθώς προσομοιώνει και αξιολογεί τις επιδράσεις – φυσικές, οικονομικές και περιβαλλοντικές – των προγραμμάτων, επενδύσεων και δράσεων εναλλακτικών μορφών ενέργειας [46].

Μεθοδολογίες μοντελοποίησης

Δεν αποτελεί μοντέλο ενός συγκεκριμένου ενεργειακού συστήματος, αλλά ένα εργαλείο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη δημιουργία μοντέλων διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων, το καθένα από τα οποία απαιτεί τη δικιά του μοναδική δομή δεδομένων. Υποστηρίζει ένα μεγάλο εύρος διαφορετικών μεθοδολογιών μοντελοποίησης: από την πλευρά της ζήτησης, αυτές μπορεί να είναι bottom-up μεθοδολογίες, τεχνικές καταγραφής τελικών χρήσεων έως και top-down μακροοικονομικές μεθοδολογίες. Επιπλέον, μπορεί να υποστηρίξει εξειδικευμένες μεθοδολογίες, όπως stock turnover για κλάδους όπως ο σχεδιασμός των μεταφορών. Από την πλευρά της προσφοράς, το LEAP παρέχει μια σειρά μεθοδολογιών λογιστικής καταγραφής και προσομοίωσης, που μπορούν να υποστηρίξουν τη μοντελοποίηση του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το σχεδιασμό επέκτασης της εγκατεστημένης ισχύος, αλλά παράλληλα είναι αρκετά ευέλικτα και διαφανή ώστε να μπορούν να ενσωματώνουν εύκολα δεδομένα και αποτελέσματα από άλλα πιο ειδικευμένα μοντέλα [46].

Βασίζεται ουσιαστικά σε ένα λογιστικό σύστημα που περιγράφει τις ροές της ενέργειας σε μια οικονομία, για μία δεδομένη περίοδο:



Συντελεστές εκπομπών

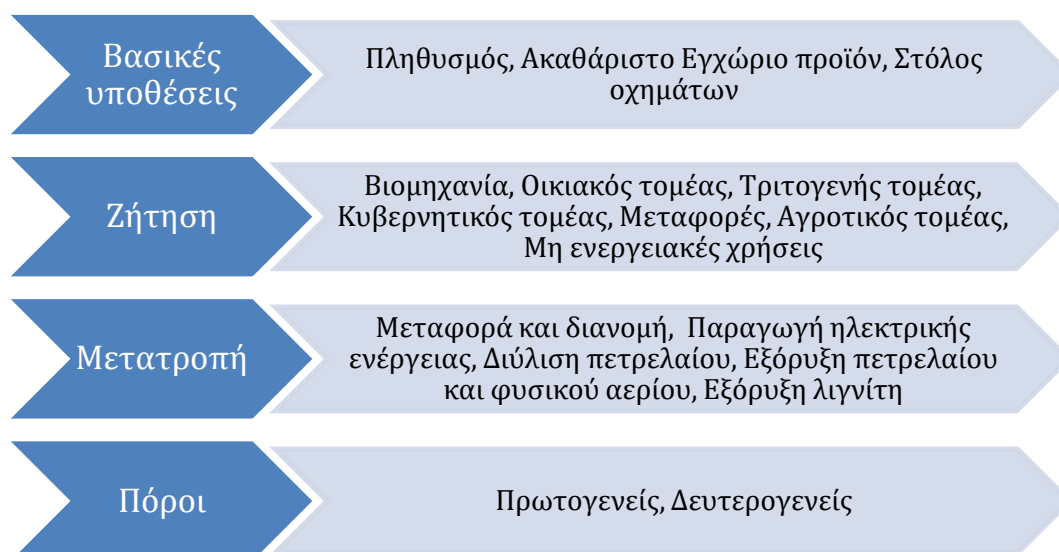
Το LEAP διαθέτει μια τεχνολογική και περιβαλλοντική βάση δεδομένων (Technology & Environmental Database) η οποία περιλαμβάνει ποσοτικά δεδομένα για τις περιβαλλοντικές επιδράσεις διαφόρων ενεργειακών τεχνολογιών. Στη βάση δεδομένων μπορούν να προστεθούν και τα δεδομένα του χρήστη. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν ανεξάρτητο εργαλείο, αλλά και σαν ενσωματωμένο κομμάτι του LEAP, που αποσκοπεί στον υπολογισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των ενεργειακών σεναρίων.

Οι συντελεστές μπορούν να εκφραστούν σε φυσικούς όρους και ειδικότερα, σε όρους ενεργειακής κατανάλωσης ή παραγωγής (π.χ. kg/τόν. άνθρακα) ή απόσταση που καλύφθηκε στον κλάδο των μεταφορών (π.χ. γραμμ./km). Οι συντελεστές εκπομπών μπορούν επίσης να εκφραστούν σε όρους χημικής σύνθεσης των καυσίμων (π.χ. θείο), έτσι ώστε οι συντελεστές να μπορούν να προσαρμοστούν σε περίπτωση διαφορετικής χημικής σύνθεσης των καυσίμων στην περιοχή του ενδιαφέροντος [46].

5.2. Μοντελοποιώντας το ελληνικό ενεργειακό σύστημα

Στην παρούσα εργασία, το βάρος θα δοθεί στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στο **Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα**. Το 2009 έχει τεθεί ως έτος βάσης. Το πρώτο έτος προβολής είναι το 2010 και το τελευταίο το 2030.

Τα δεδομένα που εισήχθησαν στο LEAP διακρίνονται σε τέσσερα δομικά στοιχεία (modules): τις βασικές υποθέσεις (key assumptions), τη ζήτηση (demand), τη μετατροπή (transformation) και τους διαθέσιμους πόρους (resources) (σχ. 24).



Σχήμα 24. Δομικά στοιχεία του μοντέλου LEAP.

Καθένα από τα τέσσερα δομικά στοιχεία διακρίνονται σε υποκατηγορίες. Οι υποκατηγορίες σε καθένα από τα δομικά στοιχεία καθορίζονται από το βαθμό στον οποίο υπάρχουν διαθέσιμες πληροφορίες. Οι υποκατηγορίες φαίνονται λεπτομερώς στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 7. Κατηγορίες δεδομένων που εισήχθησαν στο LEAP.

| Βασικές υποθέσεις | Ζήτηση | Μετατροπή | Φυσικοί πόροι |
|------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Πληθυσμός | Βιομηχανία | Μεταφορά και διανομή | Πρωτογενείς |
| ΑΕΠ | Χημική βιομ/νία | Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας | Λιγνίτης |
| Στόλος οχημάτων | Τρόφιμα, ποτά και καπνός | Διύλιση πετρελαίου | Αργό πετρέλαιο |
| ΙΧ | Ύφασμα και δέρμα | Εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου | Φυσικό αέριο |
| Λεωφορεία | Χαρτοπολτός, χαρτί και εκτύπωση | Εξόρυξη λιγνίτη | Λιθάνθρακας |
| Φορτηγά | Σίδηρος και χάλυβας | | Ηλιακή ενέργεια |
| Μοτοσυκλέτες | Μη σιδηρούχα μέταλλα | | Αιολική ενέργεια |
| | Μη μεταλλικά ορυκτά | | Υδροηλεκτρική εν. |
| | Ξύλο και προϊόντα ξύλου | | Βιομάζα |
| | Ορυχεία και λατομεία | | Γεωθερμία |
| | Άλλοι τομείς | | Δευτερογενείς |
| | Οικιακός τομέας | | Βιοαιθανόλη |
| | Τριτογενής τομέας | | Βιονίζελ |
| | <i>Δημόσιος τομέας</i> | | Αέριο διυλιστηρίων |
| | Γραφεία | | Refinery feedstocks |
| | Νοσοκομεία | | Κηροζήνη αεροσκαφών |
| | Εκπαίδευση | | Πετρελαϊκό κωκ |
| | Αθλητικές εγκαταστάσεις | | Άσφαλτος |
| | Αεροδρόμια | | Λιπαντικά |
| | Άλλα | | Ντίζελ |
| | <i>Ιδιωτικός τομέας</i> | | Νάφθα |
| | Εμπορικός τομέας | | Βενζίνη |
| | Ξενοδοχεία | | LPG |
| | Γραφεία | | Μαζούτ |
| | Νοσοκομεία | | Θερμότητα |
| | Άλλα | | Ηλεκτρισμός |
| | Κυβερνητικός τομέας | | |

| Βασικές υποθέσεις | Ζήτηση | Μετατροπή | Φυσικοί πόροι |
|-------------------|--|-----------|---------------|
| | Φωτισμός δρόμων | | |
| | Μεταφορές | | |
| | <i>Εμπορευματικές μεταφορές</i> | | |
| | Οδικές μεταφορές (φορτηγά) | | |
| | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | | |
| | Σιδηρόδρομος | | |
| | <i>Επιβατικές μεταφορές</i> | | |
| | Οδικές μεταφορές (αυτοκίνητα, λεωφορεία, μοτοσυκλέτες) | | |
| | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | | |
| | Σιδηρόδρομος | | |
| | Αεροπορικές μεταφορές | | |
| | Αγροτικός τομέας | | |
| | Μη ενεργειακές χρήσεις | | |

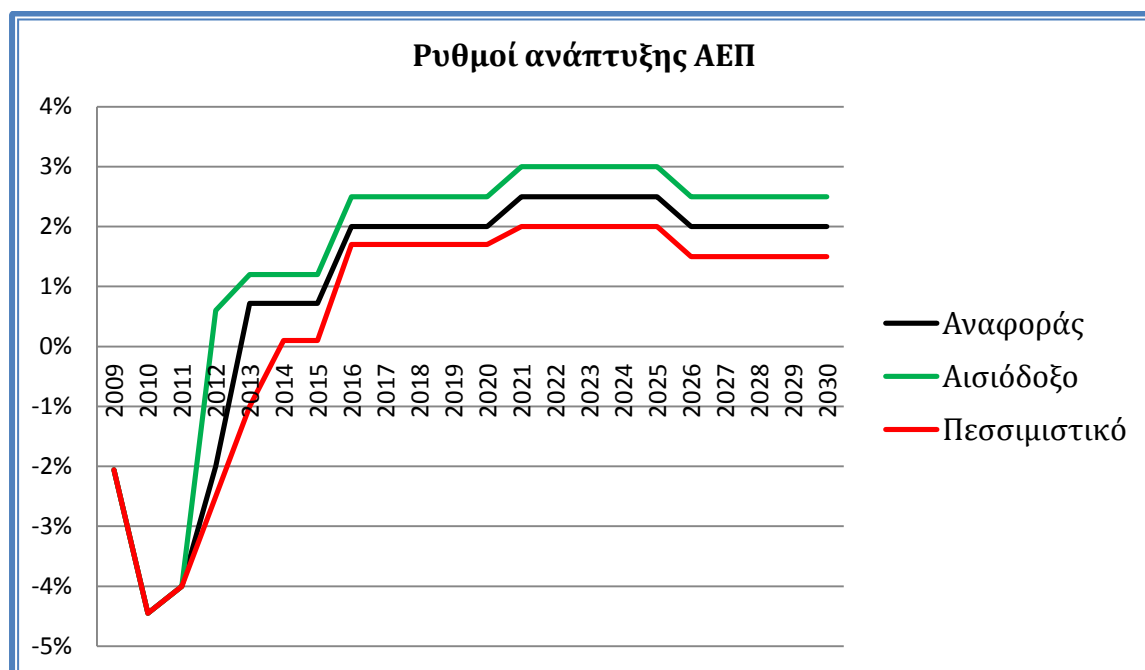
5.2.1. Βασικές υποθέσεις

Το κομμάτι των βασικών υποθέσεων περιέχει μακροοικονομικά στοιχεία (ΑΕΠ και ρυθμός ανάπτυξης ΑΕΠ), δημογραφικά (πληθυσμός και ρυθμός ανάπτυξης πληθυσμού) και άλλες μεταβλητές που συνδέονται με στοιχεία της ζήτησης (στόλος οχημάτων οδικών μεταφορών: ΙΧ, λεωφορείων, φορτηγών, μοτοσυκλετών). Όπως προαναφέρθηκε, ως έτος βάσης έχει οριστεί το 2009.

Το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν, σύμφωνα με στοιχεία της Στατιστικής Υπηρεσίας είναι ίσο με 235 δις ευρώ. Έχουν διαμορφωθεί τρία σενάρια για το ρυθμό ανάπτυξής του, ένα σενάριο αναφοράς, ένα αισιόδοξο και ένα απαισιόδοξο σενάριο, που έχουν βασιστεί σε εκτιμήσεις του Κέντρου Προγραμματισμού και Οικονομικών Ερευνών και του IOBE [11,8]. Οι τιμές του ΑΕΠ για τα τρία σενάρια αναφέρονται στον πίνακα 8.

Πίνακας 8. Σενάρια για την ανάπτυξη του ΑΕΠ, σε δις. ευρώ.

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ΑΕΠ αναφ | 235 | 230,2 | 219,9 | 211,1 | 206,9 | 208,4 | 209,9 | 211,4 | 215,6 | 220 | 224,4 |
| ΑΕΠ αισ. | 235 | 230,2 | 219,9 | 211,1 | 212,4 | 215 | 217,5 | 220,1 | 225,6 | 231,3 | 237,1 |
| ΑΕΠ πεσσ. | 235 | 230,2 | 219,9 | 211,1 | 205,9 | 203,8 | 204 | 204,2 | 207,7 | 211,2 | 214,8 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| ΑΕΠ αναφ | 228,8 | 233,4 | 239,3 | 245,2 | 251,4 | 257,7 | 264,1 | 269,4 | 274,8 | 280,3 | 285,9 |
| ΑΕΠ αισ. | 243 | 249,1 | 256,5 | 264,2 | 272,2 | 280,3 | 288,7 | 296 | 303,4 | 310,9 | 318,7 |
| ΑΕΠ πεσσ. | 218,5 | 222,2 | 226,6 | 231,1 | 235,8 | 240,5 | 245,3 | 249 | 252,7 | 256,5 | 260,3 |



Σχήμα 25. Σενάρια ρυθμού οικονομικής ανάπτυξης.

Όσον αφορά τον πληθυσμό, λαμβάνεται υπόψη ο ρυθμός ανάπτυξης που έχει χρησιμοποιηθεί στα Σενάρια διεύθυνσης τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα, του Υπουργείου Ανάπτυξης και Κλιματικής Αλλαγής [24]. Έχει γίνει προσαρμογή για τον πληθυσμό που αντιστοιχεί στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Πίνακας 9. Πληθυσμός (εκατ.)

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Ελλάδα | 11,265 | 11,316 | 11,36 | 11,4 | 11,438 | 11,473 | 11,505 | 11,533 | 11,559 | 11,581 | 11,601 |
| ΕΔΣ | 10,12 | 10,171 | 10,21 | 10,246 | 10,28 | 10,312 | 10,459 | 10,484 | 10,508 | 10,528 | 10,764 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Ελλάδα | 11,618 | 11,629 | 11,64 | 11,652 | 11,663 | 11,674 | 11,679 | 11,684 | 11,689 | 11,694 | 11,699 |
| ΕΔΣ | 11,417 | 11,428 | 11,439 | 11,45 | 11,461 | 11,47 | 11,477 | 11,482 | 11,486 | 11,491 | 11,496 |

Επιπλέον, έχει υπολογισθεί αναλογικά ο στόλος των οχημάτων που αντιστοιχεί στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, με βάση τα στοιχεία της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής για το 2009 [7].

Πίνακας 10. Στόλος οχημάτων.

| Στόλος | Ελλάδα | ΕΔΣ | Ανά κάτοικο |
|---------------------|-----------|-----------|-------------|
| ΙΧ | 5.131.960 | 4.612.606 | 0,4558 |
| Λεωφορεία | 27.324 | 24.559 | 0,0024 |
| Φορτηγά | 1.302.430 | 1.170.624 | 0,1157 |
| Μοτοσυκλέτες | 1.448.851 | 1.302.227 | 0,1287 |

5.2.2. Μοντέλο ζήτησης

5.2.2.1. Δομή μοντέλου ζήτησης

Η ανάλυση της ζήτησης είναι μία κλαδική προσέγγιση σε επίπεδο τελικής χρήσης για τη μοντελοποίηση των απαιτήσεων για την τελική κατανάλωση ενέργειας σε μία περιοχή. Εφαρμόζονται οικονομικές, πληθυσμιακές πληροφορίες (βασικές υποθέσεις), καθώς και πληροφορίες για τη χρήση ενέργειας, για την κατασκευή εναλλακτικών σεναρίων που εξετάζουν πως η συνολική και η κλαδική κατανάλωση των τελικών καυσίμων εξελίσσεται διαχρονικά στους τομείς της οικονομίας. Εξετάζονται επίσης τα κόστη και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις κάθε σεναρίου.

Ο τομέας της ζήτησης είναι σημείο εκκίνησης για τη διεξαγωγή της ενεργειακής ανάλυσης, καθώς οι υπολογισμοί του τομέα μετατροπής και των αποθεμάτων (resources) κατευθύνονται από τα επίπεδα της τελικής ζήτησης όπως αυτά υπολογίζονται στην ανάλυση της ζήτησης. Επομένως, το LEAP είναι ένα μοντέλο τα αποτελέσματα του οποίου κατευθύνονται από τη ζήτηση [46].

Στην παρούσα εργασία η ζήτηση χωρίζεται στους εξής επτά τομείς:

- Βιομηχανία
- Οικιακός τομέας
- Τριτογενής τομέας
- Κυβερνητικός τομέας
- Μεταφορές
- Αγροτικός τομέας
- Μη ενεργειακές χρήσεις.

Στην ανάλυση της ζήτησης στο LEAP, η μελλοντική ενεργειακή κατανάλωση υπολογίζεται ως προϊόν δύο παραμέτρων, του επιπέδου δραστηριότητας και της ενεργειακής έντασης:

$$\text{Τελική ενεργειακή ένταση} = \frac{\text{συνολική κατανάλωση ενέργειας}}{\text{επίπεδο δραστηριότητας}}$$

Το επίπεδο δραστηριότητας αποτελεί ουσιαστικά ένα μέτρο δραστηριότητας ενός κλάδου. Για παράδειγμα για τη βιομηχανία χρησιμοποιείται η ακαθάριστη προστιθέμενη αξία και για τις μεταφορές το μεταφορικό έργο εμπορευμάτων σε δις τόνους ανά km και το μεταφορικό έργο επιβατών σε δις επιβάτες ανά km.

Κάθε κλάδος της ζήτησης διακρίνεται σε υποκατηγορίες και κάθε υποκατηγορία διακρίνεται σε τελικές χρήσεις. Όλοι οι κλάδοι, εκτός από τον αγροτικό τομέα – που περιλαμβάνει τη γεωργία, την αλιεία και τη δασοκομία – και τις μη ενεργειακές χρήσεις, είναι δομημένοι σε επίπεδο τελικής χρήσης και βασίζονται σε στοιχεία κατανάλωσης ενέργειας κατά κλάδο, καύσιμο και τελική χρήση του Υπουργείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής. Η κατανάλωση του αγροτικού τομέα και του κλάδου μη ενεργειακών χρήσεων βασίζονται σε στοιχεία του Εθνικού Πληροφοριακού Συστήματος για την Ενέργεια.

Ο παράγοντας που κατευθύνει τη μελλοντική εξέλιξη της ζήτησης, πέρα από το επίπεδο κλαδικής δραστηριότητας, είναι η εξέλιξη του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος. Πιο συγκεκριμένα, για καθένα από τα σενάρια που θα αναπτυχθούν σε επόμενο κεφάλαιο, έχει εισαχθεί ένας βαθμός ενεργειακής ελαστικότητας ως προς το ΑΕΠ, που συνδέει την εξέλιξη του ΑΕΠ με την εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας. Το επίπεδο της ελαστικότητας διαφοροποιείται για τους διάφορους κλάδους του μοντέλου ζήτησης.

Πίνακας 11. Μοντέλο LEAP για την Ελλάδα.

| Κλάδος | Υποκατηγορίες | Τελικές χρήσεις | Κατηγορίες καυσίμων | Παράμετροι επιπέδου δραστηριότητας |
|--------------------------|--|--------------------------------|---------------------|------------------------------------|
| Βιομηχανία | Χημική & πετροχημική | Ηλεκτρική ενέργεια, κινητήρες | Βιομάζα-βιοαέριο | Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία |
| | Τροφίμων, ποτών & καπνού | Ηλεκτρική ενέργεια, συσκευές | Λιθάνθρακας | Συνολική κατανάλωση ενέργειας |
| | Υφαντουργία ενδυμάτων & δέρματος | Ηλεκτρική ενέργεια, διεργασίες | Ηλεκτρισμός | Τελική ενεργειακή ένταση |
| | Χάρτου & εκτυπώσεων | Θερμότητα διεργασιών | Λιγνίτης | |
| | Σιδήρου & Χάλυβα | | Φυσικό αέριο | |
| | Μη σιδηρούχα μεταλλουργική | | LPG | |
| | Μη μεταλλικών ορυκτών | | Diesel | |
| | Ξύλου & προϊόντων ξύλου | | Μαζούτ | |
| | Ορυχεία και λατομεία | | | |
| | Άλλες βιομηχανίες | | | |
| Οικιακός τομέας | Κατοικίες Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος | Ζεστό νερό | Φυσικό αέριο | Πληθυσμός |
| | | Μαγείρεμα | LPG | Τελική ενεργειακή ένταση |
| | | Ψύξη χώρου - διαμερίσματα | Diesel | |
| | | Ψύξη χώρου - κατοικίες | Ηλιακή ενέργεια | |
| | | Πλύσιμο πιάτων | Βιομάζα | |
| | | Άλλες ηλεκτρικές χρήσεις | Θερμότητα | |
| | | Θέρμανση χώρου - Διαμερίσματα | Ηλεκτρισμός | |
| | | Θέρμανση χώρου - κατοικίες | Λιθάνθρακας | |
| | | Πλυντήρια ρούχων | | |
| | | Φωτισμός | | |
| | Ψύξη τροφίμων | | | |
| Τριτογενής τομέας | Δημόσιος τομέας | Ψύξη χώρου | Φυσικό αέριο | Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία |
| | Γραφεία | Θέρμανση χώρου | LPG | Τελική ενεργειακή ένταση |
| | Νοσοκομεία | Φωτισμός | Diesel | |
| | Εκπαίδευση | Άλλες ηλεκτρικές χρήσεις | Ηλιακή ενέργεια | |

| Κλάδος | Υποκατηγορίες | Τελικές χρήσεις | Κατηγορίες καυσίμων | Παράμετροι επιπέδου δραστηριότητας |
|-------------------------------|-----------------------------------|--|--------------------------------------|---|
| | Αθλητικές εγκαταστάσεις | Ζεστό νερό | Βιομάζα | |
| | Αεροδρόμια | Μαγείρεμα | Μαζούτ | |
| | Άλλα | | Ηλεκτρισμός | |
| | <i>Ιδιωτικός τομέας</i> | | | |
| | Εμπορικός τομέας | | | |
| | Ξενοδοχεία | | | |
| | Γραφεία | | | |
| | Νοσοκομεία | | | |
| | Άλλα | | | |
| Κυβερνητικός τομέας | - | Φωτισμός δρόμων | Ηλεκτρισμός | Ώρες λειτουργίας |
| Μεταφορές | Εμπορευματικές μεταφορές | Οδικές μεταφορές (φορτηγά) | Βενζίνη | Μεταφορικό έργο εμπορευμάτων (δισ τόνοι – km) |
| | | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | Diesel | Τελική ενεργειακή ένταση |
| | | Σιδηρόδρομος | Βιοντίζελ | |
| | Επιβατικές μεταφορές | Οδικές μεταφορές (αυτοκίνητα, λεωφορεία, μοτοσυκλέτες) | LPG | Μεταφορικό έργο επιβατών (δισ επιβάτες – km) |
| | | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | Μαζούτ | |
| | | Σιδηρόδρομος | Ηλεκτρισμός | |
| | | Αεροπορικές μεταφορές | Καύσιμα αεριωθούμενων (jet kerosene) | |
| Αγροτικός τομέας | - | - | Ηλεκτρισμός | Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία |
| | | | Μαζούτ | Συνολική κατανάλωση ενέργειας |
| | | | Diesel | Τελική ενεργειακή ένταση |
| | | | Βενζίνη | |
| | | | Βιομάζα | |
| | | | Γεωθερμία | |
| Μη ενεργειακές χρήσεις | Χημική και πετροχημική βιομηχανία | - | Νάφθα | Συνολική κατανάλωση ενέργειας |

| Κλάδος | Υποκατηγορίες | Τελικές χρήσεις | Κατηγορίες καυσίμων | Παράμετροι επιπέδου δραστηριότητας |
|---------------|----------------------|------------------------|---|---|
| | Άλλοι τομείς | | Λιπαντικά Φυσικό αέριο Άλλα πετρελαϊκά προϊόντα Ασφαλτος | Τελική ενεργειακή ένταση |

5.2.2.2. Επίπεδο κλαδικής δραστηριότητας

Για τη βιομηχανία, τον τριτογενή τομέα και τον αγροτικό τομέα, έχει επιλεχθεί η Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία ως μέτρο κλαδικής δραστηριότητας. Τα ιστορικά στοιχεία ακαθάριστης προστιθέμενης αξίας προέρχονται από την Ελληνική Στατιστική Αρχή και το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας. Η προβολή της οικονομικής δραστηριότητας των κλάδων αυτών είναι βασισμένη στο σενάριο αναφοράς μελέτης που πρόσφατα δημοσίευσε το Ίδρυμα Βιομηχανικών και Οικονομικών Ερευνών, και στα σενάρια της Επιτροπής 20-20-20 του Υπουργείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [8, 24]. Η βιομηχανία διακρίνεται σε δέκα κλάδους, η ακαθάριστη προστιθέμενη αξία των οποίων παρουσιάζεται στον πίνακα 11.

Η ακαθάριστη προστιθέμενη αξία του τριτογενή τομέα θεωρείται ότι αντιστοιχεί σε ποσοστό 71% στον ιδιωτικό και κατά 29% στο δημόσιο τομέα [7].

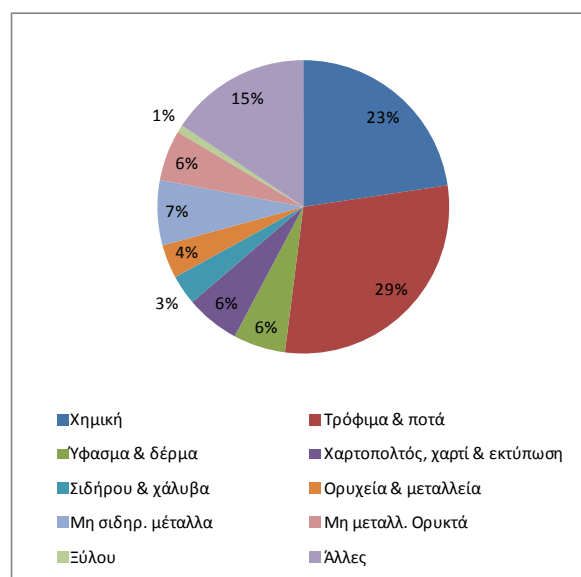
Από την ακαθάριστη προστιθέμενη αξία και των τριών κλάδων (βιομηχανία, τριτογενής και αγροτικός τομέας) αφαιρέθηκε το ποσοστό που αντιστοιχούσε το 2008 στις περιφέρειες της Ελλάδας που δεν ανήκουν στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Πίνακας 12. Ετήσιοι ρυθμοί ανάπτυξης Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας.

| | ΑΠΑ(σε δις €, 2009) | | Μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης | | | |
|--------------------------|---------------------|--------|------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | Ελλάδα | ΕΔΣ | 2010-2015 | 2015-2020 | 2020-2025 | 2025-2030 |
| Βιομηχανία | 24,87 | 24,498 | 0,09% | 1,64% | 1,12% | 1,07% |
| Τριτογενής τομέας | 162,86 | 145,27 | 2,81% | 2,78% | 2,78% | 2,78% |
| Ιδιωτικός τομέας | 115,6 | 103,14 | | | | |
| Δημόσιος τομέας | 47,23 | 42,13 | | | | |
| Αγροτικός τομέας | 6,62 | 6,19 | 0,06% | 1,23% | 1,23% | 1,38% |

Πίνακας 13. ΑΠΑ κλάδων βιομηχανίας.

| | ΑΠΑ(σε δις €, 2009) | |
|----------------------------------|---------------------|------|
| | Ελλάδα | ΕΔΣ |
| Χημική & πετροχημική | 5,63 | 5,55 |
| Τροφίμων, ποτών & καπνού | 7,3 | 7,19 |
| Υφαντουργία ενδυμάτων & δέρματος | 1,43 | 1,41 |
| Χάρτου & εκτυπώσεων | 1,48 | 1,46 |
| Σιδήρου & Χάλυβα | 0,82 | 0,81 |
| Μη σιδηρούχα μεταλλουργική | 1,79 | 1,77 |
| Μη μεταλλικών ορυκτών | 1,4 | 1,37 |
| Ξύλου & προϊόντων ξύλου | 0,21 | 0,21 |
| Ορυχεία και λατομεία | 0,93 | 0,91 |
| Άλλες βιομηχανίες | 3,88 | 3,8 |



Σχήμα 26. Ποσοστιαία συμμετοχή κλάδων στην ΑΠΑ της βιομηχανίας.

Ο κυβερνητικός τομέας περιλαμβάνει μόνο τον οδικό φωτισμό. Το επίπεδο δραστηριότητας που χρησιμοποιήθηκε είναι οι ώρες λειτουργίας, οι οποίες σύμφωνα με το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας [9], φτάνουν τις 3.650 ώρες ανά έτος.

Πίνακας 14. Επίπεδο δραστηριότητας κυβερνητικού κλάδου: ώρες λειτουργίας.

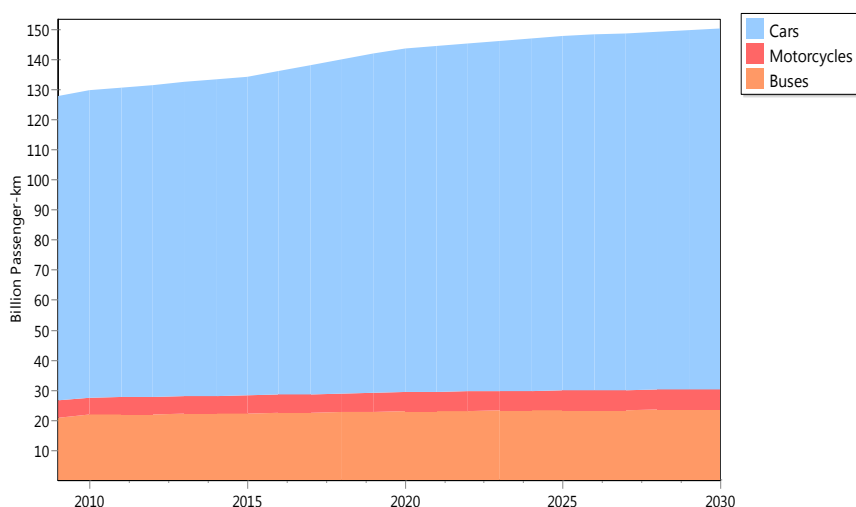
| | Ωρες λειτουργίας |
|---------------------------------------|------------------|
| Κυβερνητικός τομέας (οδικός φωτισμός) | 3.650 |

Τα ιστορικά στοιχεία (2009) της μεταφορικής δραστηριότητας είναι βασισμένα σε στατιστικά στοιχεία της Διεύθυνσης Κινητικότητα και Μεταφορών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ενώ η προβολή της μεταφορικής δραστηριότητας είναι βασισμένη στο σενάριο αναφοράς του Ιδρύματος Βιομηχανικών και Οικονομικών Ερευνών [8].

Πίνακας 15. Επίπεδο μεταφορικής δραστηριότητας.

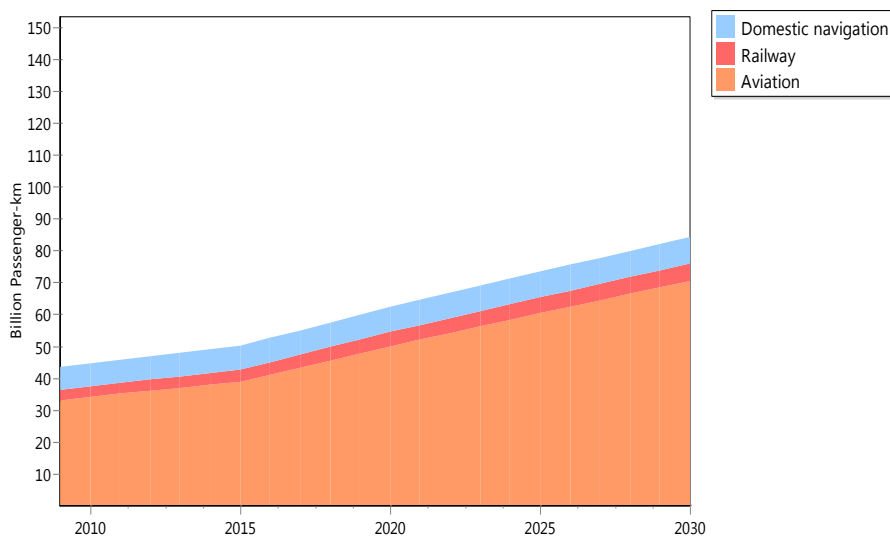
| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------|--|------|------|-------|-------|------|
| Εμπορευματικές μεταφορές | Μεταφορικό έργο εμπορευμάτων (δισ τόνοι - km) | | | | | |
| Οδικές μεταφορές | | | | | | |
| Φορτηγά | 29 | 26,4 | 27,8 | 30,7 | 34,7 | 38,5 |
| Εγχώρια ναυσιπλοΐα | 10,3 | 10,4 | 12 | 14,1 | 16,1 | 18,3 |
| Σιδηρόδρομος | 0,786 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1 |
| Επιβατικές μεταφορές | Μεταφορικό έργο επιβατών (δισ επιβάτες - km) | | | | | |
| Οδικές μεταφορές | | | | | | |
| Αυτοκίνητα | 101,3 | 102 | 106 | 114,3 | 117,7 | 120 |
| Λεωφορεία | 22,1 | 21,8 | 22,3 | 22,9 | 23,3 | 23,5 |
| Μοτοσυκλέτες | 5,6 | 5,7 | 5,94 | 6,4 | 6,59 | 6,72 |
| Εγχώρια ναυσιπλοΐα | 7,2 | 7,2 | 7,5 | 7,8 | 8,1 | 8,3 |
| Σιδηρόδρομος | 3,3 | 3,4 | 3,7 | 4,5 | 5 | 5,4 |
| Αεροπορικές μεταφορές | 32,9 | 34,1 | 38,9 | 50 | 60,3 | 70,5 |

Road: Activity Level (Billion Passenger-km)



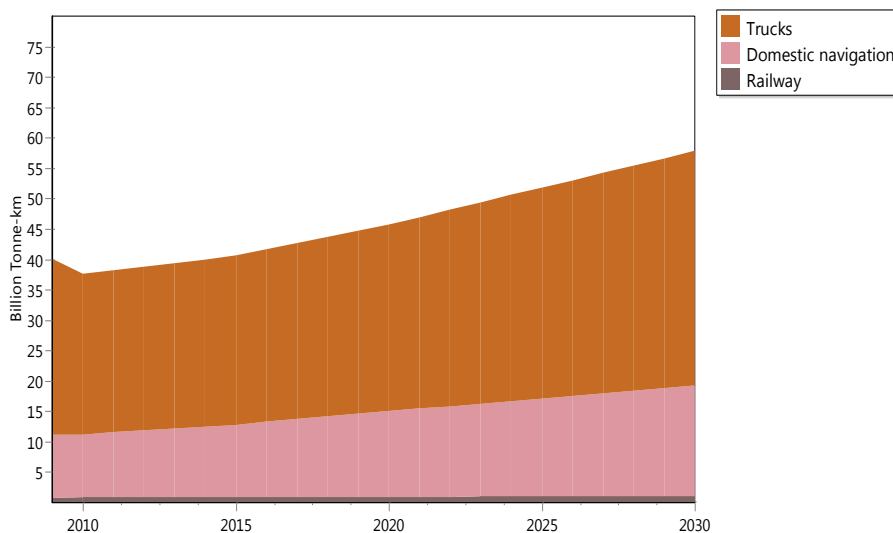
Σχήμα 27. Επίπεδο επιβατικής δραστηριότητας οδικών μεταφορών.

Passenger: Activity Level (Billion Passenger-km)

**Σχήμα 28. Επίπεδο επιβατικής δραστηριότητας μεταφορών (εκτός οδικών).**

Όπως διαφαίνεται και στο παραπάνω σχήμα, προβλέπεται μεγάλη επέκταση του κλάδου των αεροπορικών μεταφορών και διατήρηση του κυρίαρχου ρόλου των αυτοκινήτων όχι μόνο στις οδικές μεταφορές, αλλά στον κλάδο των μεταφορών γενικότερα.

Freight: Activity Level (Billion Tonne-km)

**Σχήμα 29. Επίπεδο δραστηριότητας εμπορευματικών μεταφορών.**

5.2.2.3. Τελική ενεργειακή ένταση

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η τελική ενεργειακή ένταση ισούται με το λόγο της συνολικής κατανάλωσης προς το αντίστοιχο επίπεδο δραστηριότητας.

$$\text{Τελική ενεργειακή ένταση} = \frac{\text{συνολική κατανάλωση ενέργειας}}{\text{επίπεδο δραστηριότητας}}$$

ή

$$\text{ενεργειακή κατανάλωση} = \text{επίπεδο δραστηριότητας} \times \text{ενεργειακή ένταση} .$$

Η τελική ενεργειακή ένταση είναι η ετήσια τελική κατανάλωση ενέργειας μιας κατηγορίας, ανά μονάδα του αντίστοιχου επιπέδου δραστηριότητας [46].

Στους παρακάτω πίνακες παρατίθεται η τελική ενεργειακή ένταση για το έτος βάσης (2009) για κάθε έναν από τους τομείς του μοντέλου ζήτησης. Τα στοιχεία της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης προέρχονται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [26].

Πίνακας 16. Ενεργειακή ένταση βιομηχανικού τομέα (kwh/€) για το έτος βάσης.

| Κλάδος | Χρήση | Βιομάζα-Βιοαέριο | Ανθρακας | Ηλεκτρισμός | Λιγνίτης | Φ. Αέριο | LPG | Diesel | Μαζούτ |
|----------------------------------|--------------------------------|------------------|----------|-------------|----------|----------|--------|--------|--------|
| Χημική & πετροχημική | Ηλεκτρική ενέργεια, κινητήρες | | | 0,0725 | | | | | |
| | Ηλεκτρική ενέργεια, συσκευές | | | 0,0481 | | | | | |
| | Ηλεκτρική ενέργεια, διεργασίες | | | 0,0089 | | | | | |
| | Θερμότητα διεργασιών | | | | | 0,094 | 0,093 | 0,0189 | 0,1283 |
| Τροφίμων, ποτών & καπνού | Ηλεκτρική ενέργεια, κινητήρες | | | 0,1473 | | | | | |
| | Ηλεκτρική ενέργεια, συσκευές | | | 0,1518 | | | | | |
| | Θερμότητα διεργασιών | 0,3497 | | | | 0,1604 | 0,0472 | 0,0275 | 0,1019 |
| Υφαντουργία ενδυμάτων & δέρματος | Ηλεκτρική ενέργεια, κινητήρες | | | 0,3187 | | | | | |
| | Ηλεκτρική ενέργεια, συσκευές | | | 0,1096 | | | | | |
| | Θερμότητα διεργασιών | | | | | 0,137 | | 0,0248 | 0,1711 |
| Χάρτου & εκτυπώσεων | Ηλεκτρική ενέργεια, κινητήρες | | | 0,3418 | | | | | |
| | Ηλεκτρική ενέργεια, συσκευές | | | 0,0491 | | | | | |
| | Θερμότητα διεργασιών | | | | | 0,2664 | 0,1034 | 0,0239 | 0,1797 |
| Σιδήρου & Χάλυβα | Ηλεκτρική ενέργεια, διεργασίες | | | 1,7246 | | | | | |

Πίνακας 18. Ενεργειακή ένταση ιδιωτικού τριτογενή τομέα (kwh/€).

| Υποτομείς | Χρήση | Φ. Αέριο | LPG | Πετρέλαιο | Μαζούτ | Ηλιακά | Βιομάζα | Ηλεκτρισμός |
|---------------------|-------------------|----------|---------|-----------|---------|---------|---------|-------------|
| Ξενοδοχεία | Ψύξη Χώρων | 0,00017 | | | | | | 0,0048 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00445 | | 0,00214 | 0,0005 | | 0,00008 | 0,00316 |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00358 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,00695 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00056 | | 0,00053 | | 0,00028 | | 0,00147 |
| Ιδιωτικά Νοσοκομεία | Μαγείρεμα | 0,0004 | 0,0017 | | | | | 0,002 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,0009 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,0015 | | 0,00075 | 0,0003 | | | |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00104 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,00235 |
| Εμπορικός Τομέας | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00028 | | 0,00054 | | | | 0,00023 |
| | Μαγείρεμα | 0,00009 | 0,00029 | | | | | |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,01090 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00069 | 0,00136 | 0,00429 | | | 0,00004 | 0,01454 |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,0109 |
| Κτίρια Γραφείων | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,02907 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00008 | | 0,00048 | | | | 0,00727 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,00392 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00184 | 0,00008 | 0,00172 | | | | 0,00196 |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00549 |
| Άλλος Τριτογενής | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,00784 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00004 | | 0,00004 | | | | 0,00039 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,0015 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00099 | 0,00017 | 0,00104 | 0,00028 | | | 0,002 |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00199 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,00399 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00001 | | | | 0,00002 | | 0,00051 |

Πίνακας 19. Ενεργειακή ένταση δημόσιου τριτογενή τομέα (kwh/€).

| Υποτομείς | Χρήση | Φ. Αέριο | LPG | Πετρέλαιο | Μαζούτ | Ηλιακά | Βιομάζα | Ηλεκτρισμός |
|--------------------|-------------------|----------|---------|-----------|--------|--------|---------|-------------|
| Εκπαίδευση | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,00156 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00038 | | 0,00475 | | | | 0,00104 |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00715 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,00259 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00002 | | 0,00025 | | | | 0,00066 |
| Δημόσια Νοσοκομεία | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,00394 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00624 | | 0,00263 | 0,0012 | | | |
| | Φωτισμός | | | | | | | 0,00453 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | | | 0,01024 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00117 | | 0,00191 | | | | 0,00098 |
| Αθλητικά Κέντρα | Μαγείρεμα | 0,00039 | 0,00105 | | | | | |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | | | 0,00254 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00093 | 0,00034 | 0,00059 | | | | |

| | | | | | | |
|----------------------------|-------------------|---------|---------|---------|--------|---------|
| Αεροδρόμια | Φωτισμός | | | | | 0,00215 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | 0,00163 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00005 | 0,00002 | 0,00003 | 0,0001 | 0,00018 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | 0,00025 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00004 | | 0,00006 | | 0,00015 |
| Δημόσια Κτίρια Γραφείων | Φωτισμός | | | | | 0,00034 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | 0,00032 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | | | | | 0,00001 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | 0,00644 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,0008 | | 0,01978 | | 0,00076 |
| Λοιπός Δημόσιος Τομέας | Φωτισμός | | | | | 0,01061 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | 0,0197 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | 0,00001 | | 0,0002 | | 0,00038 |
| | Ψύξη Χώρων | | | | | 0,00089 |
| | Θέρμανση Χώρων | 0,00282 | 0,00124 | 0,0007 | | 0,00115 |
| | Φωτισμός | | | | | 0,00151 |
| | Άλλα Ηλεκτρικά | | | | | 0,00444 |
| | Ζεστό Νερό Χρήσης | | | | | 0,00089 |

Πίνακας 20. Ενεργειακή ένταση τομέα μεταφορών.

| | Χρήση | Βενζίνη | Diesel | Biodiesel | Μαζούτ | Ηλεκτρι- σμός | LPG | Φυσικό αέριο | Βιοαιθα- νόλη | Jet kerosene |
|--|-------------------------------|---------|--------|-----------|--------|------------------|--------|-----------------|------------------|-----------------|
| Εμπορευματι- κές μεταφορές (Kwh/tonne- km) | Οδικές μεταφορές | | | | | | | | | |
| | Φορτηγά | 0,32 | 0,73 | 0,02 | | | | | | |
| | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | | 0,05 | | 0,04 | | | | | |
| | Σιδηρόδρομος | | 0,39 | | | 0,12 | | | | |
| Επιβατικές μεταφορές (kwh/pass- km) | Οδικές μεταφορές | | | | | | | | | |
| | Αυτοκίνητα | 0,31 | | | | | 0,0009 | | 0 | |
| | Λεωφορεία | 0,001 | 0,28 | 0,009 | | 0,002 | 0,01 | 0,01 | | |
| | Μοτοσυκλέτες | 0,62 | | | | | | | | |
| | Εγχώρια ναυσιπλοΐα | | 0,44 | | 0,39 | | | | | |
| | Σιδηρόδρομος | | 0,02 | | | 0,02 | | | | |
| | Αεροπορ. μεταφορές | | | | | | | | | 0,3 |

Όσον αφορά τα επιβατικά οχήματα στον τομέα των οδικών μεταφορών, γίνεται η υπόθεση ότι η τελική ενεργειακή μειώνεται, λόγω της βελτίωσης της μέσης ειδικής ενεργειακής κατανάλωσης ανά όχημα (-2,5% μέχρι το έτος 2015 και -1,5% μακροπρόθεσμα) [12].

Πίνακας 21. Ενεργειακή ένταση κυβερνητικού τομέα (kwh/ώρα λειτουργίας).

| Χρήση | |
|----------|---------|
| Φωτισμός | 212.876 |

Πίνακας 22. Ενεργειακή ένταση αγροτικού τομέα (kwh/€).

| Αγροτικός τομέας | |
|------------------|------|
| Ηλεκτρισμός | 0,41 |
| Μαζούτ | 0,04 |
| Diesel | 1,1 |
| Βενζίνη | 0,04 |
| Βιομάζα | 0,02 |
| Γεωθερμία | 0,01 |

5.2.3. Μοντέλο μετατροπής

Στον τομέα μετατροπής (**transformation**) «προσομοιώνεται» η μετατροπή και μεταφορά των ενεργειακών μορφών από το σημείο της εξόρυξης των πρωτογενών πηγών και εισαγόμενων καυσίμων έως το σημείο της τελικής κατανάλωσης ενέργειας.

Ο τομέας μετατροπής (σχ.30) αποτελείται από τους τομείς της μεταφοράς και διανομής, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, της διύλισης πετρελαίου, της εξόρυξης πετρελαίου και φυσικού αερίου και της εξόρυξης λιγνίτη. Όπως προαναφέρθηκε, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αφορά μόνο το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

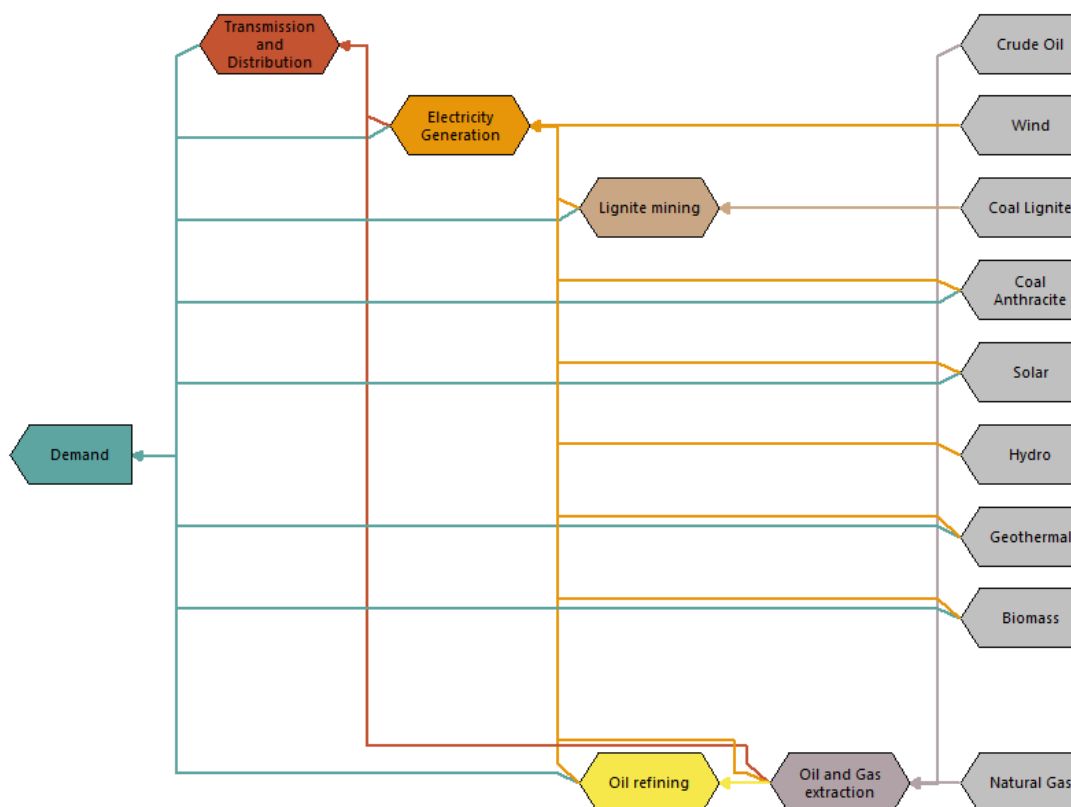
Κάθε τομέας του μοντέλου μετατροπής αποτελείται από κάποιες διεργασίες (**processes**), που αντιπροσωπεύουν τις τεχνολογίες που μετατρέπουν την ενέργεια από τη μια μορφή στην άλλη ή μεταφέρουν ή διανέμουν ενέργεια, όπως π.χ. οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής [46].

Για κάθε διαδικασία εισάγεται ένα **feedstock** καύσιμο και ένα **output** καύσιμο. Τα feedstock καύσιμα είναι το αντικείμενο της διεργασίας μετατροπής, έτσι ώστε η αποδοτικότητα της διεργασίας να ορίζεται ως ο λόγος του συνολικού ενεργειακού περιεχομένου όλων των output καυσίμων που παράγονται από τη διεργασία προς το συνολικό ενεργειακό περιεχόμενο όλων των feedstock καυσίμων που καταναλώνονται. Επίσης, σε κάθε διεργασία μπορεί να εισαχθούν ένα ή περισσότερα βοηθητικά καύσιμα (**auxiliary fuels**). Τα βοηθητικά καύσιμα αντιπροσωπεύουν την επιβιομηχανική κατανάλωση ή την ιδιοκατανάλωση σε μία διεργασία. π.χ. στο παρόν μοντέλο, στον τομέα εξόρυξης πετρελαίου και φυσικού αερίου χρησιμοποιούνται ηλεκτρική ενέργεια και φυσικό αέριο ως βοηθητικά καύσιμα, ενώ στον τομέα εξόρυξης λιγνίτη γίνεται κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι υπολογισμοί του κλάδου μετατροπής κατευθύνονται από τα αποτελέσματα της ανάλυσης της ζήτησης. Κάθε τομέας ικανοποιεί ένα σύνολο απαιτήσεων που προέρχονται από τον κλάδο της ζήτησης, αλλά αυτό δημιουργεί και ένα σύνολο απαιτήσεων για feedstock καύσιμα, π.χ. μια διεργασία του τομέα

παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ικανοποιεί απαιτήσεις για ηλεκτρική ενέργεια, αλλά αυτό δημιουργεί επιπρόσθετες απαιτήσεις για τα δικά της feedstock καύσιμα.

Το τελικό αποτέλεσμα που προκύπτει από τον υπολογισμό όλων των διεργασιών οδηγεί σε ένα σύνολο απαιτήσεων για πρωτογενείς πόρους (ορυκτά καύσιμα ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) και εισαγωγές καυσίμων στο σύστημα.



Σχήμα 30. Μοντέλο μετατροπής LEAP.

5.2.3.1. Διεργασίες μοντέλου μετατροπής

Οι διεργασίες του μοντέλου μετατροπής, οι οποίες απεικονίζονται και στο παραπάνω διάγραμμα, είναι οι ακόλουθες:

- i. εξόρυξη λιγνίτη
- ii. εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου
- iii. δύλιση πετρελαίου
- iv. παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- v. μεταφορά και διανομή

Εξόρυξη λιγνίτη

Σύμφωνα με στοιχεία του Εθνικού Πληροφοριακού Συστήματος για την Ενέργεια, το 2009 τα ελληνικά λιγνιτορυχεία παρήγαγαν 8 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου. Η ετήσια ικανότητα παραγωγής (exogenous capacity) τους θεωρήθηκε ίση με 9 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου [16]. Το ετήσιο μεταβλητό κόστος διαχείρισης και λειτουργίας (O&M) για τη διεργασία εξόρυξης λιγνίτη είναι ίσο με 64,07 ευρώ ανά τόνο ισοδύναμου πετρελαίου [2].

Εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου

Το 2008, πάλι σύμφωνα με στοιχεία του Εθνικού Πληροφοριακού Συστήματος για την Ενέργεια, εξορύχθηκαν στην Ελλάδα 81 χιλιάδες TIP αργού πετρελαίου και 12 χιλιάδες TIP φυσικού αερίου [23].

Διύλιση πετρελαίου

Στην Ελλάδα λειτουργούν τέσσερα διυλιστήρια: τα διυλιστήρια Ασπρόπυργου, τα διυλιστήρια Θεσσαλονίκης, τα διυλιστήρια Ελευσίνας και Motor Oil Hellas. Η ποσότητα που διυλίστηκε το έτος βάσης από τα παραπάνω διυλιστήρια ανήλθε σε 20 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου. Η ικανότητα διύλισης των ελληνικών διυλιστηρίων είναι περίπου 20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο [18]. Η αποδοτικότητα της διεργασίας θεωρήθηκε ίση με 95%.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Στην παρούσα εργασία θα γίνει εστίαση στο κομμάτι της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα δεδομένα που εισήχθησαν στο LEAP αναλύονται στο επόμενο υποκεφάλαιο.

Μεταφορά και διανομή

Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από το ηλεκτρικό σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (66kV και 150kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV) [4]. Ως μέτρο αποδοτικότητας για τη διεργασία μεταφοράς και διανομής εισήχθη στο LEAP ο βαθμός απωλειών του δικτύου ηλεκτρισμού και του δικτύου φυσικού αερίου [23].

Πίνακας 23. Βαθμός απωλειών δικτύου ηλεκτρισμού και δικτύου φυσικού αερίου.

| | Βαθμός απωλειών |
|-----------------------|-----------------|
| Δίκτυο ηλεκτρισμού | 6,45% |
| Δίκτυο φυσικού αερίου | 0,14% |

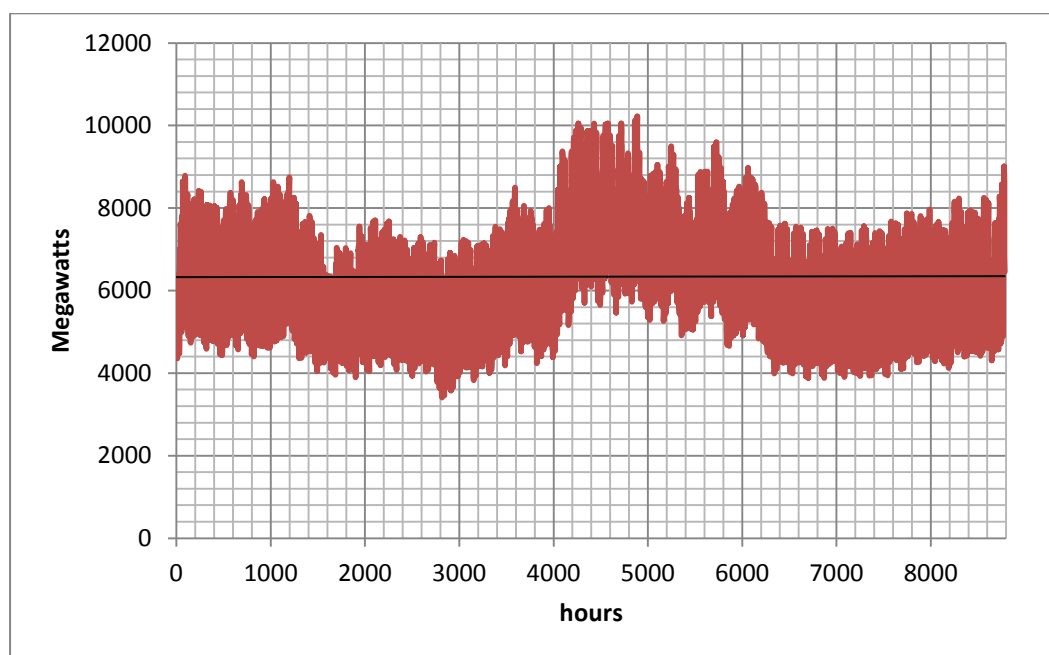
5.2.3.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Η διεργασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Στη συνέχεια παρατίθενται τα τεχνικά και οικονομικά δεδομένα που εισήχθησαν στο LEAP.

5.2.3.2.1. Τεχνικά δεδομένα

Καμπύλη φορτίου

Η καμπύλη φορτίου είναι το διάγραμμα που δίνει τη μεταβολή του φορτίου συναρτήσει του χρόνου. Χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα ωριαίου φορτίου, τα οποία προέρχονται από το Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) [3] και απεικονίζονται στο επόμενο διάγραμμα:

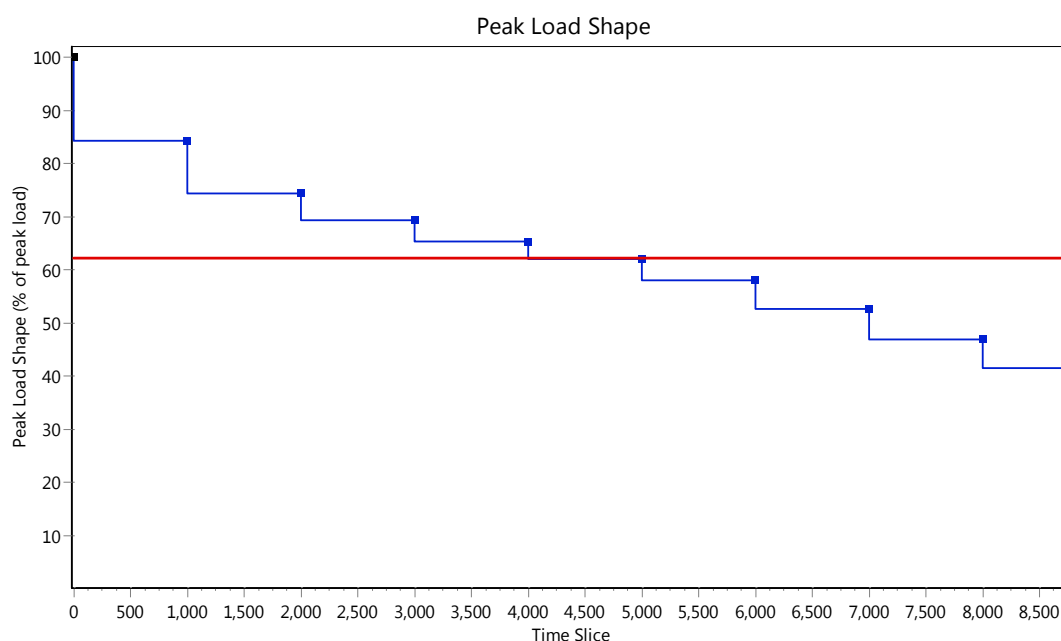


Σχήμα 31. Ωριαία κατανομή της ζήτησης (MWh) για το ΕΔΣ..

Η μέθοδος φορτίου που επιλέχτηκε στο παρόν μοντέλο είναι η *μέθοδος φορτίου αιχμής* (system load shape). Ο χρόνος διαιρείται σε διαφορετικά χρονικά τμήματα (time slices). Με τη μέθοδο φορτίου αιχμής η καμπύλη φορτίου του συστήματος καθορίζεται σε όρους τμημάτων του ετήσιου φορτίου αιχμής σε κάθε χρονικό τμήμα. Ουσιαστικά πρόκειται για την καμπύλη ποσοστών αιχμής. Η καμπύλη ποσοστών αιχμής είναι το διάγραμμα που δίνει τις τιμές του φορτίου ως ποσοστό του μέγιστου φορτίου αιχμής χρονικής περιόδου συναρτήσει της

παραγόμενης ενέργειας εκφρασμένης ως ποσοστό της συνολικής παραγόμενης ενέργειας της περιόδου αυτής.

Στο επόμενο σχήμα απεικονίζεται η καμπύλη του φορτίου του συστήματος όπως προκύπτει από το LEAP:



Σχήμα 32. Καμπύλη ποσοστών αιχμής (% του ετήσιου φορτίου αιχμής).

Ο συντελεστής φόρτισης για το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, όπως προκύπτει και από το παραπάνω διάγραμμα, είναι ίσος με 62%. Ο συντελεστής φόρτισης είναι ο λόγος του μέσου φορτίου χρονικής περιόδου προς το φορτίο αιχμής που εμφανίζεται στην περίοδο αυτή:

$$\text{Συντελεστής φόρτισης} = \frac{\text{Συνολική παραγωγή} \left(\frac{MWh}{\text{έτος}} \right)}{\text{Μέγιστο φορτίο συστήματος (MW)} \times 8760 \text{ ώρες/έτος}}$$

Η διεργασία της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει τις παρακάτω τεχνολογίες μονάδων ηλεκτροπαραγωγής: μεγάλα υδροηλεκτρικά, μικρά υδροηλεκτρικά, αιολικά πάρκα, λιγνιτικές μονάδες, πετρελαϊκές μονάδες, μονάδες φυσικού αερίου συνδιασμένου κύκλου, μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου, μονάδες βιομάζας – βιοαερίου, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης, φωτοβολταϊκά, γεωθερμικοί σταθμοί, μονάδες άνθρακα και θερμικά ηλιακά. Οι τρεις τελευταίοι τύποι εμφανίζονται μετά το έτος βάσης στο πλαίσιο των σεναρίων.

Για κάθε τύπο μονάδας εισήχθησαν τα τεχνικά δεδομένα:

- *Ηλεκτροπαραγωγή (historical production)*

Η παραγωγή κάθε τύπου μονάδας για έτη 2009, 2010 προέρχεται από στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ και της ΔΕΗ.

- *Εγκατεστημένη ισχύς (exogenous capacity)*

Χρησιμοποιήθηκε η καθαρή εγκατεστημένη ισχύς του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ) για το έτη 2009, 2010. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος για καθένα από τα σενάρια προσδιορίζεται εξογενώς.

- *Αποδοτικότητα διεργασίας (process efficiency)*

Η αποδοτικότητα της διεργασίας ισούται με το λόγο της ενέργειας που παρήχθηκε προς την ενέργεια που καταναλώθηκε (feedstock) σε κάθε διεργασία [39].

- *Συντελεστής ισχύος (maximum availability)*

Ο συντελεστής ισχύος (ή συντελεστής εκμετάλλευσης) είναι ο λόγος της μέγιστης ενέργειας που παράγεται προς την ενέργεια που θα μπορούσε να παραχθεί εάν οι μονάδες μιας διεργασίας λειτουργούσαν στο 100% της ισχύος τους σε μία δεδομένη περίοδο.

- *Χρόνος ζωής*

Ο χρόνος ζωής μιας διεργασίας αναφέρεται στο μέσο χρόνο ζωής κάθε τύπου μονάδας.

- *Merit order*

Το merit order μιας διεργασίας καθορίζει τη σειρά με την οποία εισέρχεται στο σύστημα. Οι διεργασίες με το χαμηλότερο merit order είναι αυτές που εισέρχονται πρώτες στο σύστημα (base load) ενώ οι διεργασίες με το υψηλότερο merit order είναι αυτές που εισέρχονται τελευταίες στο σύστημα (peak load).

- *Dispatch rule*

Ο κανόνας αυτός καθορίζει τον τρόπο με τον οποίο οι μονάδες μιας διεργασίας εισέρχονται στο σύστημα από τον πρώτο χρόνο προσομοίωσης (2010) και μετά. Το LEAP διαθέτει πέντε κανόνες, οι οποίοι λειτουργούν και συνδιαστικά (by process share, in proportion to available capacity, run to full available capacity, in ascending merit order, in ascending order of running cost). Στο παρόν μοντέλο χρησιμοποιείται ο κανόνας *in ascending merit order*: Αυτός ο κανόνας χρησιμοποιείται για να προσομοιώσει τον τρόπο με τον οποίο οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εισέρχονται στο σύστημα, με στόχο την ικανοποίηση τόσο της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρισμού αλλά και της εποχιακής ζήτησης. Κάθε τύπος μονάδας μπαίνει στο σύστημα σύμφωνα με το merit order της, όπως αυτό έχει καθοριστεί στη μεταβλητή merit order, και εάν χρειαστεί θα λειτουργήσει στο maximum του συντελεστή ισχύος.

Πίνακας 24. Τεχνικά δεδομένα τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής.

| | Ηλεκτροπαραγωγή (2009), GWh ¹ | Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ² | Αποδοτικότητα διεργασίας ³ | Συντελεστής ισχύος ⁴ | Χρόνος ζωής(έτη) ⁵ | Merit order | Dispatch rule |
|--|---|--|--|------------------------------------|----------------------------------|----------------|----------------|
| Μεγάλα υδροηλεκτρικά | 4.955 | 3.018 | 65% | 25% | 60 | 1 | by merit order |
| Μικρά υδροηλεκτρικά | 657 | 182,6 | 65% | 45% | 25 | 1 | by merit order |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 916,6 | 45% | 25% | 25 | 1 | by merit order |
| Λιγνιτικές μονάδες | 30.541 | 4.808,1 | 30,9% | 72,5% | 45 | 1 | by merit order |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 1.697 | 834,1 | 30,65% | 25% | 45 | 1 | by merit order |
| Μονάδες Συνδιασμένου Κύκλου | 7.986 | 1.962,1 | 53,1% | 46,5% | 35 | 1 | by merit order |
| Αεριοστρόβιλοι | 1.390 | 486,8 | 42% | 45,1% | 35 | 1 | by merit order |
| Μονάδες βιομάζας- βιοαερίου | 182 | 40,8 | 42% | 52% | 30 | 1 | by merit order |
| ΣΗΘΥΑ | 144 | 140,7 | 80% | 12% | 25 | 1 | by merit order |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 46 | 11,9% | 15% | 25 | 1 | by merit order |
| Μονάδες γεωθερμίας | 0 | 0 | 98% | 90% | 30 | 1 | by merit order |
| Μονάδες άνθρακα | 0 | 0 | 46% | 70% | 40 | 1 | by merit order |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 14,7% | 20% | 30 | 1 | by merit order |

¹ [3,14]² [3,4]³ [1,39]⁴ [3, 6]⁵ [39]

5.2.3.2.2. Οικονομικά δεδομένα

Για κάθε τύπο μονάδας ηλεκτροπαραγωγής καθορίστηκαν οι κεφαλαιουχικές δαπάνες (capital cost), το σταθερό κόστος διαχείρισης και λειτουργίας (fixed operation and maintenance cost) και το μεταβλητό κόστος διαχείρισης και λειτουργίας (variable operation and maintenance cost).

Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες είναι οι δαπάνες ή επενδύσεις για την απόκτηση κεφαλαιουχικών αγαθών. Η μέθοδος ετησιοποίησης των κεφαλαιουχικών δαπανών που εφαρμόζεται από το LEAP είναι η μέθοδος του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery factor) ή συντελεστή αποσβέσεως.

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

όπου n ο χρόνος αποσβέσεως (χρόνος ζωής κάθε διεργασίας) και i το επιτόκιο προεξόφλησης (discount rate).

Το επιτόκιο προεξόφλησης λαμβάνεται ίσο με 6%, που είναι τυπικό για τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και άλλες ανεπτυγμένες χώρες [28].

Τα κόστη διαχείρισης και λειτουργίας προκύπτουν μετά την εγκατάσταση των μονάδων και διακρίνονται σε σταθερά και μεταβλητά. Τα σταθερά κόστη διαχείρισης και λειτουργίας μεταβάλλονται με το μέγεθος των μονάδων, ενώ τα μεταβλητά μεταβάλλονται με το μέγεθος της παραγωγής.

Πίνακας 25. Οικονομικά δεδομένα [13, 24, 28, 38, 39].

| | Κεφαλαιουχικές δαπάνες (€/MW) | Σταθερά κόστη O&M (€/MW-month) | Μεταβλητά κόστη O&M (€/MWh) |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Μεγάλα υδροηλεκτρικά | 1.450.000 | 6.600 | 0 |
| Μικρά υδροηλεκτρικά | 1.500.000 | 4.920 | 0 |
| Αιολικά πάρκα | 1.450.000 | 4.920 | 0 |
| Λιγνιτικές μονάδες | 2.000.000 | 72.000 | 3,5 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 1.170.000 | 28.200 | 1,8 |
| Μονάδες Συνδιασμένου Κύκλου | 700.000 | 24.000 | 4,5 |
| Αεριοστρόβιλοι | 450.000 | 33.000 | 4,5 |
| Μονάδες βιομάζας- βιοαερίου | 2.830.000 | 4.920 | 0 |
| ΣΗΘΥΑ | 1.200.000 | 37.700 | 10 |
| Φωτοβολταϊκά | 2.800.000 | 4.920 | 0 |
| Μονάδες γεωθερμίας | 2.200.000 | 3.750 | 0 |
| Μονάδες άνθρακα | 1.800.000 | 26.400 | 2,8 |
| Θερμικά ηλιακά | 4.800.000 | 8.333 | 0 |

Στον επόμενο πίνακα δίνεται η προβολή του κόστους των διαφορετικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 26. Προβολή κόστους τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής σε ευρώ.

| | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Μεγάλα υδροηλεκτρικά | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 |
| Μικρά υδροηλεκτρικά | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 |
| Αιολικά πάρκα | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 | 1.450.000 |
| Λιγνιτικές μονάδες | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.000.000 | 2.000.000 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 1.170.000 | 1.170.000 | 1.170.000 | 1.170.000 | 1.170.000 |
| Μονάδες Συνδιασμένου Κύκλου | 700.000 | 700.000 | 700.000 | 700.000 | 700.000 |
| Αεριοστρόβιλοι | 450.000 | 450.000 | 450.000 | 450.000 | 450.000 |
| Μονάδες βιομάζας-βιοαερίου | 2.830.000 | 2.830.000 | 2.830.000 | 2.830.000 | 2.830.000 |
| ΣΗΘΥΑ | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 | 1.200.000 |
| Φωτοβολταϊκά⁶ | 2.800.000 | 2.125.000 | 1.450.000 | 1.210.000 | 970.000 |
| Μονάδες γεωθερμίας | 2.200.000 | 2.200.000 | 2.200.000 | 2.200.000 | 2.200.000 |
| Μονάδες άνθρακα | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 |
| Θερμικά ηλιακά⁷ | 4.800.000 | 4.580.000 | 4.360.000 | 4.150.000 | 3.930.000 |

5.2.4. Πόροι

5.2.4.1. Πρωτογενείς πόροι

Οι πρωτογενείς πόροι του μοντέλου είναι ο λιγνίτης, το αργό πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, ο άνθρακας, η βιομάζα, η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η υδροηλεκτρική ενέργεια και η γεωθερμία.

Η μόνη εγχώρια πηγή ενέργειας στερεών καυσίμων είναι ο λιγνίτης. Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται σε περίπου 5 δις. τόνους. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο. Με τα σημερινά τεχνικο-οικονομικά δεδομένα τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση, ανέρχονται σε περίπου 3,02 δις τόνους (πίν. 27).

Πίνακας 27. Αποθέματα στερεών καυσίμων το έτος βάσης.

| Αποθέματα κατά το έτος βάσης | |
|-------------------------------------|---------------------|
| Λιγνίτης | 3,02 δις τόνοι |
| Αργό πετρέλαιο | 0,01 δις βαρέλια |
| Φυσικό αέριο | 0,07 τρις κυβ.πόδια |

⁶ [24]

⁷ [24]

Η προβολή των τιμών των στερεών καυσίμων στηρίζεται σε στοιχεία του World Energy Outlook 2009 [37]. Η μετατροπή από δολάρια σε ευρώ έγινε με βάση την ισοτιμία EUR/USD= 1,47.

Πίνακας 28. Προβολή τιμών καυσίμων [34, 50].

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Άνθρακας (€/τον.) | 81,89 | 71,86 | 61,83 | 70,73 | 72,74 | 74,29 |
| Φυσικό αέριο (€/GJ) | 6,64 | 6,68 | 6,73 | 7,79 | 8,43 | 9,02 |
| Αργό πετρέλαιο (€/bbl) | 66,00 | 62,43 | 58,86 | 67,91 | 73,00 | 78,09 |
| Λιγνίτης (€/τον.) | 13,4 | 13,4 | 13,4 | 16 | 19,1 | 19,1 |

Τέλος, όσον αφορά τη βιομάζα, αυτή προέρχεται κυρίως από αγροτικά υπολείμματα και η τιμή της θεωρείται ίση με 35 €/τόνο [10].

5.2.4.2. Δευτερογενείς πόροι

Οι δευτερογενείς πόροι του μοντέλου (βιοαιθανόλη, αέριο διυλιστηρίων, βιοντίζελ, προϊόντα εφοδιασμού διυλιστηρίων – refinery feedstocks, κηροζίνη αεριοθούμενων – jet kerosene, πετρελαϊκό κωκ, ασφαλτος, λιπαντικά, ντίζελ, νάφθα, βενζίνη, LPG, μαζούτ, heat, ηλεκτρισμός) αποτελούν τα καύσιμα που προέρχονται από τη μετατροπή ενός πρωτογενούς καυσίμου.

Πίνακας 29. Κόστος δευτερογενών πόρων⁸.

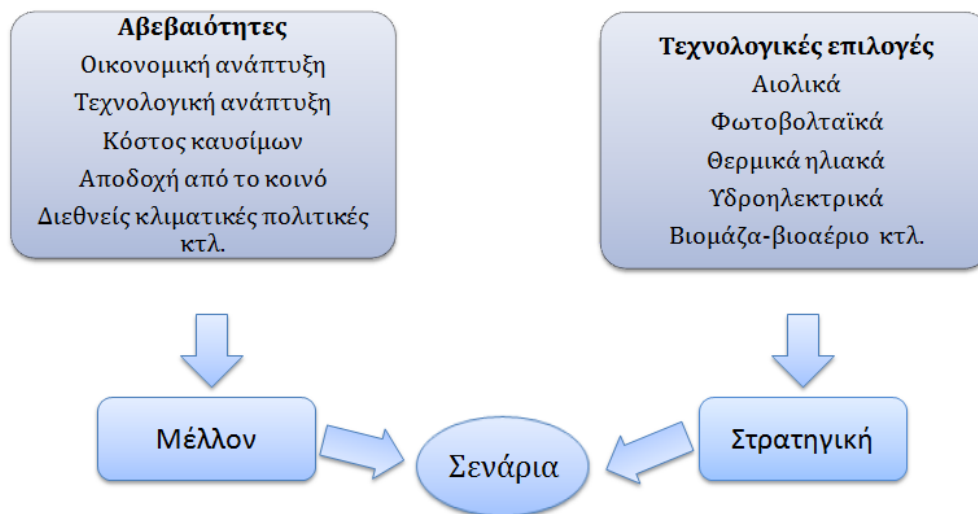
| Δευτερογενείς πόροι | Κόστος |
|---------------------|-------------------------|
| Βιοαιθανόλη | 500 €/τόν. |
| Αέριο διυλιστηρίων | - |
| Βιοντίζελ | 200 €/τόν. |
| Refinery feedstocks | - |
| Jet kerosene | 344,94 €/m ³ |
| Πετρελαϊκό κωκ | - |
| Άσφαλτος | - |
| Λιπαντικά | - |
| Ντίζελ | 428,69 €/m ³ |
| Νάφθα | - |
| Βενζίνη | 389,81 €/m ³ |
| LPG | 441,83 €/m ³ |
| Μαζούτ | 356,86 €/m ³ |
| Ηλεκτρισμός | 0,0957 €/kWh |
| Heat | - |

⁸ [50, 24]

Κεφάλαιο 6. Ανάλυση ενεργειακών σεναρίων

6.1. Φιλοσοφία σεναρίων

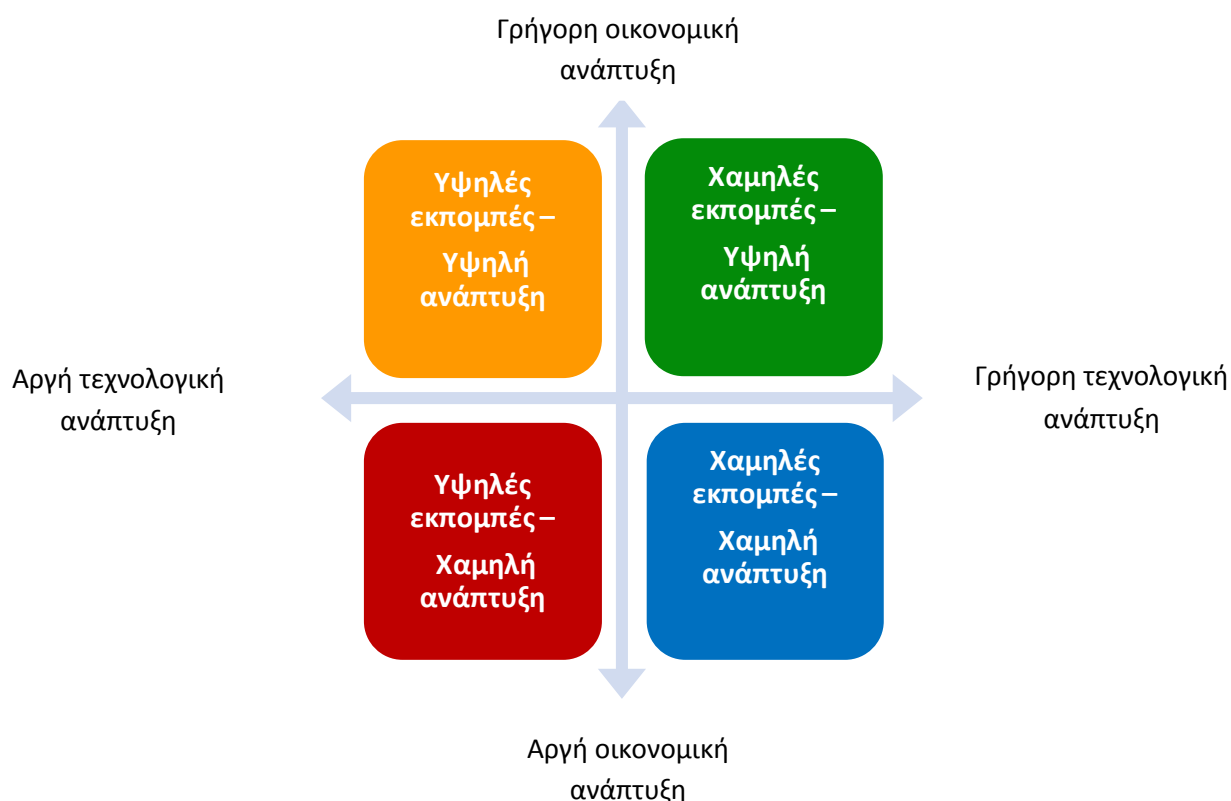
Όπως προαναφέρθηκε, σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η διερεύνηση σεναρίων για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Στο πλαίσιο αυτό έγινε προσπάθεια να αναγνωριστούν οι δύο μεγαλύτεροι παράγοντες αβεβαιότητας. Υποθέτοντας ότι οι δύο παράγοντες «κλειδιά» είναι η τεχνολογική ανάπτυξη και η οικονομική ανάπτυξη (σχ. 34), δημιουργείται ένας διδιάστατος χώρος με τέσσερα τεταρτημόρια, στο καθένα από τα οποία αντιστοιχεί ένα σενάριο. Κάθε σενάριο συντελείται από ένα πιθανό μέλλον και μία στρατηγική [44]. Κάθε μέλλον είναι ουσιαστικά μια αβεβαιότητα που επηρεάζει το ενεργειακό σύστημα και κάθε στρατηγική περιέχει ένα συνδυασμό τεχνολογικών επιλογών (σχ. 33).



Σχήμα 33. Φιλοσοφία σεναρίων.

Οι τεχνολογικές επιλογές βασίζονται στα υπάρχοντα σενάρια της Επιτροπής 20-20-20 του Υπουργείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [24]. Κοινή παράμετρος σε όλα τα σενάρια είναι η ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, που σκοπό έχει τον περιορισμό των επιβλαβών επιπτώσεων στο περιβάλλον και τη συμμόρφωση προς τις απαιτήσεις που απορρέουν από την ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική για τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η περιγραφή και τα αποτελέσματα αυτών των σεναρίων δεν θα πρέπει να θεωρούνται ως η βέλτιστη ανάπτυξη του

μελλοντικού ελληνικού ενεργειακού συστήματος, αλλά ως πιθανά «μέλλοντα», δηλαδή «πιθανές» μελλοντικές εξελίξεις.



Σχήμα 34. Βασικά σενάρια.

6.2. Υποθέσεις ενεργειακών σεναρίων

Σύμφωνα με μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ για την ορθολογική ανάπτυξη του δικτύου των διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό σύστημα [5], μέχρι το 2020 θα έχουν πραγματοποιηθεί τα εξής έργα διασύνδεσης:

- Η διασύνδεση των Κυκλάδων, η οποία ήδη βρίσκεται υπό διακήρυξη από την ΔΕΗ Α.Ε., με εκτιμώμενο χρόνο ένταξης το 2014-2015.
- Η διασύνδεση των νησιών του βορειοανατολικού Αιγαίου (Λήμνου, Λέσβου, Χίου). Για το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο έχει ήδη χορηγηθεί άδεια παραγωγής και συνεπώς ο χρόνος υλοποίησής του εξαρτάται από το ρυθμό επίτευξης των λοιπών αδειών και κατασκευής.
- Η διασύνδεση της Κρήτης η οποία κρίνεται ως εφικτή μέχρι το 2020 με την προϋπόθεση ότι θα επισπευσθούν οι σχετικές διαδικασίες. Η οικονομική και τεχνική αποτελεσματικότητα του εν λόγω έργου διασύνδεσης έχει επιβεβαιωθεί με μελέτη που εκπονήθηκε από το ΔΕΣΜΗΕ, τη ΡΑΕ και τη ΔΕΗ Α.Ε..

Στην παρούσα εργασία λαμβάνεται υπόψη ότι η διασύνδεση των Κυκλάδων με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα πραγματοποιείται το έτος 2015, και γίνεται η υπόθεση ότι η διασύνδεση του Βόρειου Αιγαίου πραγματοποιείται το 2019. Όσον αφορά τη διασύνδεση της Κρήτης, θεωρείται ότι λαμβάνει χώρα το 2020. Η είσοδος των νησιών αυτών στο σύστημα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των εγκατεστημένων MW πετρελαϊκών σταθμών, δεδομένης της εξάρτησης της ηλεκτροπαραγωγής τους από το πετρέλαιο.

Επιπλέον, πρέπει να ληφθούν υπόψη τα εξής:

- Τα σενάρια δεν περιλαμβάνουν τα μέτρα βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης για την εξοικονόμηση ενέργειας του 2^{ου} Σχεδίου Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης [19]. Θεωρείται όμως μείωση της τελικής ενεργειακής έντασης των αυτοκινήτων στις οδικές μεταφορές.
- Σε όλα τα σενάρια λαμβάνεται υπόψη η τρέχουσα οικονομική κρίση (ο ρυθμός ανάπτυξης τα έτη 2010-2012 είναι αρνητικός, με εξαίρεση το αισιόδοξο σενάριο, στο οποίο σημειώνεται ανάπτυξη το 2012).
- Η μελλοντική ενεργειακή κατανάλωση συνδέεται με την ελαστικότητα ενεργειακής κατανάλωσης ως προς το ΑΕΠ. Η ελαστικότητα ενεργειακής κατανάλωσης ως προς το ΑΕΠ παριστά το ποσοστό μεταβολής της ενεργειακής κατανάλωσης ανά μονάδα μεταβολής του ΑΕΠ. Αυτό σημαίνει ότι μία μονάδα οικονομικής ανάπτυξης απαιτεί ένα σταθερό ποσοστό αύξησης της κατανάλωσης ενέργειας.

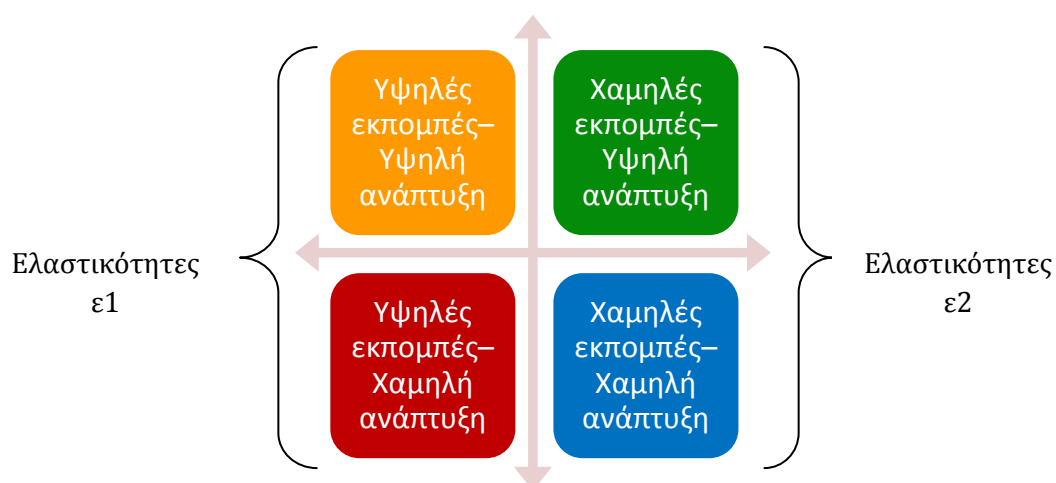
$$\varepsilon = \frac{\partial E}{\partial \text{ΑΕΠ}} \frac{\text{ΑΕΠ}}{E} = \frac{\frac{\Delta E}{E}}{\frac{\Delta \text{ΑΕΠ}}{\text{ΑΕΠ}}}$$

Από έτος σε έτος η ελαστικότητα παρουσιάζει διακυμάνσεις καθώς υπόκειται σε συγκυριακές επιρροές (διακυμάνσεις τιμών, κλιματικές συνθήκες, συνθήκες προμήθειας κτλ.). Επομένως, αναλύσεις με βάση την ελαστικότητα έχουν νόημα σε μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη βάση. Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται οι τιμές ελαστικότητας ενεργειακής κατανάλωσης που αντιστοιχούν σε κάθε σενάριο.

Πίνακας 30. Ελαστικότητες ενεργειακής κατανάλωσης ως προς το ΑΕΠ.

| | <u>Ελαστικότητες ε₁</u> | <u>Ελαστικότητες ε₂</u> |
|-------------------|--|--|
| | -Πορτοκαλί σενάριο -Κόκκινο σενάριο | -Πράσινο σενάριο -Μπλε σενάριο -Σενάριο αναφοράς |
| Βιομηχανία | 0,52 | 0,001 |
| Τριτογενής τομέας | 1 | 0,8 |
| Οικιακός τομέας | 1 | 0,001 |
| Μεταφορές | 1 | 0,8 |
| Υγρά καύσιμα | 1 | 1 |
| Ηλεκτρισμός | 1,03 | 0,65 |

Γίνεται προφανές ότι η χρήση των χαμηλότερων και υψηλότερων ελαστικοτήτων σε συνδιασμό με τους δύο διαφορετικούς ρυθμούς ανάπτυξης ΑΕΠ οδηγούν σε διαφορετική ζήτηση ενέργειας για κάθε σενάριο.



Σχήμα 35. Αντιστοίχιση ελαστικοτήτων στα σενάρια.

Στο Σενάριο αναφοράς λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθες προγραμματισμένες αποσύρσεις και εντάξεις μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς.

Πίνακας 31. Προγραμματισμένες αποσύρσεις μονάδων από το ΕΔΣ [24].

| Έτος απόσυρσης | Αποδιδόμενη ισχύς (MW) | Καύσιμο | Όνομα μονάδας |
|----------------|------------------------|--------------|-----------------|
| 2011 | 64 | Λιγνίτης | Πτολεμαΐδα 1 |
| | 113 | Λιγνίτης | Μεγαλόπολη 1 |
| | 113 | Λιγνίτης | Μεγαλόπολη 2 |
| 2012 | 116 | Λιγνίτης | Πτολεμαΐδα 2 |
| | 30 | Λιγνίτης | Λιπτόλ |
| 2013 | 144 | Μαζούτ | Αλιβέρι 3 |
| | 145 | Μαζούτ | Αλιβέρι 4 |
| 2014 | 145 | Μαζούτ | Λαύριο Ι |
| | 287 | Μαζούτ | Λαύριο 2 |
| | 173,4 | Φυσικό αέριο | Λαύριο 3 |
| | 116 | Λιγνίτης | Πτολεμαΐδα 3 |
| 2015 | 151 | Φυσικό αέριο | Αγ.Γεωρ.8 |
| | 188 | Φυσικό αέριο | Αγ.Γεωρ.9 |
| | 274 | Λιγνίτης | Πτολεμαΐδα 4 |
| 2019 | 275 | Λιγνίτης | Καρδιά 1 |
| | 275 | Λιγνίτης | Καρδιά 2 |
| | 300 | Λιγνίτης | Καρδιά 3 |
| | 300 | Λιγνίτης | Καρδιά 4 |
| | 273 | Λιγνίτης | Αμύνταιο 1 |
| | 273 | Λιγνίτης | Αμύνταιο 2 |
| 2022 | 274 | Λιγνίτης | Αγ. Δημητριος 1 |
| | 274 | Λιγνίτης | Αγ. Δημητριος 2 |
| | 283 | Λιγνίτης | Αγ. Δημητριος 3 |
| | 283 | Λιγνίτης | Αγ. Δημητριος 4 |
| 2024 | 260 | Λιγνίτης | Μεγαλόπολη 4 |
| | 270 | Λιγνίτης | Μεγαλόπολη 3 |

Πίνακας 32. Εντάξεις μονάδων στο ΕΔΣ [24].

| Έτος ένταξης | Αποδιδόμενη ισχύς (MW) | Καύσιμο | Όνομα μονάδας |
|--------------|------------------------|--------------|--------------------------------------|
| 2010 | 425 | Φυσικό αέριο | Terna (Ήρων ΙΙ) |
| 2011 | 421 | Φυσικό αέριο | Elpedison (Θίσβη) |
| | 412 | Φυσικό αέριο | Endesa ΙΙ (Αγ. Νικόλαος) |
| 2012 | 417 | Φυσικό αέριο | Αλιβέρι V |
| | 437 | Φυσικό αέριο | Μότορ Όιλ -Μυτιληναίος (Αγ.Θεόδωροι) |
| | 153 | Υ/Η | Ιλαρίωνας |
| | 29 | Υ/Η | Μετσοβίτικο |
| 2013 | 800 | Φυσικό αέριο | Μεγαλόπολη V |

| Έτος ένταξης | Αποδιδόμενη ισχύς (MW) | Καύσιμο | Όνομα μονάδας |
|--------------|------------------------|---------------|--------------------------------|
| | 160 | Η/Υ | Μεσοχώρα |
| 2017 | 600 | Λιγνίτης | Πτολεμαΐδα V |
| 2018 | 450 | Λιγνίτης | Μελίτη II |
| 2019 | 880 | Η/Υ (αντλητ.) | Καστράκι 2 |
| 2025 | 600 | Λιγνίτης | Νέα λιγνιτική (Αγ.Δημητριος 6) |

6.3. Περιγραφή σεναρίων

Σενάριο αναφοράς

Γενική περιγραφή

Το σενάριο αναφοράς περιλαμβάνει όλες τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Οι προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων είναι βασισμένες σε μελέτη του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής [24]. Το σενάριο αναφοράς χρησιμοποιείται για να προσδιορίσουμε πού θα οδηγηθούν οι εξελίξεις με την λογική «business as usual», αλλά και για να αποτελέσει ένα μέτρο σύγκρισης με τα άλλα σενάρια.

Ζήτηση

Η ενεργειακή κατανάλωση στο σενάριο αναφοράς, μετά το έτος βάσης και μέχρι το 2030 καθορίζεται από την ελαστικότητα ενεργειακής κατανάλωσης (ϵ_2) ως προς το *ΑΕΠ αναφοράς*. Η ενεργειακή κατανάλωση αντιστοιχίζεται σε χαμηλές ελαστικότητες, με αποτέλεσμα η ζήτηση στο σενάριο αναφοράς να είναι σχετικά χαμηλή.

Πίνακας 33. Διείσδυση βιοκαυσίμων και ηλεκτρικών οχημάτων στις οδικές μεταφορές στο Σενάριο Αναφοράς.

| | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---------------------|------|------|------|------|------|
| Βιοκαύσιμα στις μεταφορές (Mtoe) | 0,08 | 0,11 | 0,28 | 0,41 | 0,44 | 0,46 |
| Ηλεκτρικά οχήματα (Mtoe) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Δομή ηλεκτροπαραγωγής**Πίνακας 34. Προβολή εγκατεστημένης ισχύος στο Σενάριο αναφοράς (MW).**

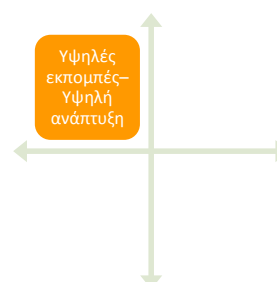
| Σενάριο αναφοράς | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Αιολικά πάρκα | 916,6 | 1.039 | 4.000 | 7.500 | 7.375 | 8.500 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | 3.360 | 4.300 | 4.300 | 4.300 |
| Μικρά Υ/Η | 182,6 | 196,8 | 300 | 350 | 350 | 350 |
| Λιγνιτικοί σταθμοί | 4.808 | 4.808 | 3.982 | 3.336 | 2.292 | 2.292 |
| Μονάδες ανοικτού Κύκλου φ.α. | 486,8 | 486,8 | 147,8 | 0 | 0 | 0 |
| Μονάδες Συνδ. Κύκλου | 1.962 | 2.387 | 4700,7 | 7.610 | 11.874 | 11.895 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 834,1 | 834,1 | 258,67 | 1.302 | 1.302 | 1.302 |
| ΣΗΘΥΑ | 140,7 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 |
| Μονάδες βιομάζας - βιοαερίου | 40,8 | 41,05 | 200 | 350 | 350 | 350 |
| Φωτοβολταϊκά | 46 | 152,9 | 1.500 | 2.200 | 2.200 | 2.200 |
| Γεωθερμικοί σταθμοί | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 200 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 120 | 250 | 250 | 250 |
| Σύνολο | 12.435 | 13.089 | 18.569 | 27.208 | 30.303 | 31.639 |

Πορτοκαλί σενάριο (Υψηλές εκπομπές – υψηλή ανάπτυξη): Παραδοσιακές μορφές ενέργειας & ΑΠΕΓενική περιγραφή

Το πορτοκαλί σενάριο αντιστοιχεί σε υψηλό ρυθμό οικονομικής ανάπτυξης και αργή τεχνολογική ανάπτυξη. Οι τεχνολογικές εξελίξεις είναι περιορισμένες και ως αποτέλεσμα υπάρχει ανάπτυξη των παραδοσιακών τεχνολογιών ΑΠΕ (αιολικά πάρκα, υδροηλεκτρικά), κυρίως σε τοπικό επίπεδο. Εισάγονται στο σύστημα μονάδες άνθρακα για την ικανοποίηση της πολύ υψηλής ζήτησης. Η υψηλή ενεργειακή ζήτηση σε συνδιασμό με την αργή τεχνολογική ανάπτυξη οδηγούν σε υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Το φυσικό αέριο κυριαρχεί στο ενεργειακό μείγμα και ο λιγνίτης παραμένει σημαντικό καύσιμο στην ηλεκτροπαραγωγή.

Ζήτηση

Η κατανάλωση ενέργειας στο πορτοκαλί σενάριο είναι υψηλή λόγω του υψηλού ρυθμού ανάπτυξης και της υψηλής ελαστικότητας ενεργειακής κατανάλωσης (η ελαστικότητα ενεργειακής κατανάλωσης με την οποία συνδέεται αντιστοιχεί στο αισιόδοξο σενάριο για το ΑΕΠ). Η ζήτηση για ηλεκτρισμό αυξάνεται ενώ κάνουν την είσοδό τους στην αγορά και τα ηλεκτρικά οχήματα.



Πίνακας 35. Διείσδυση βιοκαυσίμων και ηλεκτρικών οχημάτων στις οδικές μεταφορές στο Πορτοκαλί σενάριο.

| | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Βιοκαύσιμα στις μεταφορές (Mtoe) | 0,08 | 0,11 | 0,39 | 0,62 | 0,92 | 0,93 |
| Ηλεκτρικά οχήματα (Mtoe) | 0,0 | 0 | 0 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |

Δομή ηλεκτροπαραγωγής

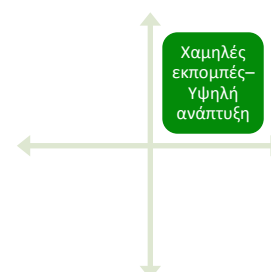
Πίνακας 36. Προβολή εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής στο Πορτοκαλί σενάριο (MW).

| Πορτοκαλί σενάριο | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Αιολικά πάρκα | 916,6 | 1.039 | 4.300 | 7.500 | 8.750 | 10.000 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.640 | 3.640 | 3.640 |
| Μικρά Υ/Η | 182,6 | 196,8 | 300 | 350 | 400 | 450 |
| Λιγνιτικοί σταθμοί | 4.808 | 4.808 | 4.700 | 4.000 | 3.900 | 3.900 |
| Μονάδες ανοικτού Κύκλου φ.α. | 486,8 | 486,8 | 147,8 | 0 | 0 | 0 |
| Μονάδες Συνδ. Κύκλου | 1.962 | 2.387 | 6.085 | 7.610 | 11.874 | 11.895 |
| Μονάδες λιθάνθρακα | 0 | 0 | 1.800 | 2.400 | 2.400 | 2.400 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 834,1 | 834,1 | 258,67 | 1.302 | 1.302 | 1.302 |
| ΣΗΘΥΑ | 140,7 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 |
| Μονάδες βιομάζας - βιοαερίου | 40,8 | 41,05 | 120 | 250 | 370 | 500 |
| Φωτοβολταϊκά | 46 | 152,9 | 1.270 | 2200 | 3.167 | 3.833 |
| Γεωθερμικοί σταθμοί | 0 | 0 | 20 | 120 | 340 | 400 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 15 | 125 | 190 | 255 |
| Σύνολο | 12.435 | 13.089 | 22.034 | 29.497 | 36.333 | 38.575 |

Πράσινο σενάριο (Χαμηλές εκπομπές - υψηλή ανάπτυξη): Εξελιγμένες τεχνολογίες ΑΠΕ

Γενική περιγραφή

Το πράσινο σενάριο αντιστοιχεί σε υψηλό ρυθμό ανάπτυξης και γρήγορη τεχνολογική ανάπτυξη. Προωθούνται εξελιγμένες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως τα θερμικά ηλιακά και τα φωτοβολταϊκά. Η υψηλή ενεργειακή ζήτηση καλύπτεται σε μεγάλο μέρος από τις μονάδες συνδιασμένου κύκλου (φυσικού αερίου), αλλά και μέσω της πλήρους εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας και



των υδροηλεκτρικών [39]. Η υψηλή συμμετοχή των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό μείγμα οδηγεί σε σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου..

Ζήτηση

Η ενεργειακή κατανάλωση είναι υψηλή λόγω της οικονομικής ανάπτυξης, αλλά χαμηλότερη από τη μελλοντική κατανάλωση του προαναφερθέντος σεναρίου λόγω της χαμηλής ελαστικότητας ενεργειακής κατανάλωσης. Η κατανάλωση βιοκαυσίμων στις μεταφορές φτάνει τα 1,35 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2030, ενώ ένα μικρό μερίδιο αγοράς ανήκει στα ηλεκτρικά οχήματα.

Πίνακας 37. Διείσδυση βιοκαυσίμων και ηλεκτρικών οχημάτων στις οδικές μεταφορές στο Πράσινο σενάριο.

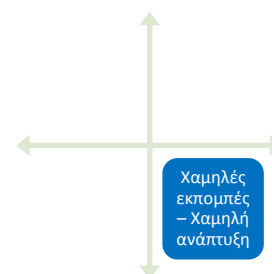
| | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Βιοκαύσιμα στις μεταφορές (Mtoe) | 0,08 | 0,11 | 0,39 | 0,69 | 1,17 | 1,35 |
| Ηλεκτρικά οχήματα (Mtoe) | 0 | 0 | 0 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |

Δομή ηλεκτροπαραγωγής

Πίνακας 38. Προβολή εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής στο Πράσινο σενάριο (MW).

| Πράσινο σενάριο | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|---------------|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Αιολικά πάρκα | 916,6 | 1.039 | 4.738 | 8.250 | 9.290 | 10.331 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.640 | 3.640 | 3.640 |
| Μικρά Υ/Η | 182,6 | 196,8 | 1.280 | 2.308 | 3.336 | 4.363 |
| Λιγνιτικοί σταθμοί | 4.808 | 4.808 | 4.000 | 3.000 | 2.300 | 2.300 |
| Μονάδες ανοικτού Κύκλου φ.α. | 486,8 | 486,8 | 147,8 | 0 | 0 | 0 |
| Μονάδες Συνδ. Κύκλου | 1.962 | 2.387 | 5.810 | 7.040 | 8.412 | 9.259 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 834,1 | 834,1 | 258,67 | 1.302 | 1.302 | 1.302 |
| ΣΗΘΥΑ | 140,7 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 |
| Μονάδες βιομάζας - βιοαερίου | 40,8 | 41,05 | 120 | 250 | 370 | 500 |
| Φωτοβολταϊκά | 46 | 152,9 | 1.509 | 2.900 | 4.000 | 5.000 |
| Γεωθερμικοί σταθμοί | 0 | 0 | 20 | 120 | 340 | 400 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 30 | 250 | 380 | 510 |
| Σύνολο | 12.435 | 13.089 | 20.931,47 | 29.060 | 33.370 | 37.605 |

Μπλε σενάριο (Χαμηλές εκπομπές – χαμηλή ανάπτυξη): Εξελιγμένες ΑΠΕ και παραδοσιακές μορφές ενέργειας



Γενική περιγραφή

Το μπλε σενάριο αντιστοιχεί σε χαμηλό ρυθμό ανάπτυξης και γρήγορη τεχνολογική ανάπτυξη. Οι εξελίξεις στην τεχνολογία δε μπορούν να αξιοποιηθούν επαρκώς λόγω της περιορισμένης κεφαλαιακής διαθεσιμότητας. Παρόλα αυτά ο λιγνίτης υποχωρεί από το ηλεκτρικό μείγμα και σημειώνεται μεγάλη ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και των μικρών υδροηλεκτρικών.

Ζήτηση

Το μπλε σενάριο έχει τη χαμηλότερη ενεργειακή κατανάλωση από τα υπόλοιπα σενάρια λόγω της χαμηλής οικονομικής ανάπτυξης σε συνδιασμό με τη χαμηλή ενεργειακή ελαστικότητα. Σε αντίθεση με τα δύο προηγούμενα σενάρια δεν προωθούνται τα ηλεκτρικά οχήματα στην αγορά και η συμμετοχή των βιοκαυσίμων στα υγρά καύσιμα είναι περιορισμένη.

Πίνακας 39. Διείσδυση βιοκαυσίμων και ηλεκτρικών οχημάτων στις οδικές μεταφορές στο Μπλε σενάριο.

| | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Βιοκαύσιμα στις μεταφορές (Mtoe) | 0,08 | 0,11 | 0,28 | 0,41 | 0,44 | 0,46 |
| Ηλεκτρικά οχήματα (Mtoe) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Δομή ηλεκτροπαραγωγής

Πίνακας 40. Προβολή εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής στο Μπλε σενάριο (MW).

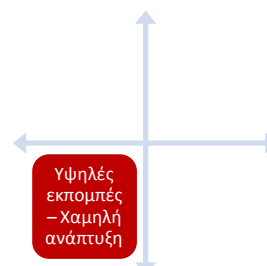
| Μπλε σενάριο | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Αιολικά πάρκα | 916,6 | 1.039 | 3.871 | 6.250 | 7.375 | 8.500 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.360 | 3.360 | 3.360 |
| Μικρά Υ/Η | 182,6 | 196,8 | 446 | 1.091 | 1.637 | 2.182 |
| Λιγνιτικοί σταθμοί | 4.808 | 4.808 | 4.000 | 3.300 | 2.300 | 2.300 |
| Μονάδες ανοικτού Κύκλου φ.α. | 486,8 | 486,8 | 147,8 | 0 | 0 | 0 |
| Μονάδες Συνδ. Κύκλου | 1.962 | 2.387 | 5.909 | 7.312 | 8.412 | 9.259 |
| Πετρελαϊκές μονάδες | 834,1 | 834,1 | 258,67 | 1.302 | 1.302 | 1.302 |
| ΣΗΘΥΑ | 140,7 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 |

| Μπλε σενάριο | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Μονάδες βιομάζας - βιοαερίου | 40,8 | 41,05 | 50 | 50 | 125 | 175 |
| Φωτοβολταϊκά | 46 | 152,9 | 411 | 700 | 967 | 1.233 |
| Γεωθερμικοί σταθμοί | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | 200 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Σύνολο | 12.435 | 13.089 | 18.111 | 23.373 | 25.486 | 28.511 |

Κόκκινο σενάριο (Υψηλές εκπομπές - χαμηλή ανάπτυξη): Παραδοσιακές μορφές ενέργειας

Γενική περιγραφή

Το κόκκινο σενάριο αντιστοιχεί σε χαμηλή οικονομική ανάπτυξη και αργή τεχνολογική ανάπτυξη. Ως αποτέλεσμα, οι τεχνολογικές εξελίξεις είναι περιορισμένες. Το φυσικό αέριο κυριαρχεί στο ηλεκτρικό μείγμα, ενώ πολύ σημαντικός παραμένει και ο ρόλος του λιγνίτη. Στο ηλεκτρικό σύστημα εμφανίζονται και οι μονάδες άνθρακα, των οποίων η τεχνολογία είναι γνωστή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στο κόκκινο σενάριο να είναι υψηλές. Η ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι περιορισμένη σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια, καθώς το επενδυτικό ρίσκο στον τομέα των ΑΠΕ είναι μεγαλύτερο. Η εθνική ενεργειακή πολιτική ακολουθεί διαφορετική πορεία από την ευρωπαϊκή.



Ζήτηση

Το σενάριο αυτό έχει χαμηλή ενεργειακή κατανάλωση λόγω της περιορισμένης οικονομικής ανάπτυξης. Η μελλοντική ζήτηση συνδέεται με υψηλή ενεργειακή ελαστικότητα λόγω της αργής τεχνολογικής εξέλιξης. Ομοίως με το προηγούμενο σενάριο, δεν προωθούνται τα ηλεκτρικά οχήματα στην αγορά και η συμμετοχή των βιοκαυσίμων στα υγρά καύσιμα παραμένει χαμηλή.

Πίνακας 41. Διείσδυση βιοκαυσίμων και ηλεκτρικών οχημάτων στις οδικές μεταφορές στο Κόκκινο σενάριο.

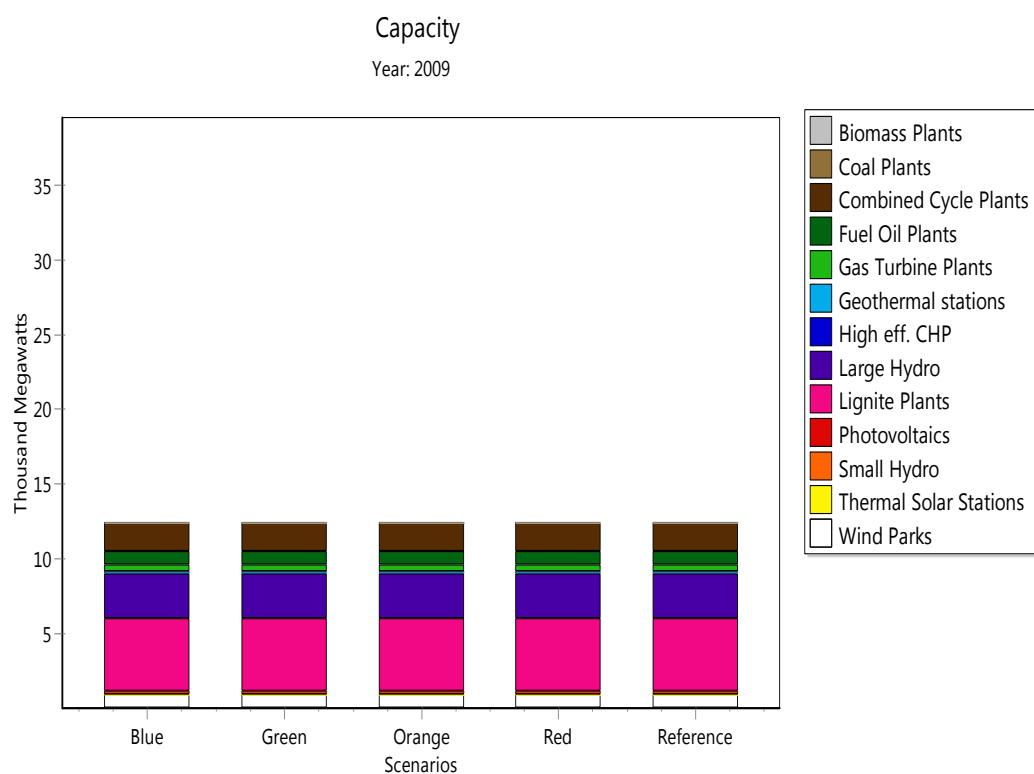
| | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Βιοκαύσιμα στις μεταφορές (Mtoe) | 0,08 | 0,11 | 0,28 | 0,41 | 0,44 | 0,46 |
| Ηλεκτρικά οχήματα (Mtoe) | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Δομή ηλεκτροπαραγωγής

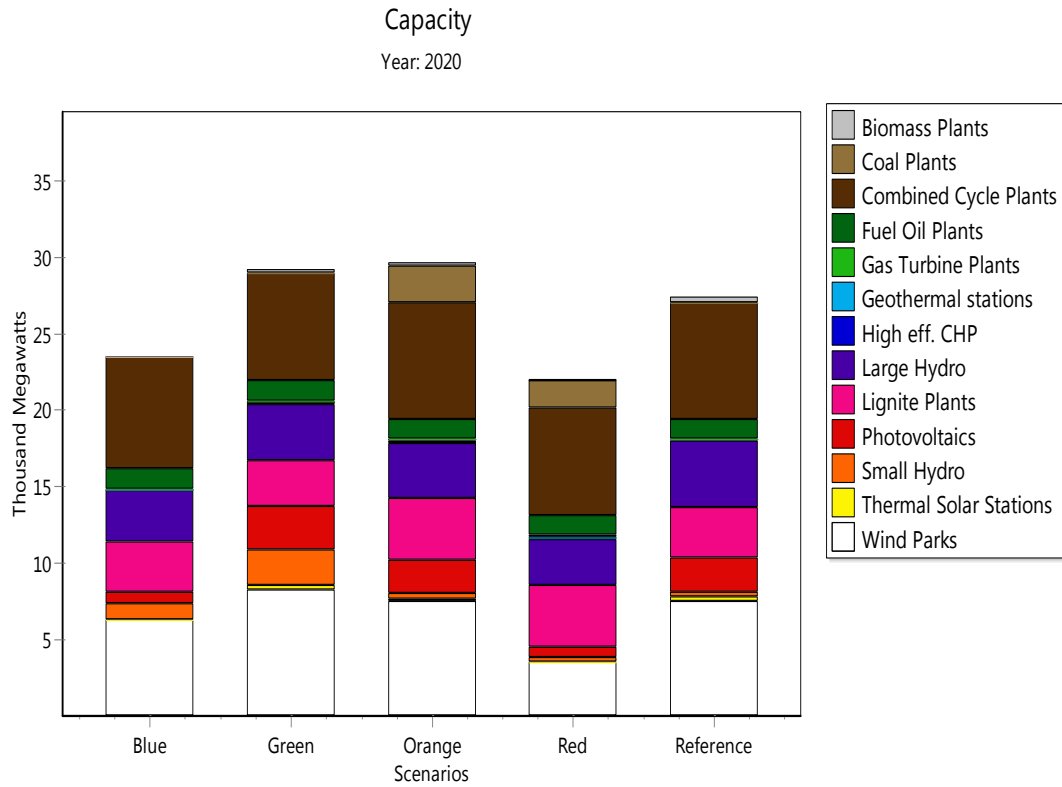
Πίνακας 42. Προβολή εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής στο Κόκκινο σενάριο (MW).

| Κόκκινο σενάριο | Έτος βάσης: 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Αιολικά πάρκα | 916,6 | 1.039 | 2.200 | 3.500 | 4.720 | 5.939 |
| Μεγάλα Υ/Η | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.018 | 3.018 |
| Μικρά Υ/Η | 182,6 | 196,8 | 200 | 300 | 300 | 300 |
| Λιγνιτικοί σταθμοί | 4.808 | 4.808 | 4.700 | 4.000 | 3.900 | 3.900 |
| Μονάδες ανοικτού Κύκλου φ.α. | 486,8 | 486,8 | 486,80 | 147,80 | 0 | 0 |
| Μονάδες Συνδ. Κύκλου | 1.962 | 2.387 | 5.810 | 7.040 | 9.239 | 10.640 |
| Μονάδες λιθάνθρακα | 0 | 0 | 600 | 1.800 | 1.800 | 1.800 |
| Πετρελαικές μονάδες | 834,1 | 834,1 | 258,67 | 1.302 | 1.302 | 1.302 |
| ΣΗΘΥΑ | 140,7 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 |
| Μονάδες βιομάζας - βιοαερίου | 40,8 | 41,05 | 50 | 50 | 125 | 175 |
| Φωτοβολταϊκά | 46 | 152,9 | 411 | 700 | 967 | 1.233 |
| Γεωθερμικοί σταθμοί | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | 200 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Σύνολο | 12.435 | 13.089 | 17.735 | 21.866 | 25.379 | 28.507 |

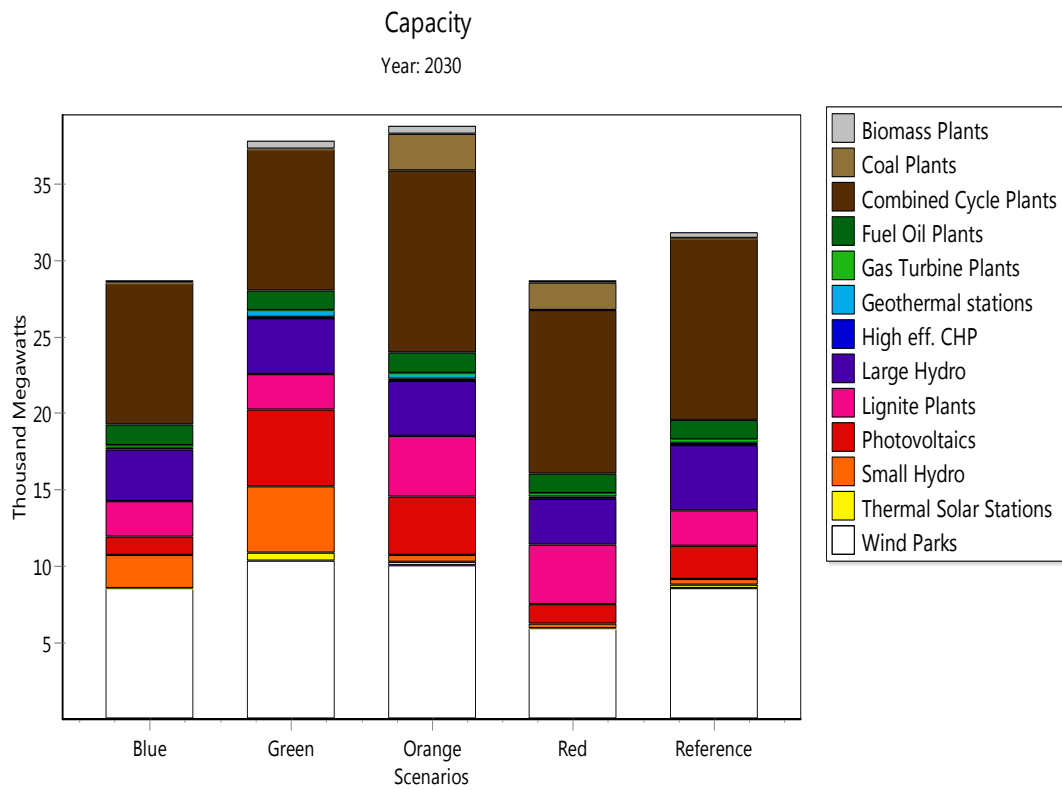
Στα επόμενα διάγραμμα απεικονίζεται η εγκατεστημένη ισχύς το έτος βάσης και τα έτη 2020, 2030 για τα πέντε σενάρια, συμπεριλαμβανομένου του σεναρίου αναφοράς (reference).



Σχήμα 36. Ισχύς ηλεκτροπαραγωγή για το έτος βάσης.



Σχήμα 37. Ισχύς ηλεκτροπαραγωγής το 2020.

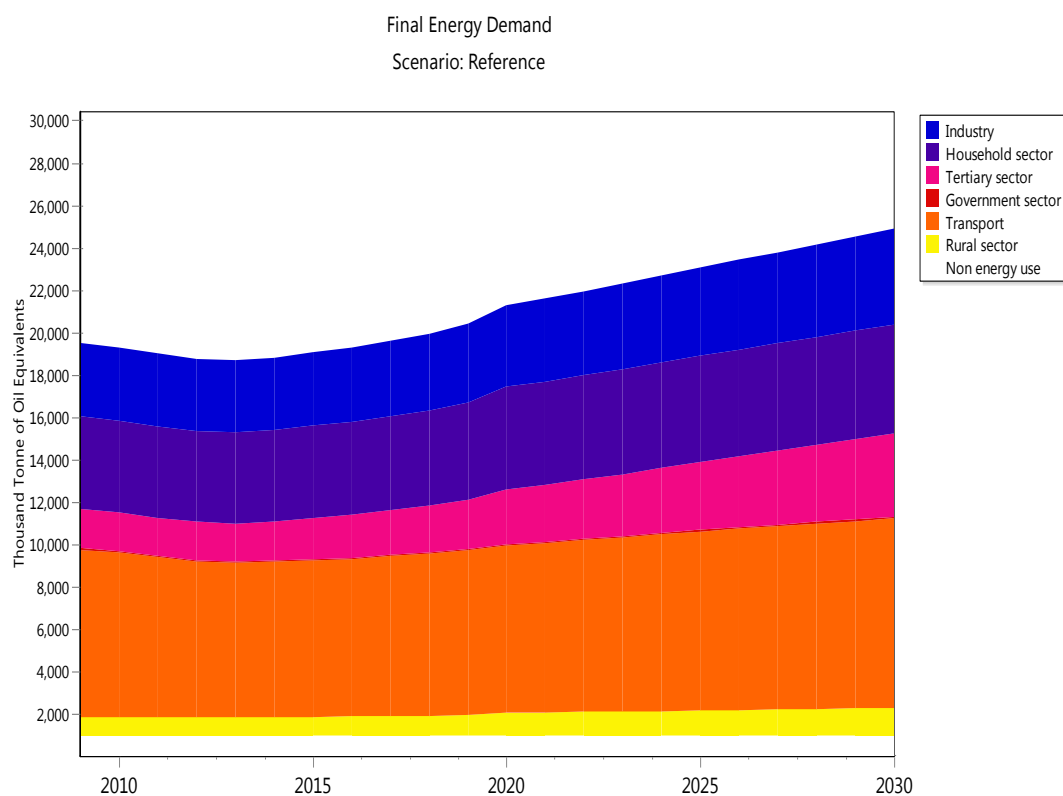


Σχήμα 38. Ισχύς ηλεκτροπαραγωγής το 2030.

Κεφάλαιο 7. Αποτελέσματα

7.1. Σενάριο αναφοράς

Στη διάρθρωση της τελικής ενεργειακής ζήτησης ανά τομέα της οικονομίας, στο Σενάριο αναφοράς, παρατηρείται η μεγάλη συμμετοχή του τομέα των μεταφορών, η οποία διατηρείται σε όλο το χρονικό ορίζοντα της προβολής. Ακολουθεί ο οικιακός τομέας, η βιομηχανία και ο τριτογενής τομέας. Η συνολική τελική ενεργειακή ζήτηση παρουσιάζει σχετικά μικρό ρυθμό αύξησης όπως παρατηρείται (σχ. 39), καθώς συνδέεται με το μετριοπαθές σενάριο αναφοράς για το ΑΕΠ. Συγκεκριμένα, μειώνεται από το 2009 για να αρχίσει να αυξάνεται πάλι από το 2014.



Σχήμα 39. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά κλάδο, Σενάριο αναφοράς.

Πίνακας 43. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Σενάριο αναφοράς (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Βιομηχανία | 3.492 | 3.476 | 3.428 | 3.839 | 4.171 | 4.510 |
| Οικιακός τομέας | 4.333 | 4.336 | 4.375 | 4.861 | 5.011 | 5.141 |
| Τριτογενής τομέας | 1.876 | 1.798 | 1.972 | 2.570 | 3.196 | 3.936 |

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Κυβερνητικός τομέας | 67 | 66 | 62 | 66 | 71 | 76 |
| Μεταφορές | 7.918 | 7.764 | 7.369 | 7.910 | 8.453 | 8.955 |
| Αγροτικός τομέας | 865 | 891 | 902 | 1.083 | 1.176 | 1.283 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 961 | 959 | 949 | 958 | 971 | 984 |
| Σύνολο | 19.511 | 19.289 | 19.058 | 21.287 | 23.049 | 24.884 |

Όσον αφορά την πρωτογενή ζήτηση ενέργειας, που περιλαμβάνει και την ισοδύναμη ποσότητα πρωτογενούς ενέργειας που χρειάστηκε για να παραχθεί, αυτή αρχίζει να αυξάνεται από το 2014 και μετά, στο Σενάριο αναφοράς. Παρατηρείται ότι η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση του τριτογενή τομέα αυξάνεται με γρηγορότερο ρυθμό από την αντίστοιχη των άλλων τομέων. Ο κλάδος των μεταφορών κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο (27,25%), ακολουθούμενος από τον οικιακό τομέα (24,6%), τη βιομηχανία (21,6%) και τον τριτογενή τομέα (17,7%). Το 2020 ο κλάδος των μεταφορών εξακολουθεί να έχει το μεγαλύτερο ποσοστό συμμετοχής (24,7%) στην πρωτογενή ζήτηση ενέργειας, αλλά το 2030 το μεγαλύτερο μερίδιο το κατέχει ο τριτογενής (26,5%).

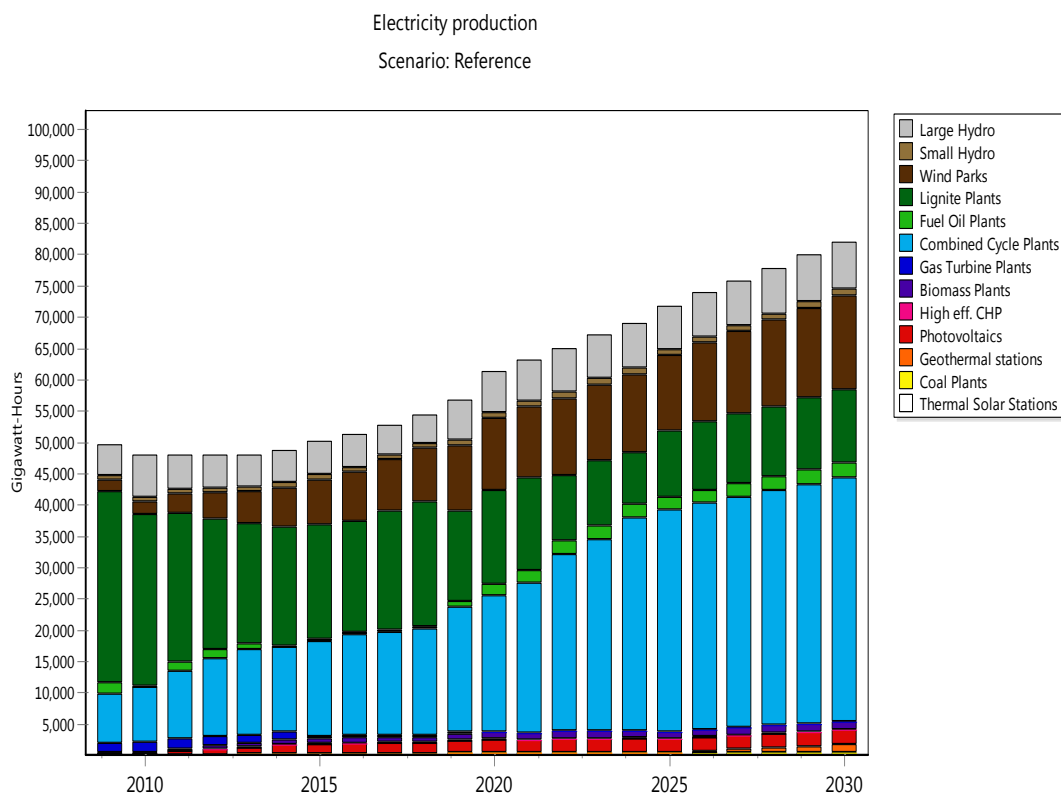
Πίνακας 44. Πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Σενάριο αναφοράς (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 6.857 | 6.745 | 6.630 | 7.309 | 7.849 | 8.482 |
| Οικιακός τομέας | 7.834 | 7.775 | 7.693 | 8.373 | 8.550 | 8.826 |
| Τριτογενής τομέας | 5.636 | 5.323 | 6.029 | 7.635 | 9.219 | 10.959 |
| Κυβερνητικός τομέας | 234 | 227 | 224 | 239 | 270 | 283 |
| Μεταφορές | 8.662 | 8.500 | 8.065 | 8.636 | 9.221 | 9.757 |
| Αγροτικός τομέας | 1.448 | 1.481 | 1.465 | 1.706 | 1.817 | 1.986 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 1.117 | 1.115 | 1.105 | 1.114 | 1.128 | 1.142 |
| Σύνολο | 31.788 | 31.164 | 31.212 | 35.013 | 38.054 | 41.434 |

Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, το Σενάριο Αναφοράς περιλαμβάνει τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων από το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Το σχήμα 40 παρουσιάζει την ηλεκτροπαραγωγή ανά τύπο μονάδας που αντιστοιχεί στο σενάριο για την περίοδο 2009-2030, σύμφωνα με τα αποτελέσματα του LEAP. Η ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται από 49.505 GWh το 2009 σε 61.268 GWh το 2020 (αύξηση κατά 23,8%) και 81.972 GWh το 2030 (αύξηση κατά 65,6%). Η μείωση που παρατηρείται στην ηλεκτροπαραγωγή των πετρελαϊκών μονάδων μετά το 2009 οφείλεται στη σταδιακή απόσυρσή τους από το σύστημα. Αντίθετα, από το 2019 και μετά, η αύξηση της συμμετοχής των πετρελαϊκών μονάδων οφείλεται στην είσοδο των νησιών του βόρειου Αιγαίου και της Κρήτης στο σύστημα, στην ηλεκτροπαραγωγή των οποίων οι

πετρελαϊκές μονάδες παίζουν πρωταρχικό ρόλο, τουλάχιστον πριν τη διασύνδεση.

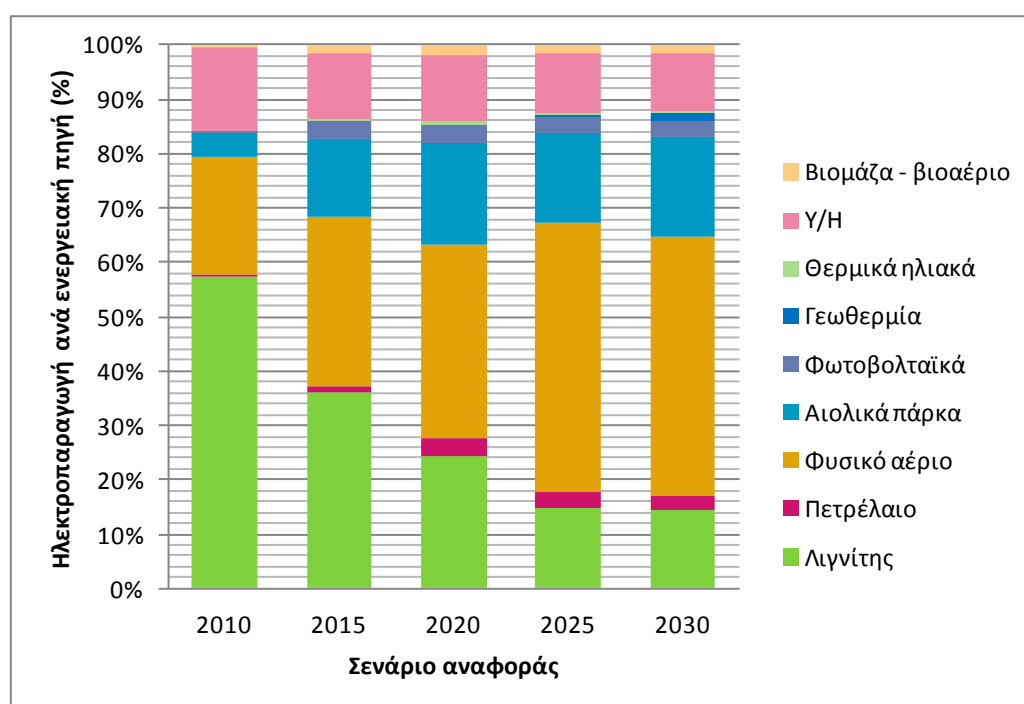


Σχήμα 40. Ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με το Σενάριο Αναφοράς.

Το σχήμα 41 δείχνει τη συμμετοχή κάθε ενεργειακής πηγής στην ηλεκτροπαραγωγή για το σενάριο αναφοράς, για τα χρόνια 2009, 2010, 2015, 2020, 2025 και 2030. Παρατηρούμε ότι η παραγωγή από τους πετρελαϊκούς σταθμούς μειώνεται σταδιακά μετά το 2009 (1.697 GWh) και εμφανίζει αύξηση το 2020 (1.999 GWh), κυρίως λόγω της εισόδου της Κρήτης στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή επίσης, αυξάνεται ραγδαία από 19% το 2009 (9.520 GWh) σε 47,7% το 2030 (39.082 GWh), ενώ η συμμετοχή του λιγνίτη μειώνεται σημαντικά από 61,7% το 2009 (30.541 GWh) σε 14,29% το 2030 (11.710 GWh), λόγω των προγραμματισμένων αποσύρσεων λιγνιτικών μονάδων (πίν. 45). Τα αποτελέσματα δείχνουν πως το μερίδιο των ΑΠΕ αυξάνεται στο Σενάριο Αναφοράς από 15,6% σε 29,15% το 2030. Συγκεκριμένα, η συμμετοχή των αιολικών στην ηλεκτροπαραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος αυξάνει από 4% το 2009 (1.908 GWh) σε 18,3% το 2030 (14.974 GWh).

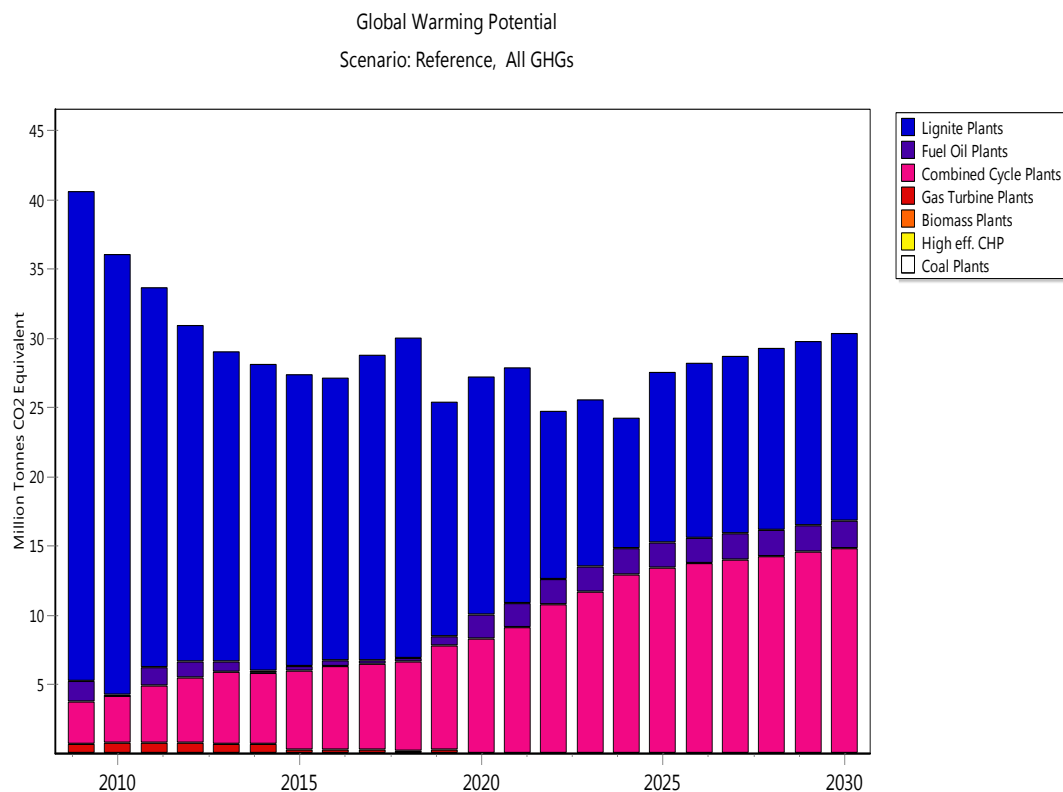
Πίνακας 45. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Σενάριο αναφοράς (GWh).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Λιγνίτης | 30.541 | 27.439 | 18.143 | 14.854 | 10.626 | 11.710 |
| Πετρέλαιο | 1.697 | 113 | 406 | 1.999 | 2.082 | 2.294 |
| Φυσικό αέριο | 9.520 | 10.480 | 15.666 | 21.824 | 35.403 | 39.082 |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 2.062 | 7.201 | 11.515 | 11.990 | 14.974 |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 132 | 1.524 | 2.027 | 2.110 | 2.325 |
| Γεωθερμία | 0 | 0 | 31 | 55 | 58 | 1.268 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 178 | 307 | 320 | 352 |
| Υ/Η | 5.612 | 7.455 | 6.151 | 7.569 | 7.881 | 8.685 |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 182 | 194 | 735 | 1.118 | 1.164 | 1.282 |
| Σύνολο | 49.505 | 47.875 | 50.035 | 61.268 | 71.634 | 81.972 |



Σχήμα 41. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Σενάριο αναφοράς (%).

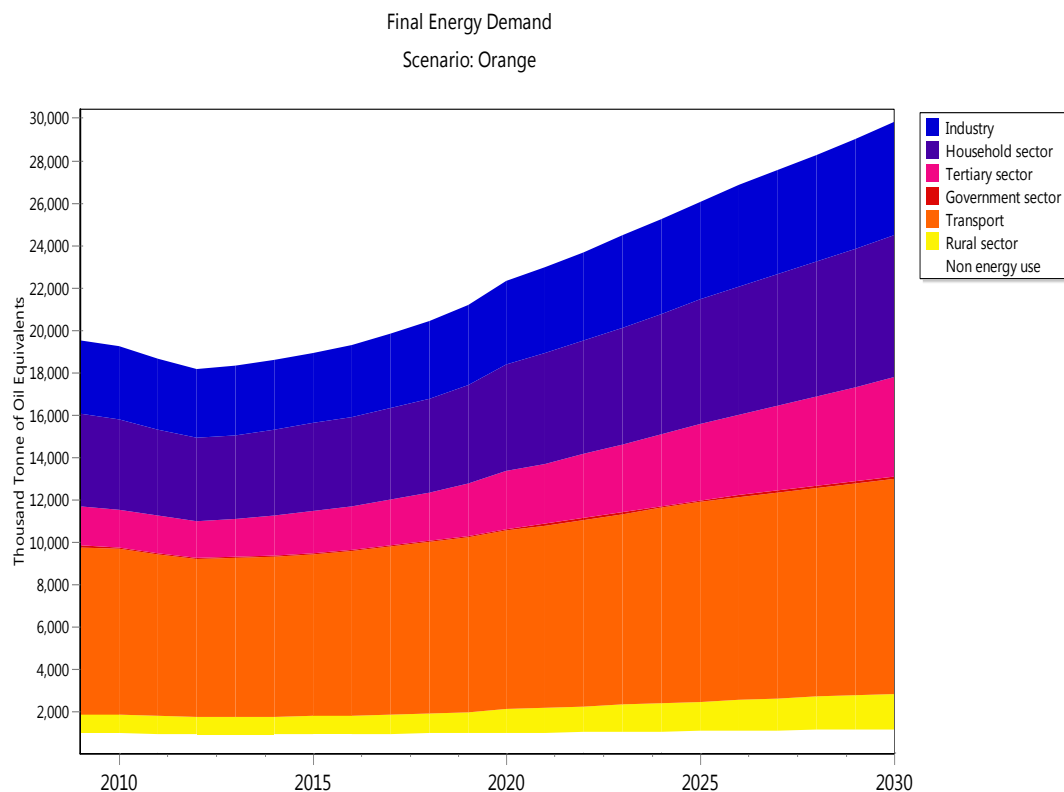
Το 2009 οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που αντιστοιχούν στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής είναι 40,58 ισοδύναμοι τόνοι CO₂. Στο σενάριο αναφοράς παρατηρούνται κάποιες αυξομειώσεις στις εκπομπές (σχ. 42) λόγω των προγραμματισμένων εντάξεων και αποσύρσεων που λαμβάνονται υπόψη. Ο λιγνίτης είναι υπεύθυνος για το μεγαλύτερο μέρος αυτών των εκπομπών μέχρι και το 2023. Από το 2024 και μετά, οι μονάδες φυσικού αερίου συνδιασμένου κύκλου είναι υπεύθυνες για το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών (12,89 ton. CO₂ equ. έναντι 9,45 ton. CO₂ equ. των λιγνιτικών). Το 2020 οι εκπομπές είναι ύψους 27,19 ισοδύναμων τόνων CO₂ (μείωση 33% από το 2009).



Σχήμα 42. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, σενάριο αναφοράς.

7.2. Πορτοκαλί σενάριο

Το Πορτοκαλί σενάριο έχει το συνδιασμό υψηλού ρυθμού ανάπτυξης και χαμηλής τεχνολογικής ανάπτυξης. Έχει την υψηλότερη τελική ενεργειακή ζήτηση από όλα τα σενάρια, καθώς υπερδιπλασιάζεται από το 2009 έως το 2030 (με ποσοστό 53%). Η συνολική τελική ζήτηση ενέργειας μειώνεται κατά 3,06% το 2010 και κατά 2,68% το 2011, λόγω της ύφεσης, και κατά τα επόμενα χρόνια αυξάνεται ετησίως κατά μέσο όρο με ποσοστό 2,8%. Η μεγάλη συμμετοχή του κλάδου των μεταφορών διατηρείται όλα τα χρόνια μέχρι το 2030.



Σχήμα 43. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά κλάδο, Πορτοκαλί σενάριο.

Πίνακας 46. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Πορτοκαλί Σενάριο (ktOE).

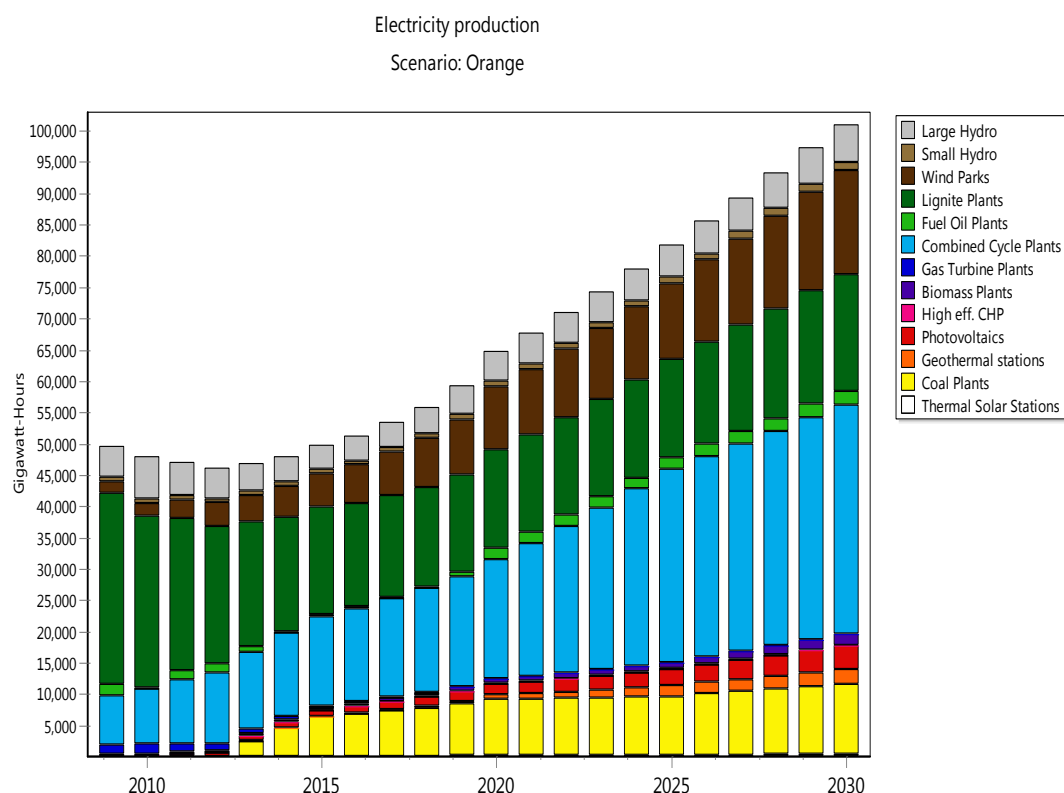
| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 3.492 | 3.442 | 3.331 | 3.953 | 4.621 | 5.340 |
| Οικιακός τομέας | 4.333 | 4.265 | 4.142 | 5.056 | 5.870 | 6.696 |
| Τριτογενής τομέας | 1.876 | 1.785 | 1.968 | 2.708 | 3.595 | 4.702 |
| Κυβερνητικός τομέας | 67 | 65 | 62 | 69 | 80 | 91 |
| Μεταφορές | 7.918 | 7.839 | 7.644 | 8.433 | 9.433 | 10.147 |
| Αγροτικός τομέας | 865 | 876 | 850 | 1.125 | 1.383 | 1.686 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 961 | 949 | 919 | 979 | 1.063 | 1.145 |
| Σύνολο | 19.511 | 19.221 | 18.916 | 22.324 | 26.045 | 29.808 |

Η πρωτογενή ενεργειακή ζήτηση (πίν. 47) αυξάνεται από 31.725 ktOE το 2009 σε 36.231 ktOE το 2020 και 49.853 ktOE το 2030. Η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση του τριτογενή τομέα υπερδιπλασιάζεται το 2030, από 5.636 ktOE το 2009 σε 13.150 ktOE το 2030. Το μερίδιο των μεταφορών μειώνεται σταδιακά από 27,25% το 2009 σε 22,1% το 2030. Αντίστοιχα το μερίδιο του τριτογενή αυξάνεται από 17,73% το 2009 σε 26,4% το 2030. Τα μερίδια των άλλων τομέων δεν παρουσιάζουν σημαντική μεταβολή.

Πίνακας 47. Πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Πορτοκαλί Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 6.857 | 6.688 | 6.383 | 7.472 | 8.736 | 10.158 |
| Οικιακός τομέας | 7.834 | 7.679 | 7.307 | 8.651 | 9.926 | 11.302 |
| Τριτογενής τομέας | 5.636 | 5.284 | 5.812 | 7.773 | 10.228 | 13.150 |
| Κυβερνητικός τομέας | 234 | 225 | 214 | 239 | 288 | 329 |
| Μεταφορές | 8.662 | 8.576 | 8.349 | 9.190 | 10.246 | 11.013 |
| Αγροτικός τομέας | 1.448 | 1.461 | 1.388 | 1.769 | 2.133 | 2.589 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 1.117 | 1.105 | 1.073 | 1.137 | 1.227 | 1.312 |
| Σύνολο | 31.788 | 31.017 | 30.526 | 36.231 | 42.784 | 49.853 |

Τα σχήματα 44 και 45 παρουσιάζουν την εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής και τη συμμετοχή κάθε ενεργειακής πηγής στην ηλεκτροπαραγωγή αντίστοιχα, για το πορτοκαλί σενάριο. Η συνολική παραγωγή αυξάνεται από 49.505 GWh το 2009 σε 64.813 GWh (αύξηση 30,9%) το 2020 και 100.922 GWh το 2030 (αύξηση 103,9%).

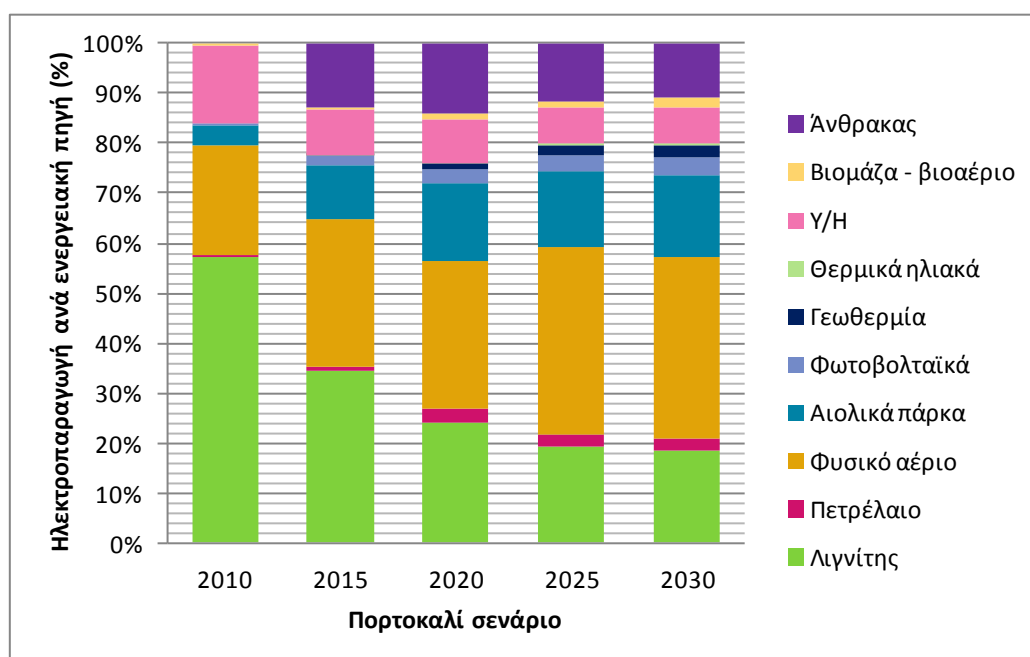
**Σχήμα 44. Ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με το Πορτοκαλί Σενάριο.**

Όπως και στο σενάριο αναφοράς, παρατηρούμε ότι η παραγωγή που προέρχεται από πετρελαϊκούς σταθμούς μειώνεται σταδιακά μετά το 2009 και

εμφανίζει αύξηση το 2020, λόγω της εισόδου της Κρήτης στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Το ίδιο ισχύει για όλα τα σενάρια. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται από 19% το 2009 (9.520 GWh) σε 36,4% το 2030 (36.734 GWh) και η συμμετοχή του λιγνίτη μειώνεται από 61,7% το 2009 (30.541 GWh) σε 15,6% το 2030 (18.727 GWh). Στο Πορτοκαλί σενάριο συμμετέχει και ο άνθρακας στο ηλεκτρικό μείγμα με 14% το 2020 (9.078 GWh) και 11% το 2030 (11.127 GWh). Τα αποτελέσματα δείχνουν πως το μερίδιο των ΑΠΕ αυξάνεται στο Πορτοκαλί σενάριο από 15,6% σε 31,9% το 2030. Όσον αφορά τα αιολικά, η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος αυξάνει από 4% το 2009 σε 16,4% το 2030. Ο άνθρακας συμμετέχει επικουρικά, με ποσοστό 11% το 2030.

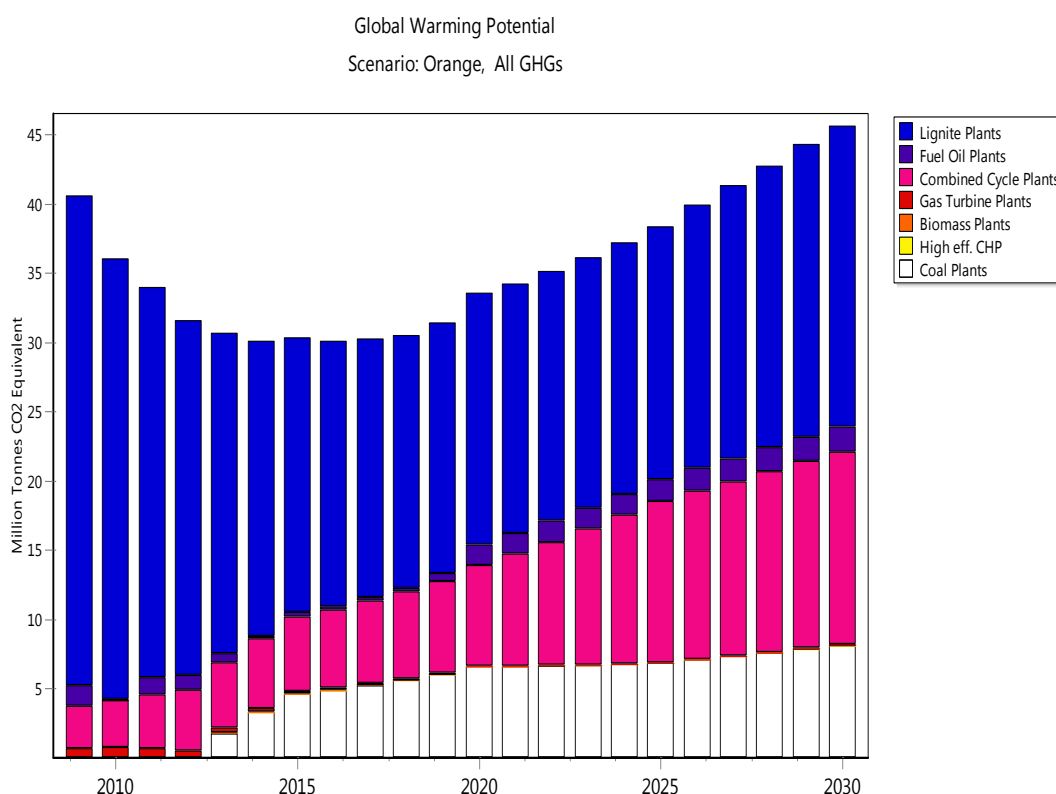
Πίνακας 48. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Πορτοκαλί σενάριο (GWh).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Λιγνίτης | 30.541 | 27.439 | 17.129 | 15.670 | 15.752 | 18.727 |
| Πετρέλαιο | 1.697 | 113 | 325 | 1.759 | 1.813 | 2.156 |
| Φυσικό αέριο | 9.520 | 10.480 | 14.633 | 19.202 | 30.844 | 36.734 |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 2.062 | 5.404 | 10.132 | 12.187 | 16.558 |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 132 | 958 | 1.783 | 2.647 | 3.808 |
| Γεωθερμία | 0 | 0 | 90 | 584 | 1.705 | 2.384 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 15 | 135 | 212 | 338 |
| Υ/Η | 5.612 | 7.455 | 4.472 | 5.768 | 6.073 | 7.368 |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 182 | 194 | 314 | 702 | 1.072 | 1.722 |
| Άνθρακας | 0 | 0 | 6.334 | 9.078 | 9.359 | 11.127 |
| Σύνολο | 49.505 | 47.875 | 49.674 | 64.813 | 81.664 | 100.922 |



Σχήμα 45. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Πορτοκαλί σενάριο(%).

Στο πορτοκαλί σενάριο οι εκπομπές που αποδίδονται στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μειώνονται μετά το 2009, λόγω της γενικότερης μείωσης της ζήτησης που οφείλεται στην ύφεση της οικονομίας. Από το 2017 και μετά οι εκπομπές αρχίζουν και αυξάνονται, παράλληλα με την αύξηση της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, που είναι μεγαλύτερη στο πορτοκαλί σενάριο σε σύγκριση με τα υπόλοιπα. Συγκεκριμένα, οι εκπομπές το έτος 2020 είναι ίσες με 33,55 ισοδ. τόνους CO₂ και το 2030 είναι ίσες με 45,58 ισοδ. τόνους CO₂. Τη μεγαλύτερη συμμετοχή στις εκπομπές διατηρούν οι λιγνιτικοί σταθμοί σε όλο τον ορίζοντα της προβολής, ακολουθούμενοι από τις μονάδες συνδιασμένου κύκλου και τις μονάδες άνθρακα.



Σχήμα 46. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, πορτοκαλί σενάριο.

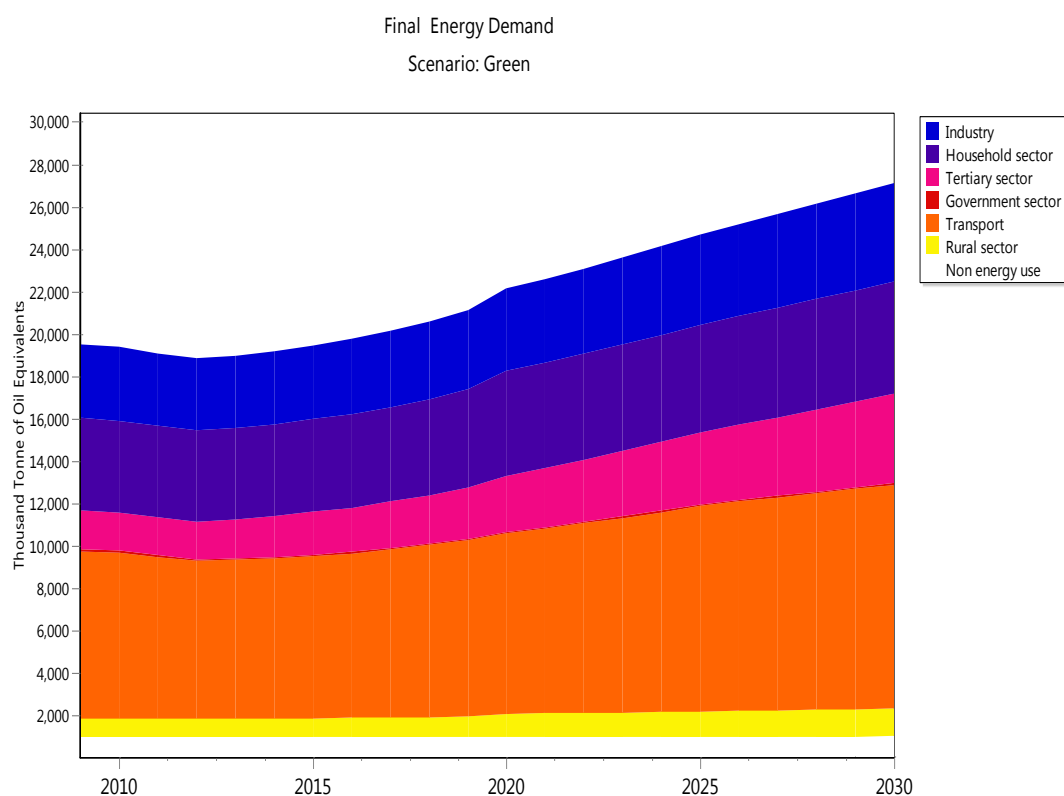
7.3. Πράσινο σενάριο

Το Πράσινο σενάριο έχει το συνδιασμό υψηλής ανάπτυξης ΑΕΠ και υψηλής τεχνολογικής ανάπτυξης. Στο Πράσινο σενάριο η αύξηση της τελικής ενεργειακής ζήτησης είναι χαμηλότερη από την αντίστοιχη του Πορτοκαλί σεναρίου, καθώς αυξάνεται από 19.511 ktoe το 2009 σε 27.103 ktoe το έτος 2030 (ποσοστό αύξησης 38,9% έναντι αύξησης 52,8% στο Πορτοκαλί). Η τελική

ενεργειακή ζήτηση παρουσιάζει αύξηση από το 2013 και μετά. Η μέση ετήσια αύξηση είναι 1,59%.

Πίνακας 49. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Πράσινο Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 3.492 | 3.476 | 3.455 | 3.891 | 4.256 | 4.635 |
| Οικιακός τομέας | 4.333 | 4.336 | 4.407 | 4.924 | 5.107 | 5.274 |
| Τριτογενής τομέας | 1.876 | 1.798 | 2.021 | 2.677 | 3.386 | 4.240 |
| Κυβερνητικός τομέας | 67 | 66 | 64 | 68 | 75 | 81 |
| Μεταφορές | 7.918 | 7.839 | 7.644 | 8.503 | 9.682 | 10.565 |
| Αγροτικός τομέας | 865 | 891 | 907 | 1.094 | 1.194 | 1.309 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 961 | 959 | 953 | 964 | 982 | 999 |
| Σύνολο | 19.511 | 19.365 | 19.451 | 22.122 | 24.681 | 27.103 |



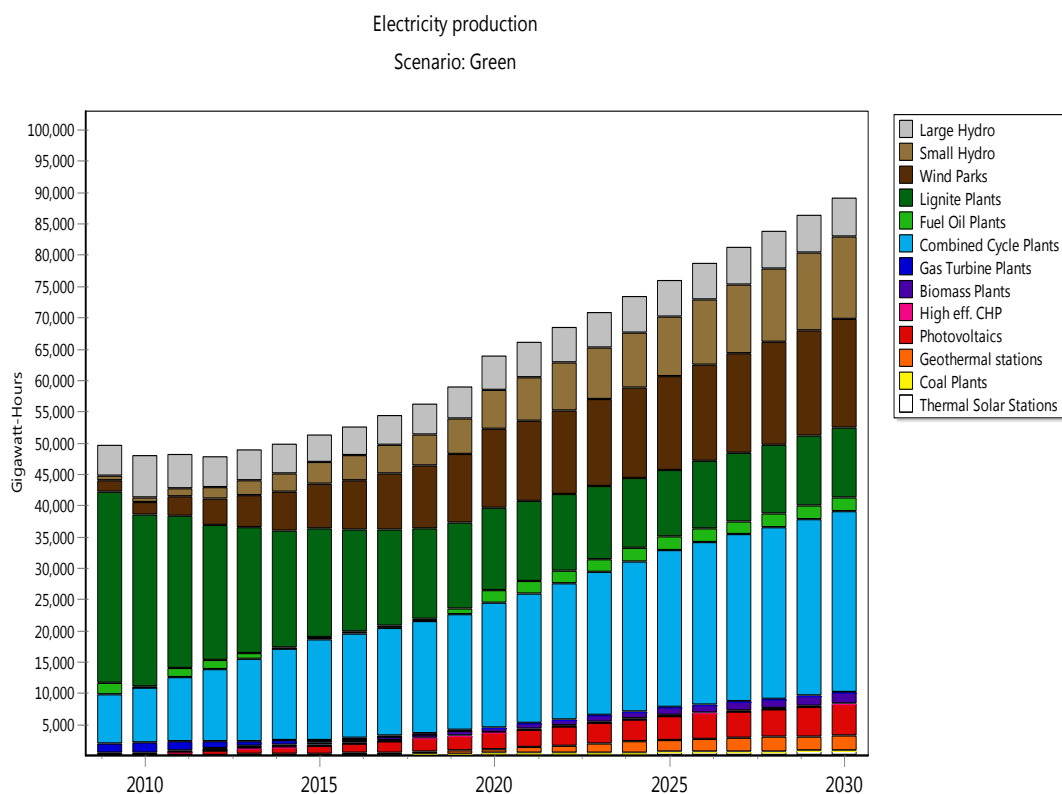
Σχήμα 47. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά κλάδο, Πράσινο σενάριο.

Η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση (πίν. 50) στο Πράσινο σενάριο αυξάνεται από 31.788 ktoe σε 45.021 ktoe. Το 2009 το μεγαλύτερο μερίδιο ανήκει στις μεταφορές (27,25%) ενώ το 2030 τη μεγαλύτερη συμμετοχή έχει ο τριτογενής τομέας (26%) μαζί με τις μεταφορές (25,4%).

Πίνακας 50. Πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Πράσινο Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 6.857 | 6.745 | 6.614 | 7.382 | 8.111 | 8.947 |
| Οικιακός τομέας | 7.834 | 7.775 | 7.656 | 8.473 | 8.889 | 9.369 |
| Τριτογενής τομέας | 5.636 | 5.323 | 6.044 | 7.729 | 9.531 | 11.733 |
| Κυβερνητικός τομέας | 234 | 227 | 225 | 239 | 262 | 285 |
| Μεταφορές | 8.662 | 8.576 | 8.351 | 9.261 | 10.490 | 11.424 |
| Αγροτικός τομέας | 1.448 | 1.481 | 1.457 | 1.727 | 1.893 | 2.105 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 1.117 | 1.115 | 1.109 | 1.121 | 1.139 | 1.158 |
| Σύνολο | 31.788 | 31.240 | 31.456 | 35.932 | 40.315 | 45.021 |

Το Πράσινο σενάριο εμφανίζει τη δεύτερη μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή: Αυξάνεται από 49.505 GWh το 2009 σε 63.866 GWh το 2020 (ποσοστό αύξησης 29%) και 89.025 GWh το 2030 (ποσοστό αύξησης 79,8%).



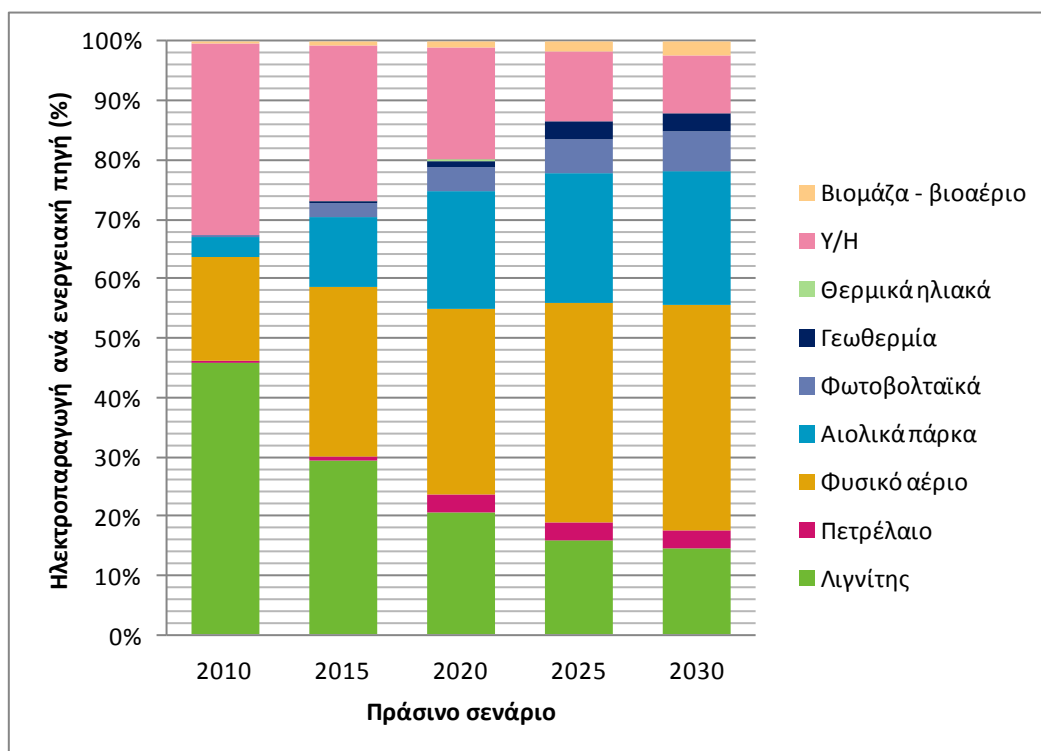
Σχήμα 48. Ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με το Πράσινο Σενάριο.

Το σχήμα 49 δείχνει τη συμμετοχή κάθε ενεργειακής πηγής στην ηλεκτροπαραγωγή για το πράσινο σενάριο. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται από 19% (2009) σε 32,6% το 2030 και η συμμετοχή του λιγνίτη μειώνεται από 61,7% το 2009 σε 12,6% το 2030. Τα αποτελέσματα δείχνουν πως το μερίδιο των ΑΠΕ αυξάνεται στο Πράσινο

σενάριο από 15,6% το 2009 σε 52,3% το 2030. Όσον αφορά τα αιολικά, η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος αυξάνει από 4% το 2009 σε 19,5% το 2030. Επίσης η συμμετοχή των μικρών υδροηλεκτρικών αυξάνεται σημαντικά, από 1,3% το 2009 σε 14,8% το 2030.

Πίνακας 51. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Πράσινο σενάριο (GWh).

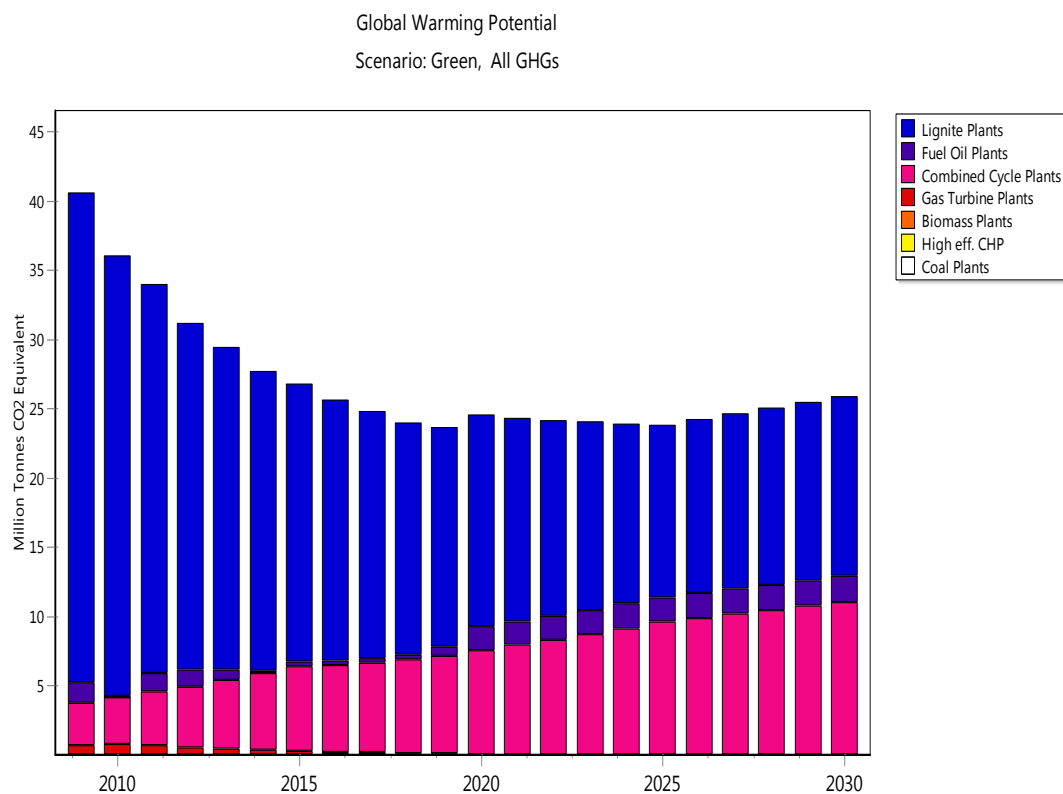
| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Λιγνίτης | 30.541 | 27.439 | 17.338 | 13.200 | 10.710 | 11.211 |
| Πετρέλαιο | 1.697 | 113 | 387 | 1.976 | 2.091 | 2.189 |
| Φυσικό αέριο | 9.520 | 10.480 | 16.641 | 19.959 | 25.219 | 29.047 |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 2.062 | 7.081 | 12.518 | 14.917 | 17.364 |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 132 | 1.353 | 2.640 | 3.854 | 5.042 |
| Γεωθερμία | 0 | 0 | 108 | 655 | 1.965 | 2.420 |
| Θερμικά ηλιακά | 0 | 0 | 36 | 303 | 488 | 686 |
| Υ/Η | 5.612 | 7.455 | 7.955 | 11.826 | 15.487 | 19.318 |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 182 | 194 | 373 | 789 | 1.236 | 1.748 |
| Σύνολο | 49.505 | 47.875 | 51.272 | 63.866 | 75.967 | 89.025 |



Σχήμα 49. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Πράσινο σενάριο(%).

Το πράσινο σενάριο έχει τις χαμηλότερες εκπομπές από όλα τα σενάρια (σχ.50). Οι εκπομπές σημειώνουν μια μειωτική τάση από το 2009 και μετά και διατηρούνται σε ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα. Μια μικρή αύξηση παρατηρείται το 2020 με την είσοδο της Κρήτης στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Το μεγαλύτερο

μερίδιο των εκπομπών ανήκει στις λιγνιτικές μονάδες σε όλο τον ορίζοντα της προβολής και βαίνει μειούμενο, ενώ αντιθέτως το μερίδιο των μονάδων συνδιασμένων κύκλου αυξάνεται. Το 2020 οι εκπομπές είναι ίσες με 24,54 ισοδ. τόνους CO₂ και το 2030 είναι ίσες με 25,87 ισοδ. τόνους CO₂.



Σχήμα 50. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, πράσινο σενάριο.

7.4. Μπλε σενάριο

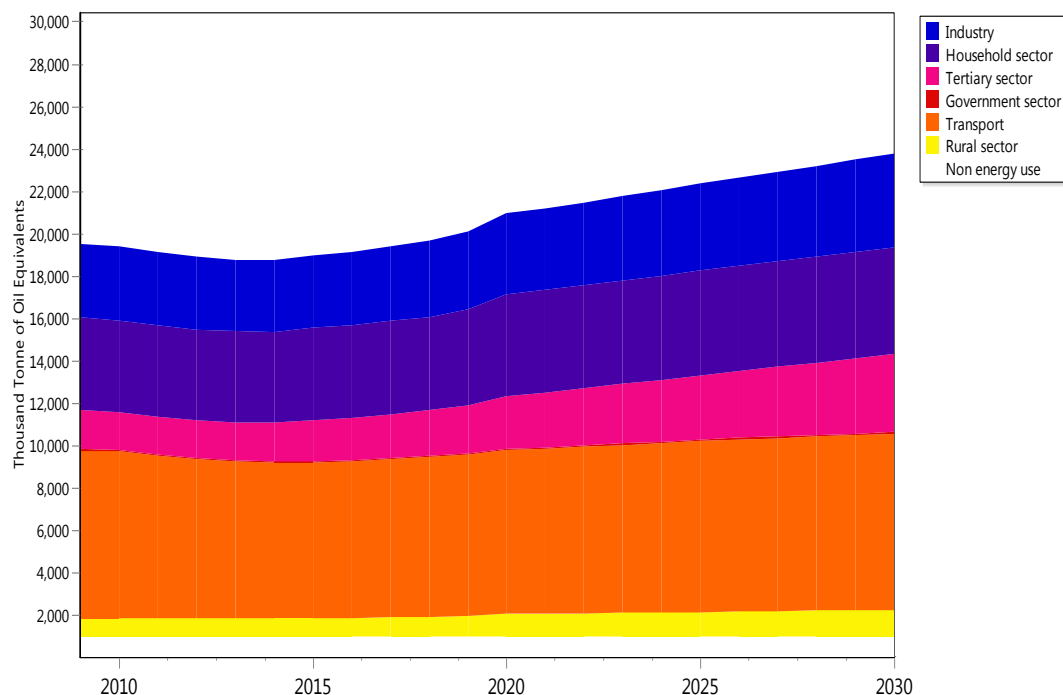
Το Μπλε σενάριο έχει το συνδιασμό χαμηλής ανάπτυξης ΑΕΠ και υψηλής τεχνολογικής ανάπτυξης. Το σενάριο αυτό έχει τη χαμηλότερη τελική ενεργειακή ζήτηση το 2030, καθώς αυτή αυξάνεται από 19.511 ktoe σε 23.574 ktoe (ποσοστό αύξησης 21,75%). Η τελική ενεργειακή ζήτηση παρουσιάζει αύξηση από το 2015 και μετά (σχ. 51). Η μέση ετήσια αύξηση είναι 0,95%.

Πίνακας 52. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Μπλε Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Βιομηχανία | 3.492 | 3.476 | 3.407 | 3.799 | 4.104 | 4.409 |
| Οικιακός τομέας | 4.333 | 4.336 | 4.350 | 4.815 | 4.936 | 5.033 |
| Τριτογενής τομέας | 1.876 | 1.798 | 1.934 | 2.489 | 3.049 | 3.692 |

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Κυβερνητικός τομέας | 67 | 66 | 61 | 64 | 68 | 71 |
| Μεταφορές | 7.918 | 7.851 | 7.343 | 7.739 | 8.061 | 8.314 |
| Αγροτικός τομέας | 865 | 891 | 898 | 1.075 | 1.163 | 1.262 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 961 | 959 | 947 | 953 | 963 | 972 |
| Σύνολο | 19.511 | 19.376 | 18.940 | 20.935 | 22.344 | 23.754 |

Final Energy Demand
Scenario: Blue



Σχήμα 51. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά κλάδο, Μπλε σενάριο.

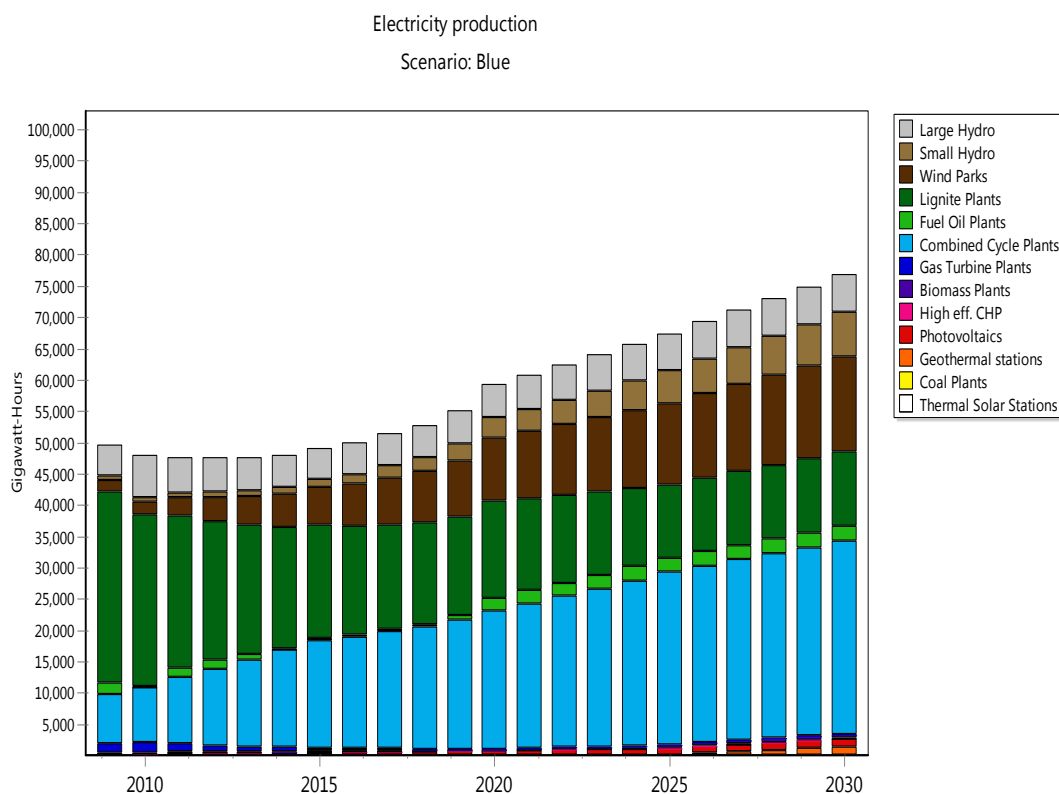
Η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση (πίν. 53) στο Μπλε σενάριο αυξάνεται από 31.788 ktoe σε 38.538 ktoe το 2030 (αύξηση 21,2%). Το 2009 το μεγαλύτερο μερίδιο ανήκει στις μεταφορές (27,3%), ενώ το 2030 τη μεγαλύτερη συμμετοχή έχει ο τριτογενής τομέας (25,6%) μαζί με τις μεταφορές (23,5%). Το μερίδιο του οικιακού τομέα μειώνεται από 24,6% σε 21,6% το 2030, ενώ το μερίδιο του αγροτικού δεν παρουσιάζει αξιοσημείωτη μεταβολή.

Πίνακας 53. Πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Μπλε Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Βιομηχανία | 6.857 | 6.745 | 6.415 | 6.986 | 7.458 | 7.982 |
| Οικιακός τομέας | 7.834 | 7.775 | 7.404 | 7.990 | 8.147 | 8.333 |
| Τριτογενής τομέας | 5.636 | 5.323 | 5.779 | 7.133 | 8.413 | 9.881 |
| Κυβερνητικός τομέας | 234 | 227 | 217 | 224 | 238 | 247 |
| Μεταφορές | 8.662 | 8.588 | 8.035 | 8.450 | 8.795 | 9.066 |
| Αγροτικός τομέας | 1.448 | 1.481 | 1.416 | 1.640 | 1.753 | 1.900 |

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Μη ενεργειακή χρήση | 1.117 | 1.115 | 1.102 | 1.109 | 1.120 | 1.129 |
| Σύνολο | 31.788 | 31.252 | 30.368 | 33.532 | 35.925 | 38.538 |

Το Μπλε σενάριο παρουσιάζει τη μικρότερη ηλεκτροπαραγωγή από τα υπόλοιπα σενάρια, τα έτη 2020 και 2030, καθώς φτάνει μόλις τις 59.324 GWh το 2020 (ποσοστό αύξησης 19,8%) και τις 76.715 GWh το 2030 (ποσοστό αύξησης 55%).

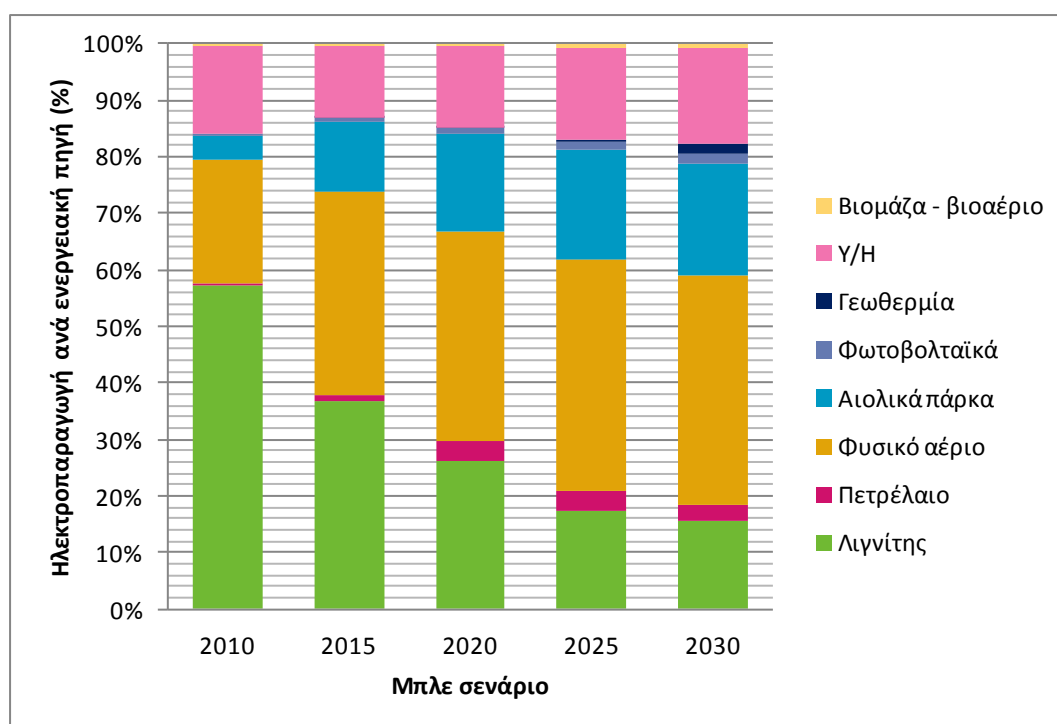


Σχήμα 52. Ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με το Μπλε Σενάριο.

Στο σχήμα 53 διαφαίνεται η συμμετοχή κάθε ενεργειακής πηγής στην ηλεκτροπαραγωγή για το μπλε σενάριο. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται από 19% το 2009 σε 40,32% το 2030 και η συμμετοχή του λιγνίτη μειώνεται από 61,7% το 2009 σε 15,6% το 2030. Τα αποτελέσματα δείχνουν πως το μερίδιο των ΑΠΕ αυξάνεται στο Μπλε σενάριο από 15,6% σε 41,08% το 2030. Όσον αφορά τα αιολικά, η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος αυξάνει από 4% το 2009 σε 19,8% το 2030.

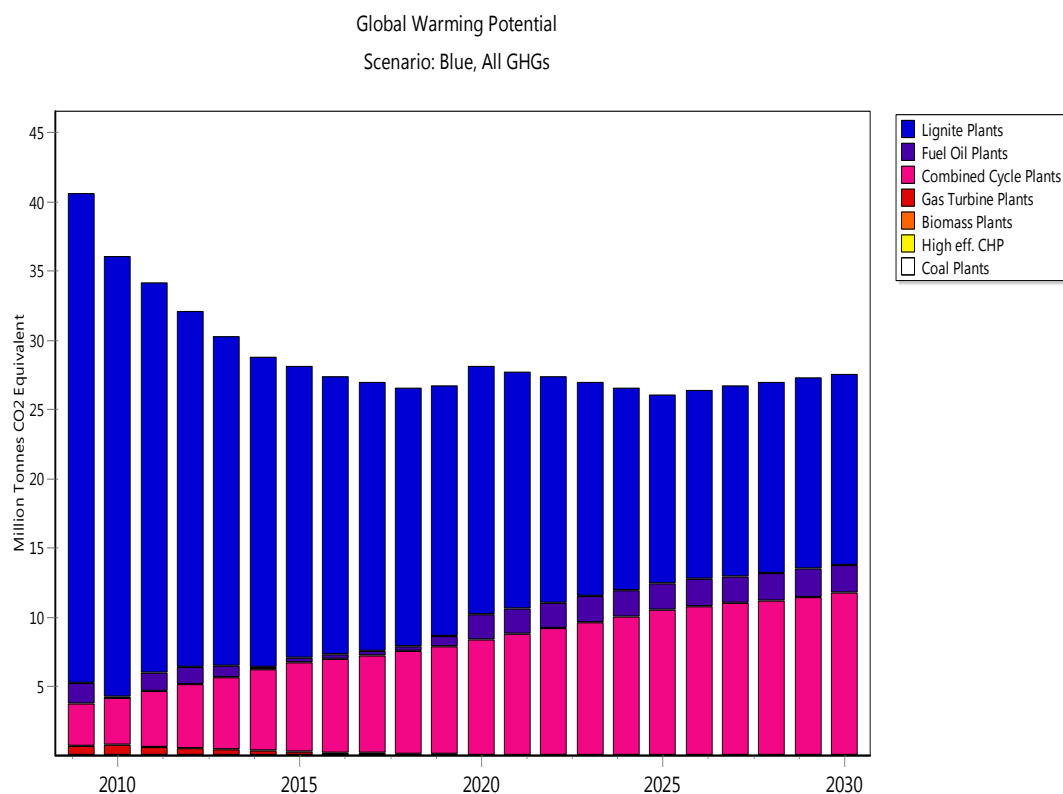
Πίνακας 54. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Μπλε σενάριο (GWh).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Λιγνίτης | 30.541 | 27.439 | 18.107 | 15.487 | 11.747 | 11.937 |
| Πετρέλαιο | 1.697 | 113 | 404 | 2.107 | 2.293 | 2.330 |
| Φυσικό αέριο | 9.520 | 10.480 | 17.666 | 22.106 | 27.662 | 30.929 |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 2.062 | 6.042 | 10.114 | 12.989 | 15.213 |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 132 | 385 | 680 | 1.022 | 1.324 |
| Γεωθερμία | 0 | 0 | 25 | 47 | 51 | 1.289 |
| Υ/Η | 5.612 | 7.455 | 6.255 | 8.615 | 11.106 | 13.042 |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 182 | 194 | 162 | 168 | 458 | 651 |
| Σύνολο | 49.505 | 47.875 | 49.046 | 59.324 | 67.328 | 76.715 |



Σχήμα 53. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Μπλε σενάριο(%).

Οι εκπομπές στο μπλε σενάριο μειώνονται σημαντικά μετά το 2009 (σχ. 54). Μια αύξηση παρατηρείται με την είσοδο της Κρήτης στο σύστημα το έτος 2020, μετά το οποίο διατηρούνται σε σταθερά σχετικά επίπεδα. Το 2020 οι εκπομπές εμφανίζονται μειωμένες κατά 30,73% σε σχέση με το 2009 (28,11 ton. CO₂ equ. έναντι 40,58 ton. CO₂ equ.), ενώ το 2030 κατά 32% (27,53 ton. CO₂ equ.). Οι λιγνιτικές μονάδες παραμένουν υπεύθυνες για το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών μέχρι και το 2030, ενώ αυξητικό βαίνει το μερίδιο των μονάδων φυσικού αερίου.



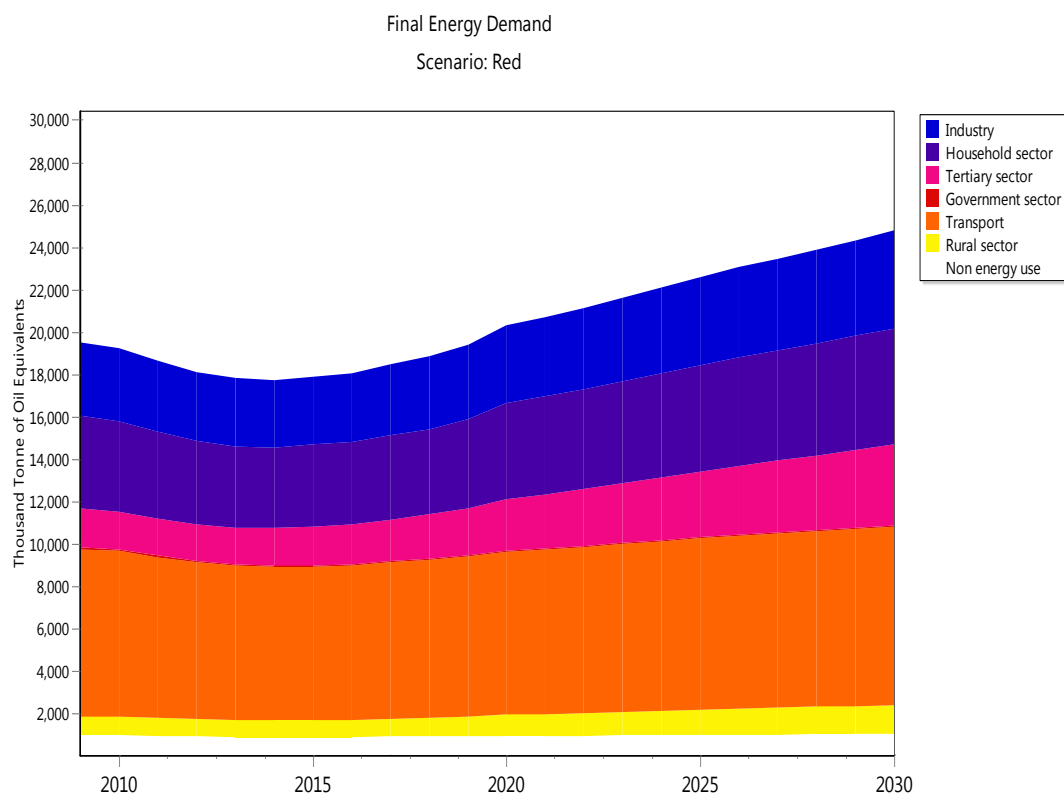
Σχήμα 54. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, μπλε σενάριο.

7.5. Κόκκινο σενάριο

Το Κόκκινο σενάριο έχει το συνδιασμό χαμηλής οικονομικής ανάπτυξης και χαμηλής τεχνολογικής ανάπτυξης, αποτελεί δηλαδή το πιο δυσμενές σενάριο από τα τέσσερα. Στο σενάριο αυτό, η τελική ενεργειακή ζήτηση αρχίζει να αυξάνεται από το 2015. Η συνολική αύξηση σε όλο τον ορίζοντα προβολής αντιστοιχεί σε 27%: η συνολική τελική ζήτηση αυξάνεται από 19.511 ktoe σε 24.775 ktoe το 2030. Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της τελικής ενεργειακής ζήτησης είναι ίσος με 1,16%.

Πίνακας 55. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Κόκκινο Σενάριο (ktoe).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 3.492 | 3.442 | 3.187 | 3.670 | 4.149 | 4.626 |
| Οικιακός τομέας | 4.333 | 4.265 | 3.882 | 4.541 | 5.028 | 5.458 |
| Τριτογενής τομέας | 1.876 | 1.785 | 1.843 | 2.428 | 3.073 | 3.822 |
| Κυβερνητικός τομέας | 67 | 65 | 58 | 62 | 68 | 74 |
| Μεταφορές | 7.918 | 7.834 | 7.240 | 7.684 | 8.079 | 8.400 |
| Αγροτικός τομέας | 865 | 876 | 796 | 1.011 | 1.185 | 1.375 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 961 | 949 | 886 | 921 | 974 | 1.019 |
| Σύνολο | 19.511 | 19.217 | 17.893 | 20.318 | 22.556 | 24.775 |



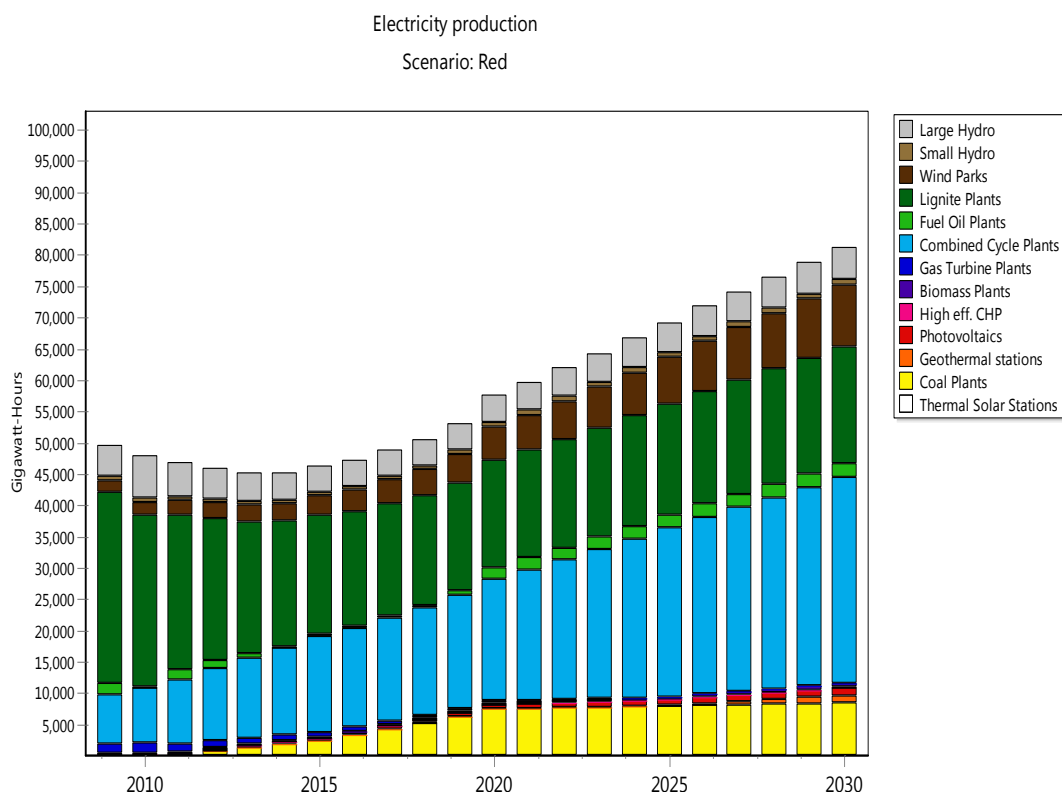
Σχήμα 55. Τελική ενεργειακή ζήτηση ανά κλάδο, Κόκκινο σενάριο.

Η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση (πίν. 56) στο Κόκκινο σενάριο αυξάνεται από 31.788 ktOE σε 41.012 ktOE (ποσοστιαία αύξηση 29%).

Πίνακας 56. Πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα για το Κόκκινο Σενάριο (ktOE).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Βιομηχανία | 6.857 | 6.688 | 6.127 | 6.872 | 7.725 | 8.551 |
| Οικιακός τομέας | 7.834 | 7.679 | 6.885 | 7.750 | 8.491 | 9.127 |
| Τριτογενής τομέας | 5.636 | 5.284 | 5.575 | 7.043 | 8.768 | 10.639 |
| Κυβερνητικός τομέας | 234 | 225 | 208 | 219 | 246 | 267 |
| Μεταφορές | 8.662 | 8.571 | 7.927 | 8.392 | 8.816 | 9.160 |
| Αγροτικός τομέας | 1.448 | 1.461 | 1.304 | 1.583 | 1.825 | 2.088 |
| Μη ενεργειακή χρήση | 1.117 | 1.105 | 1.038 | 1.075 | 1.131 | 1.179 |
| Σύνολο | 31.788 | 31.012 | 29.062 | 32.933 | 37.002 | 41.012 |

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του κόκκινου σεναρίου αυξάνεται από 49.505 GWh το 2009 σε 57.686 GWh (ποσοστό αύξησης 16,5%) το 2020 και τις 81.144 GWh το 2030 (ποσοστό αύξησης 63,9%).

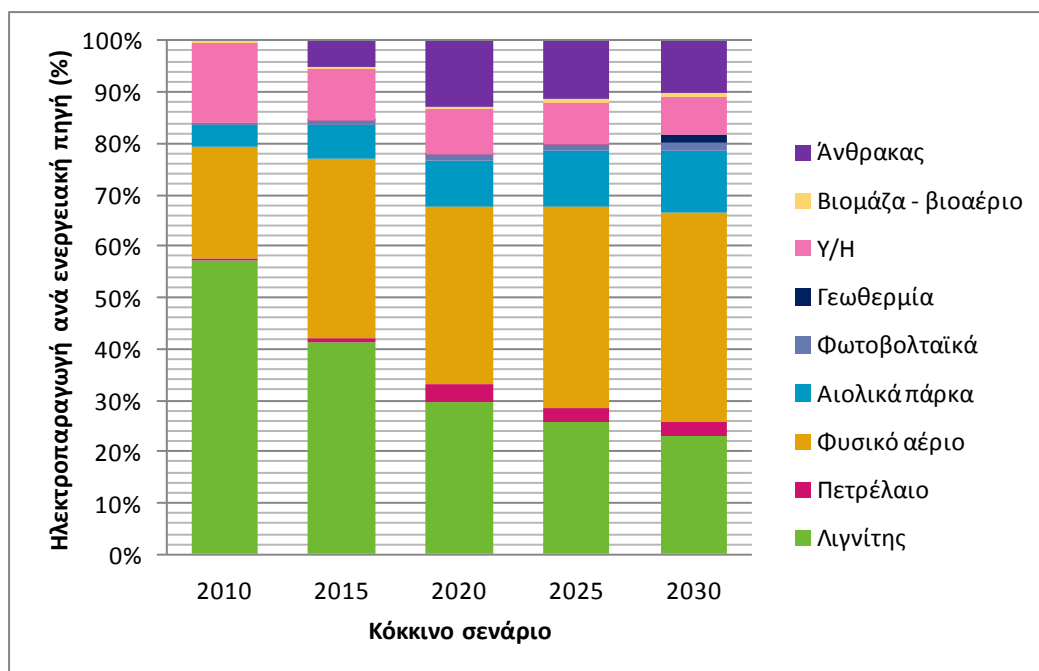


Σχήμα 56. Ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με το Κόκκινο Σενάριο.

Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται από 19% (2009) σε 40,7% το 2030 και η συμμετοχή του λιγνίτη μειώνεται από 61,7% το 2009 σε 23,2% το 2030 (σχ.57). Τα αποτελέσματα δείχνουν πως το μερίδιο των ΑΠΕ αυξάνεται στο κόκκινο σενάριο από 15,6% σε 23,19% το 2030. Όσον αφορά τα αιολικά, παρουσιάζουν τη μικρότερη συμμετοχή από τα υπόλοιπα σενάρια, καθώς από 4% το 2009 φτάνει μόλις το 12,2% το 2030. Τα υδροηλεκτρικά συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή μόλις με 7,3%. Αντίθετα ο άνθρακας συμμετέχει με 10,3%.

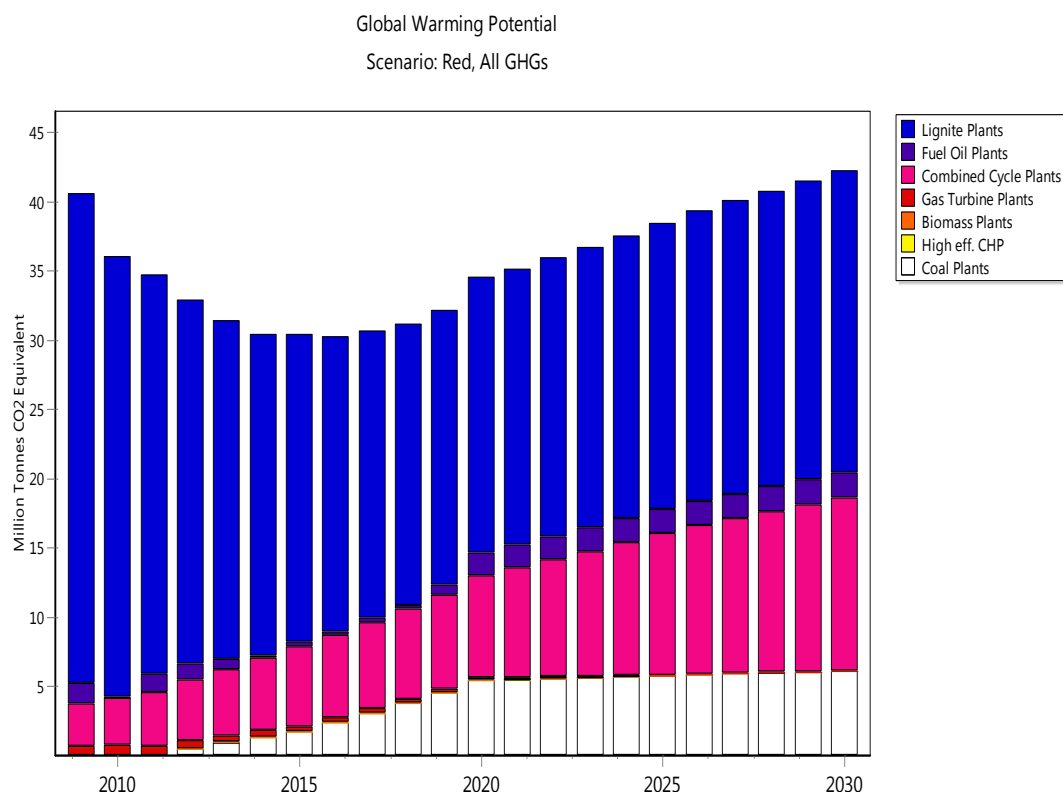
Πίνακας 57. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Κόκκινο σενάριο (GWh).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Λιγνίτης | 30.541 | 27.439 | 19.181 | 17.169 | 17.768 | 18.797 |
| Πετρέλαιο | 1.697 | 113 | 364 | 1.927 | 2.046 | 2.164 |
| Φυσικό αέριο | 9.520 | 10.480 | 16.058 | 19.865 | 27.091 | 32.991 |
| Αιολικά πάρκα | 1.908 | 2.062 | 3.096 | 5.180 | 7.415 | 9.871 |
| Φωτοβολταϊκά | 45 | 132 | 347 | 622 | 911 | 1.230 |
| Γεωθερμία | 0 | 0 | 22 | 43 | 45 | 1.197 |
| Υ/Η | 5.612 | 7.455 | 4.754 | 5.266 | 5.589 | 5.913 |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 182 | 194 | 146 | 154 | 408 | 605 |
| Άνθρακας | 0 | 0 | 2.364 | 7.460 | 7.918 | 8.376 |
| Σύνολο | 49.505 | 47.875 | 46.332 | 57.686 | 69.191 | 81.144 |



Σχήμα 57. Ηλεκτροπαραγωγή ανά ενεργειακή πηγή στο Κόκκινο σενάριο(%).

Στο κόκκινο σενάριο οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώνονται μέχρι και το έτος 2016, αλλά στη συνέχεια παρουσιάζουν αυξητικές τάσεις (σχ. 58). Το 2020 μειώνονται κατά 14,9% σε σχέση με το 2009 (34,53 ton. CO₂ equ. έναντι 40,58 ton. CO₂ equ.), ενώ το 2030 οι εκπομπές ξεπερνούν αυτές του έτους βάσης κατά 4,1% (42,23 ton. CO₂ equ. έναντι 40,58 ton. CO₂ equ.). Αξιοσημείωτο είναι το μερίδιο των ανθρακικών μονάδων στις εκπομπές (ποσοστό 15,7% το 2020). Το μερίδιο των λιγνιτικών βαίνει μειούμενο μέχρι το 2020. Από το 2020 και μέχρι το 2030 σημειώνει αύξηση, λόγω της αύξησης της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Αυξητικές τάσεις σημειώνουν και οι μονάδες φυσικού αερίου, όπως και στα υπόλοιπα σενάρια. Η συμμετοχή των πετρελαϊκών σταθμών αυξάνεται επίσης, από το 2020 και μετά, αλλά διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα, λόγω της περιορισμένης λειτουργίας τους που είναι αποτέλεσμα της διασύνδεσης των νησιών στο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.



Σχήμα 58. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, κόκκινο σενάριο.

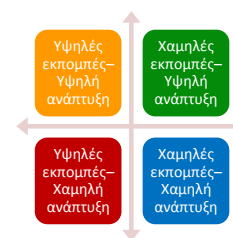
7.6. Συγκριτική αξιολόγηση

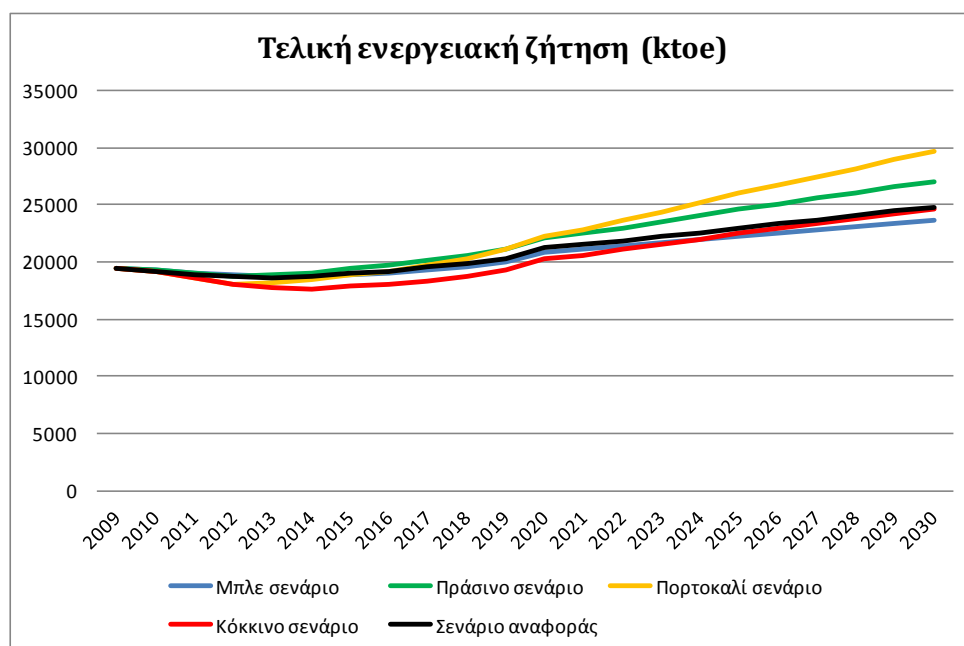
Αξίζει να δούμε συγκριτικά την τελική ζήτηση ενέργειας κατά καύσιμο για κάθε σενάριο. Αυτό που παρατηρείται στην τελική ζήτηση ενέργειας κατά καύσιμο σε όλα τα σενάρια είναι το πολύ μεγάλο μερίδιο των πετρελαϊκών προϊόντων (άνω του 60%). Διατηρείται ως η κύρια μορφή ενέργειας, που αν και φθίνει, παραμένει μεγαλύτερη του 50% μέχρι το 2030 (57-59%). Το ποσοστό αυτό είναι σχετικά μεγάλο σε σχέση με την υπόλοιπη Ευρωπαϊκή Ένωση. Το δεύτερο μεγαλύτερο μερίδιο κατέχει ο ηλεκτρισμός (22% το 2010), η κατανάλωση του οποίου αυξάνεται σε όλα τα σενάρια (μ.ό. 28% το 2030). Η αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αποδοθεί στην περαιτέρω ανάπτυξη των ειδικών ηλεκτρικών χρήσεων (νέες τεχνολογίες και συσκευές). Η συμμετοχή του φυσικού αερίου διατηρείται μακροχρόνια περίπου στο 5,5% με 6% σε όλα τα σενάρια, καθώς γίνεται η υπόθεση ότι δεν εφαρμόζεται κάποια ιδιαίτερη πολιτική ανάπτυξης των υποδομών διανομής του φυσικού αερίου, λόγω του υψηλού επενδυτικού κόστους. Στο Πορτοκαλί και Πράσινο σενάριο η χρήση ανανεώσιμων πηγών σε τελικές ενεργειακές χρήσεις δείχνει μία άνοδο, σε αντίθεση με τα υπόλοιπα σενάρια. Τα μερίδια των υπόλοιπων ενεργειακών

μορφών (θερμότητα – district heat και στερεά καύσιμα) δεν παρουσιάζουν καμία αξιολογή μεταβολή (πίν. 58).

Πίνακας 58. Τελική ενεργειακή ζήτηση κατά καύσιμο για τα πέντε σενάρια (ktoe).

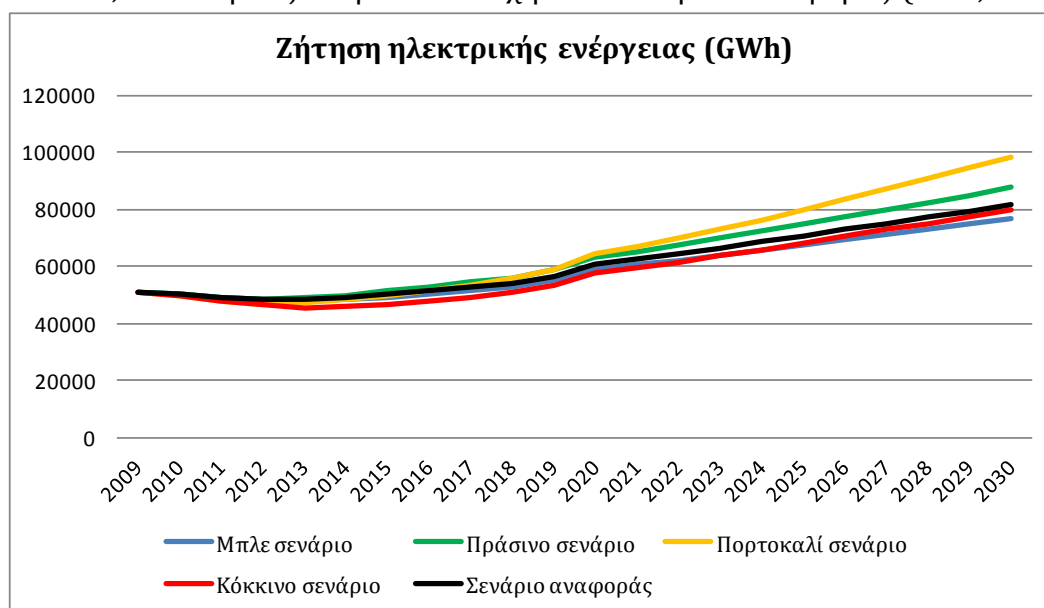
| (ktoe) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Σενάριο αναφοράς | | | | | |
| Ηλεκτρισμός | 4.301 | 4.322 | 5.235 | 6.080 | 7.010 |
| Θερμότητα | 49 | 50 | 55 | 55 | 55 |
| Φυσικό αέριο | 1.057 | 1.078 | 1.191 | 1.271 | 1.360 |
| Προϊόντα πετρελαίου | 12.773 | 12.195 | 13.155 | 13.930 | 14.695 |
| ΑΠΕ | 941 | 1.242 | 1.464 | 1.516 | 1.556 |
| Στερεά καύσιμα | 169 | 170 | 187 | 197 | 208 |
| Σύνολο | 19.289 | 19.058 | 21.287 | 23.049 | 24.884 |
| Πορτοκαλί σενάριο | | | | | |
| Ηλεκτρισμός | 4.267 | 4.296 | 5.518 | 6.873 | 8.451 |
| Θερμότητα | 48 | 47 | 57 | 66 | 75 |
| Φυσικό αέριο | 1.045 | 1.035 | 1.224 | 1.424 | 1.642 |
| Προϊόντα πετρελαίου | 12.696 | 12.086 | 13.629 | 15.291 | 17.035 |
| ΑΠΕ | 999 | 1.289 | 1.706 | 2.176 | 2.360 |
| Στερεά καύσιμα | 167 | 163 | 190 | 217 | 244 |
| Σύνολο | 19.221 | 18.916 | 22.324 | 26.045 | 29.808 |
| Πράσινο σενάριο | | | | | |
| Ηλεκτρισμός | 4.301 | 4.424 | 5.448 | 6.428 | 7.529 |
| Θερμότητα | 49 | 50 | 55 | 55 | 55 |
| Φυσικό αέριο | 1.057 | 1.083 | 1.201 | 1.289 | 1.389 |
| Προϊόντα πετρελαίου | 12.773 | 12.372 | 13.486 | 14.463 | 15.474 |
| ΑΠΕ | 1.016 | 1.352 | 1.745 | 2.247 | 2.447 |
| Στερεά καύσιμα | 169 | 170 | 187 | 197 | 208 |
| Σύνολο | 19.365 | 19.451 | 22.122 | 24.681 | 27.103 |
| Μπλε σενάριο | | | | | |
| Ηλεκτρισμός | 4.301 | 4.243 | 5.079 | 5.813 | 6.596 |
| Θερμότητα | 49 | 50 | 55 | 55 | 55 |
| Φυσικό αέριο | 1.057 | 1.075 | 1.183 | 1.256 | 1.336 |
| Προϊόντα πετρελαίου | 12.789 | 12.160 | 12.967 | 13.506 | 14.003 |
| ΑΠΕ | 1.011 | 1.242 | 1.464 | 1.515 | 1.555 |
| Στερεά καύσιμα | 169 | 170 | 187 | 197 | 208 |
| Σύνολο | 19.376 | 18.940 | 20.935 | 22.344 | 23.754 |
| Κόκκινο σενάριο | | | | | |
| Ηλεκτρισμός | 4.267 | 4.021 | 4.940 | 5.864 | 6.857 |
| Θερμότητα | 48 | 44 | 51 | 57 | 61 |
| Φυσικό αέριο | 1.045 | 989 | 1.134 | 1.273 | 1.414 |
| Προϊόντα πετρελαίου | 12.696 | 11.550 | 12.613 | 13.625 | 14.567 |
| ΑΠΕ | 994 | 1.130 | 1.399 | 1.537 | 1.657 |
| Στερεά καύσιμα | 167 | 158 | 180 | 200 | 219 |
| Σύνολο | 19.217 | 17.893 | 20.318 | 22.556 | 24.775 |





Σχήμα 59. Εξέλιξη τελικής ενεργειακής ζήτησης για τα πέντε σενάρια.

Όπως φαίνεται και στο παραπάνω σχήμα το πορτοκαλί σενάριο εμφανίζει τη μεγαλύτερη ζήτηση ενέργειας από το 2019 και μετά, ακολουθούμενο από το πράσινο σενάριο. Το μπλε σενάριο εμφανίζει τη μικρότερη ζήτηση από το 2024 και μετά, ενώ πιο πριν τη μικρότερη ζήτηση έχει το κόκκινο σενάριο. Παρόμοια πορεία με την τελική ενεργειακή ζήτηση εμφανίζει και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (σχ. 60). Στο πορτοκαλί σενάριο η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το 2030 (98.287 GWh) αυξάνεται κατά 92,7% σε σχέση με το έτος βάσης, ενώ στο πράσινο (87.566 GWh) κατά 71,7%. Στο κόκκινο (79.746 GWh) και το μπλε (76.714 GWh) σενάριο η αύξηση είναι μικρότερη, 50,4% στο μπλε και 56,4% στο κόκκινο, και πλησιάζει την αντίστοιχη του σεναρίου αναφοράς (60%, πίν. 59).



Σχήμα 60. Εξέλιξη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα πέντε σενάρια.

Πίνακας 59. Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (GWh).

| | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Σενάριο αναφοράς | 51.001 | 50.016 | 50.267 | 60.880 | 70.713 | 81.526 |
| Πορτοκαλί σενάριο | 51.001 | 49.622 | 49.961 | 64.171 | 79.931 | 98.287 |
| Πράσινο σενάριο | 51.001 | 50.016 | 51.448 | 63.365 | 74.763 | 87.566 |
| Μπλε σενάριο | 51.001 | 50.016 | 49.343 | 59.067 | 67.610 | 76.714 |
| Κόκκινο σενάριο | 51.001 | 49.623 | 46.770 | 57.454 | 68.201 | 79.746 |

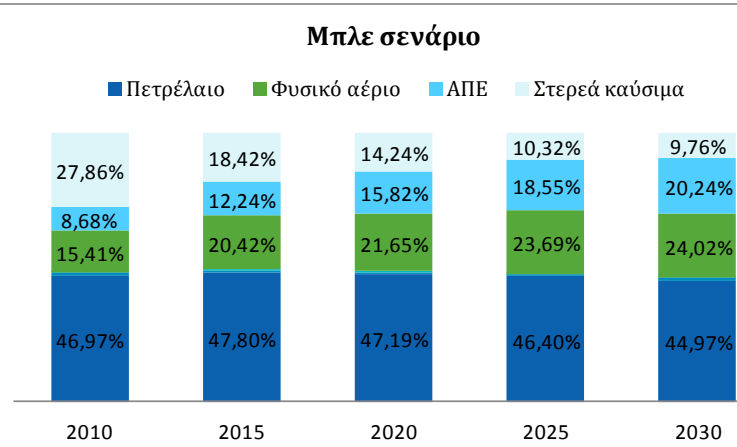
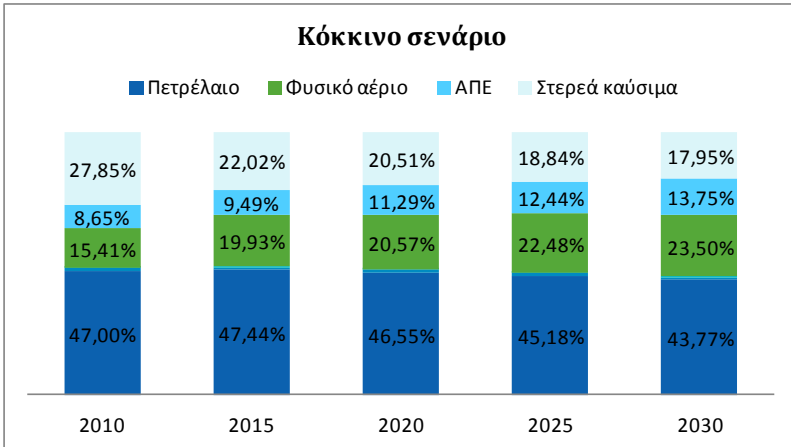
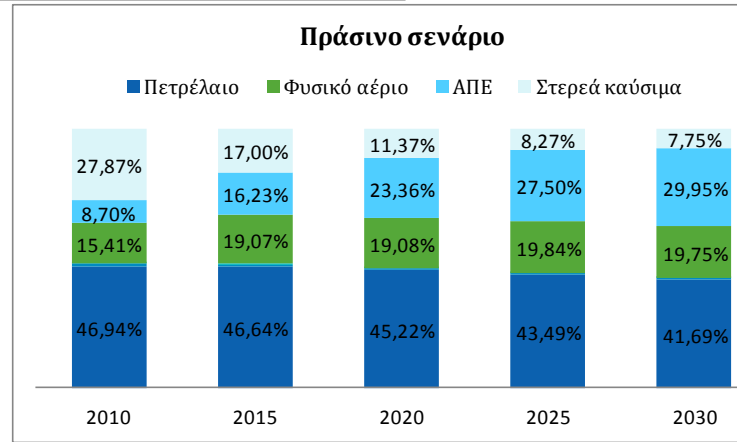
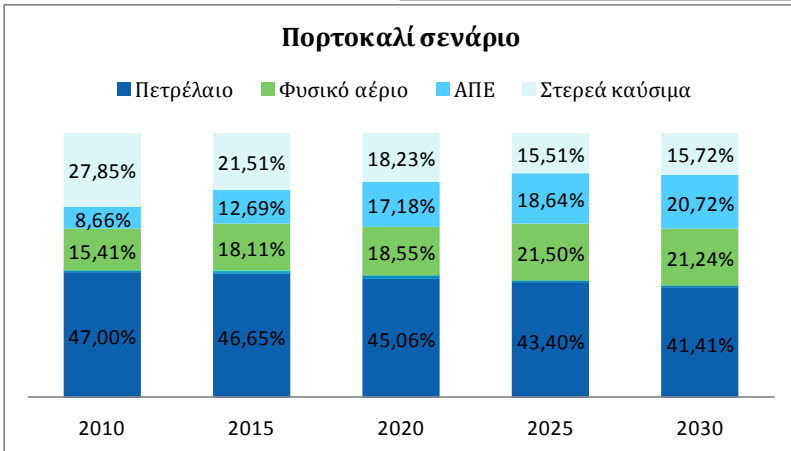
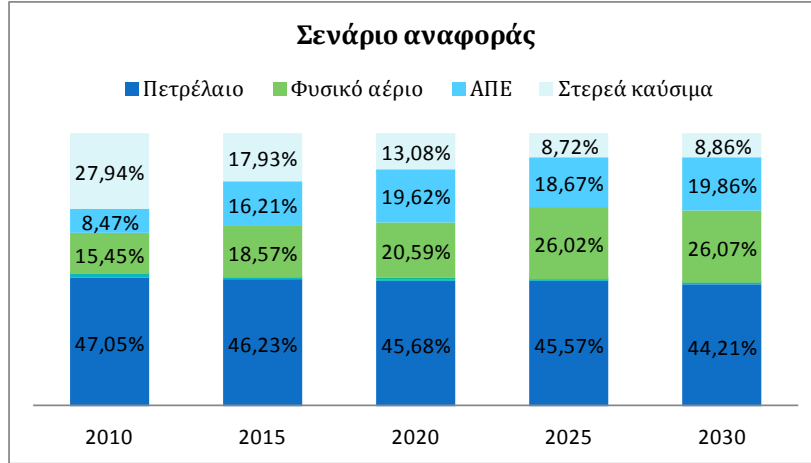
Πίνακας 60. Φορτίο αιχμής (MW) για τα πέντε σενάρια.

| | Σενάριο Αναφοράς | Πορτοκαλί σενάριο | Πράσινο σενάριο | Μπλε σενάριο | Κόκκινο σενάριο |
|-------------|------------------|-------------------|-----------------|--------------|-----------------|
| 2009 | 9.416 | 9.416 | 9.416 | 9.416 | 9.416 |
| 2020 | 11.268 | 11.920 | 11.746 | 10.915 | 10.609 |
| 2030 | 15.307 | 18.646 | 16.491 | 14.362 | 15.001 |

Οι ανάγκες πρωτογενούς ενέργειας αυξάνονται αλλά με μικρότερους ρυθμούς σε σχέση με τα ιστορικά επίπεδα, λόγω της οικονομικής κρίσης, καθώς και της υπόθεσης ότι βελτιώνεται η ενεργειακή αποδοτικότητα σε όλους τους τομείς, αλλά και λόγω της μεγάλης συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή.

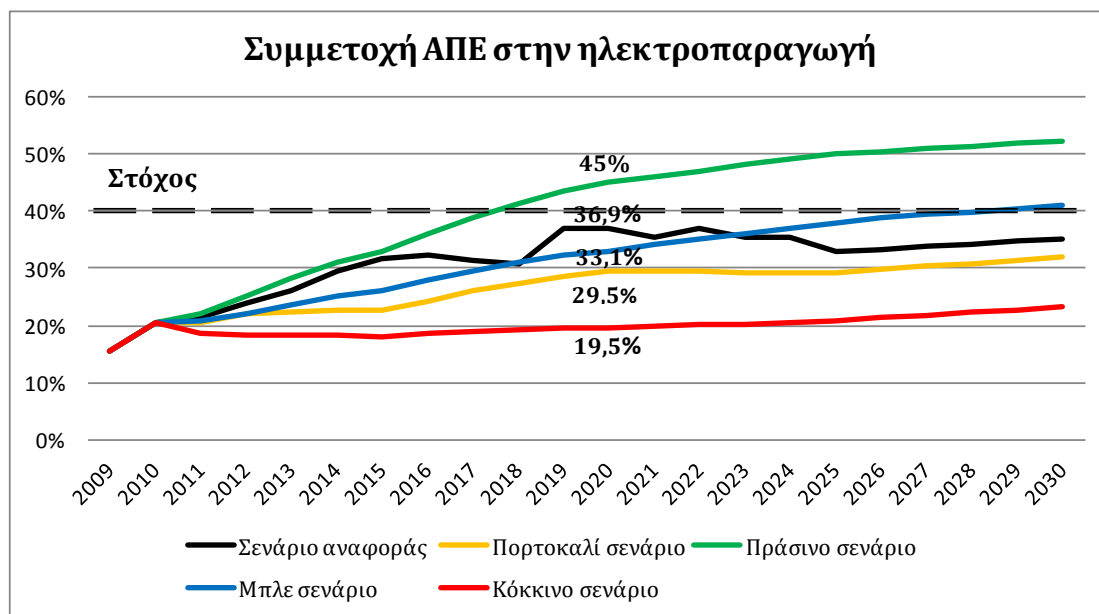
Στα παρακάτω σχήματα παρατηρείται ότι σε όλα τα σενάρια το ποσοστό των στερεών καυσίμων βαίνει μειούμενο. Αντίθετα το φυσικό αέριο σημειώνει αύξηση σε όλα τα σενάρια λόγω της αυξημένης χρήσης του στην ηλεκτροπαραγωγή. Η χρήση του είναι μεγαλύτερη στο σενάριο αναφοράς. Η ποσοστιαία συμμετοχή του πετρελαίου παραμένει γενικά σταθερή, με εξαίρεση το πορτοκαλί και το πράσινο σενάριο, στα οποία μειώνεται κατά 5,8 και 4,3 ποσοστιαίες μονάδες αντίστοιχα. Αυτό που έχει σημασία να παρατηρήσουμε όμως, είναι η συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών στη ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας. Συγκεκριμένα, το έτος 2020 στο πράσινο σενάριο φτάνει το 23,36%. Ακολουθεί το σενάριο αναφοράς με 19,62%, το πορτοκαλί σενάριο με 17,18%, το μπλε σενάριο με 15,82% και τελευταίο το κόκκινο σενάριο με 11,29%.

Σχήμα 61. Ποσοστιαία διάρθρωση ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας στα πέντε σενάρια.



Από την πλευρά της προσφοράς, το Σενάριο που φαίνεται να επιτυγχάνει το επίπεδο συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή που έχει θέσει ως στόχο η Ελληνική κυβέρνηση με το Νόμο 3851/2010 στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, είναι το Πράσινο σενάριο, με ποσοστό 45%. Ακολουθεί το σενάριο αναφοράς με 36,9%, το μπλε σενάριο 33,1%, το πορτοκαλί σενάριο με 29,5% και το κόκκινο σενάριο με την πολύ χαμηλή συμμετοχή του 19,5% (σχ.62).

Συμπεραίνουμε πως για να επιτευχθεί 45% διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγή απαιτούνται 13 GW νέας ισχύος ΑΠΕ από το 2010 έως το 2020. Για την επίτευξη διείσδυσης 36,9% απαιτούνται αντίστοιχα 10 GW.



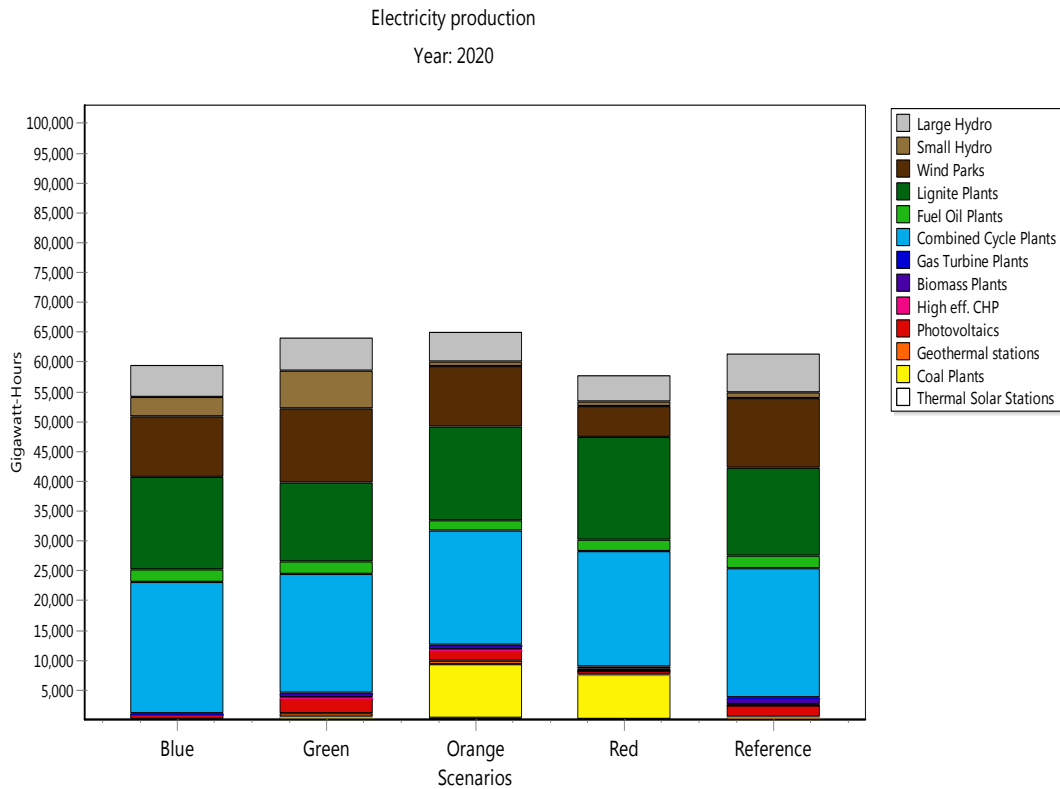
Σχήμα 62. Ποσοστιαία συμμετοχή ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η συνολική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται καθορίζεται από την προβολή της ζήτησης και άλλα τεχνικά δεδομένα. Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζεται η ποσοστιαία διάρθρωση της ηλεκτροπαραγωγής για κάθε σενάριο, για τα έτη 2020 και 2030. Το καύσιμο που επικρατεί στην ηλεκτροπαραγωγή τα έτη 2020 και 2030, σε όλα τα σενάρια, είναι το φυσικό αέριο (σχ. 63, 64). Το 2020 οι μονάδες φυσικού αερίου συνδιασμένου κύκλου φτάνουν το 37% στο μπλε σενάριο (πίν. 61). Ο λιγνίτης έχει το δεύτερο μεγαλύτερο μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή. Παρόλα αυτά στο πράσινο σενάριο έχει σχεδόν την ίδια συμμετοχή με τα αιολικά πάρκα. Το 2030 το ένα πέμπτο της ηλεκτροπαραγωγής στο πράσινο και το μπλε σενάριο, που είναι και τα πιο φιλικά περιβαλλοντικά, εξασφαλίζεται μέσω της αιολικής ενέργειας.

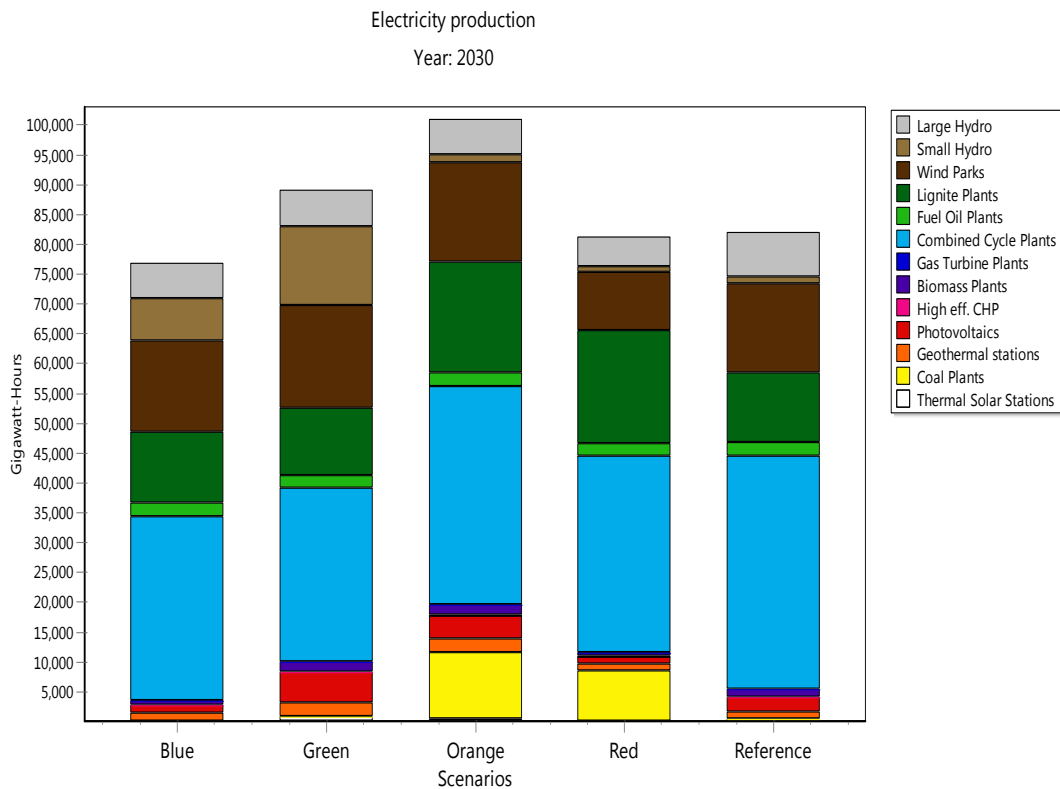
Πίνακας 61. Ποσοστιαία διάρθρωση ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο, 2020,2030.

| | 2020 | | | | | 2030 | | | | |
|--------------------|----------|-----------|---------|-------|---------|----------|-----------|---------|-------|---------|
| | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο |
| Μεγάλα Υ/Η | 10,8% | 7,6% | 8,6% | 9,2% | 7,7% | 9,2% | 6,0% | 6,9% | 7,8% | 6,2% |
| Μικρά Υ/Η | 1,6% | 1,3% | 9,9% | 5,4% | 1,4% | 1,4% | 1,3% | 14,8% | 9,2% | 1,1% |
| Αιολικά πάρκα | 18,8% | 15,6% | 19,6% | 17,0% | 9,0% | 18,3% | 16,4% | 19,5% | 19,8% | 12,2% |
| Λιγνιτικοί | 24,2% | 24,2% | 20,7% | 26,1% | 29,8% | 14,3% | 18,6% | 12,6% | 15,6% | 23,2% |
| Πετρελαϊκοί | 3,3% | 2,7% | 3,1% | 3,6% | 3,3% | 2,8% | 2,1% | 2,5% | 3,0% | 2,7% |
| Συνδ. Κύκλου φ.α. | 35,5% | 29,5% | 31,1% | 37,1% | 33,6% | 47,5% | 36,3% | 32,5% | 40,2% | 40,5% |
| Αεριοστρόβιλοι | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,7% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Βιομάζα - βιοαέριο | 1,8% | 1,1% | 1,2% | 0,3% | 0,3% | 1,6% | 1,7% | 2,0% | 0,8% | 0,7% |
| ΣΗΘΥΑ | 0,2% | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% |
| Φωτοβολταϊκά | 3,3% | 2,8% | 4,1% | 1,1% | 1,1% | 2,8% | 3,8% | 5,7% | 1,7% | 1,5% |
| Γεωθερμικοί | 0,1% | 0,9% | 1,0% | 0,1% | 0,1% | 1,5% | 2,4% | 2,7% | 1,7% | 1,5% |
| Ανθρακικοί | 0,0% | 14,0% | 0,0% | 0,0% | 12,9% | 0,0% | 11,0% | 0,0% | 0,0% | 10,3% |
| Θερμικά ηλιακά | 0,5% | 0,2% | 0,5% | 0,0% | 0,0% | 0,4% | 0,3% | 0,8% | 0,0% | 0,0% |

Είναι προφανές ότι η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ συμβαδίζει με τη μείωση της συνεισφοράς των στερεών καυσίμων σε όλα τα σενάρια. Η μείωση αυτή είναι πιο έντονη στο σενάριο αναφοράς, στο πράσινο και μπλε σενάριο. Υπολογίσιμη είναι και η συμμετοχή των υδροηλεκτρικών, με τα μικρά υδροηλεκτρικά να σημειώνουν σημαντική ανάπτυξη στο πράσινο σενάριο (ποσοστό 9,9% το 2020 και 14,8% το 2030). Η προώθηση των ΑΠΕ σε συνδιασμό με την υπόθεση που γίνεται για τη διασύνδεση των νησιών στο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, περιορίζει σε μεγάλο βαθμό τη συμμετοχή των πετρελαϊκών σταθμών σε όλα τα σενάρια. Μεγάλο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται στην Κρήτη θα προέρχεται από την ηπειρωτική Ελλάδα. Οι Κυκλάδες επίσης θα επωφεληθούν από την απεξάρτηση από τους πετρελαϊκούς σταθμούς, την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την ηπειρωτική χώρα και την κυριαρχία της αιολικής ενέργειας σε τοπικό επίπεδο. Αξιοσημείωτη είναι η συμμετοχή των ανθρακικών σταθμών στο πορτοκαλί και το κόκκινο σενάριο, καθώς ξεπερνάει το 10% τόσο το έτος 2020 όσο και το έτος 2030.



Σχήμα 63. Ηλεκτροπαραγωγή ανά σενάριο το 2020.



Σχήμα 64. Ηλεκτροπαραγωγή ανά σενάριο το 2030.

Οικονομική σύγκριση

Στην ανάλυση εκτιμήθηκε μόνο το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής, που περιλαμβάνει το κόστος επένδυσης, τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και το κόστος των καυσίμων (πίν. 62), και όχι τα εμπορικά κόστη ή τα υπόλοιπα κόστη του μοντέλου μετατροπής, όπως η μεταφορά και διανομή. Επίσης, δεν συνεκτιμάται το κόστος διασύνδεσης και το κόστος αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών.

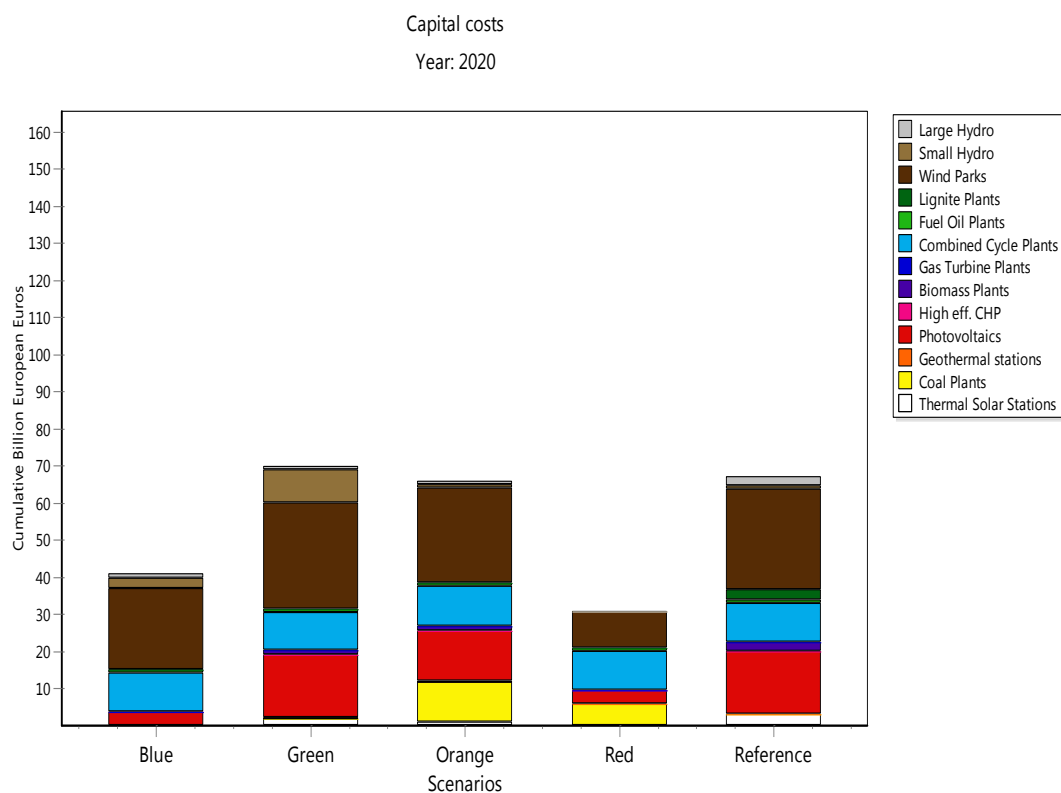
Το πράσινο σενάριο είναι το σενάριο με το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης σε καθαρές μορφές ενέργειας και όπως είναι επόμενο, έχει το υψηλότερο κόστος σε σύγκριση με τα υπόλοιπα σενάρια, σε όλο το χρονικό διάστημα της προβολής (84,97 δις € το 2020 και 187,41 δις € το 2030). Μέχρι το 2020 το δεύτερο ακριβότερο σενάριο είναι το σενάριο αναφοράς (82,82 δις €), που περιλαμβάνει τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις. Ακολουθούν το πορτοκαλί σενάριο (81,8 δις €), το μπλε (56,51 δις €) και το κόκκινο (46,9 δις €). Το 2030 το δεύτερο ακριβότερο σενάριο είναι το πορτοκαλί λόγω των αυξημένων επενδύσεων που πραγματοποιούνται για την κάλυψη της υψηλής ζήτησης (182,32 δις €). Ακολουθούν το μπλε σενάριο με 120,65 δις € και το κόκκινο σενάριο με 103,99 δις €.

Πίνακας 62. Αθροιστικό κόστος συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, 2020, 2030, προεξοφλημένο στο 2009 (δις. €).

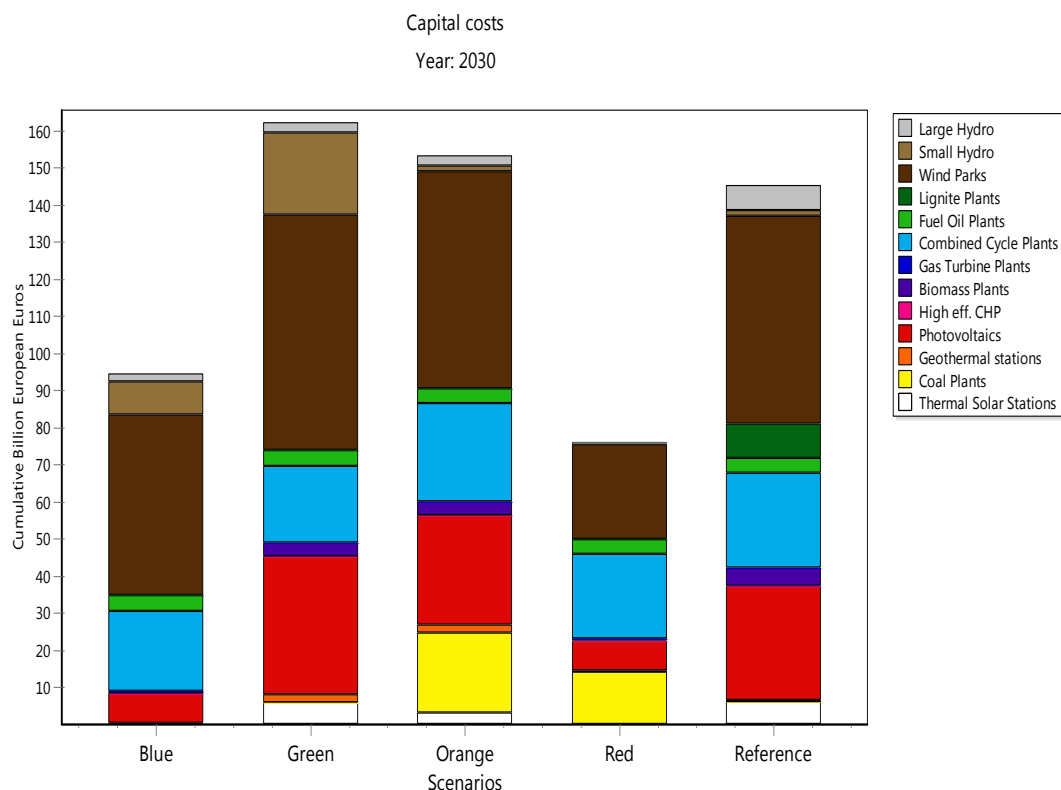
| 2020 | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Κεφαλαιουχικές δαπάνες | 67,12 | 65,77 | 69,73 | 40,82 | 30,87 |
| Σταθερά κόστη λειτουργίας | 4,49 | 4,88 | 4,36 | 4,28 | 4,64 |
| Μεταβλητά κόστη λειτουργίας | 1,27 | 1,31 | 1,23 | 1,29 | 1,33 |
| Κόστος καυσίμων | 9,94 | 9,84 | 9,65 | 10,12 | 10,06 |
| Σύνολο | 82,82 | 81,8 | 84,97 | 56,51 | 46,9 |
| 2030 | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο |
| Κεφαλαιουχικές δαπάνες | 145,21 | 153,31 | 162,22 | 94,48 | 76 |
| Σταθερά κόστη λειτουργίας | 6,64 | 7,74 | 6,41 | 6,21 | 7,12 |
| Μεταβλητά κόστη λειτουργίας | 2,02 | 2,16 | 1,84 | 1,96 | 2,14 |
| Κόστος καυσίμων | 19,14 | 19,11 | 16,94 | 18 | 18,73 |
| Σύνολο | 173,01 | 182,32 | 187,41 | 120,65 | 103,99 |

Όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα τη μεγαλύτερη συμμετοχή στο συνολικό κόστος έχει το κόστος των επενδύσεων, όπως είναι λογικό. Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται η συμμετοχή κάθε τύπου μονάδας στο συνολικό επενδυτικό κόστος για κάθε σενάριο, τα έτη 2020 και 2030. Αυτό που παρατηρείται σε όλα τα σενάρια είναι ότι τα αιολικά πάρκα κατέχουν το μεγαλύτερο ποσοστό του κόστους επένδυσης, με τα μεγαλύτερα ποσοστά να παρατηρούνται στο μπλε σενάριο (53,43% το 2020 και 51,66% το 2030). Πολύ

αυξημένη είναι και η συνεισφορά των μονάδων φυσικού αερίου συνδιασμένου κύκλου στο συνολικό κόστος επένδυσης, με τη μεγαλύτερη να παρατηρείται στο κόκκινο σενάριο (33,2% το 2020 και 29,68% το 2030). Μέχρι το 2020 η μεγαλύτερη συμμετοχή φωτοβολταϊκών στο συνολικό κόστος επένδυσης παρατηρείται στο σενάριο αναφοράς (25,24%), ενώ μέχρι το 2030 η μεγαλύτερη συμμετοχή παρατηρείται στο πράσινο σενάριο (22,89%). Οι ανθρακικοί σταθμοί επίσης συμμετέχουν μεγάλο ποσοστό στο κόστος επένδυσης του κόκκινου σεναρίου (18,43% το 2030) και του πορτοκαλί (14,14% το 2030).



Σχήμα 65. Προεξοφλημένο αθροιστικό επενδυτικό κόστος ανά σενάριο, 2020.



Σχήμα 66. Προεξοφλημένο αθροιστικό επενδυτικό κόστος ανά σενάριο, 2030.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Οι συνολικές εκπομπές CO₂ που έχουν οριστεί από το ελληνικό κράτος για τις θερμικές μονάδες του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος για την περίοδο 2008-2012 είναι ίσες με 41.739.165 τόνοι CO₂ το χρόνο [39]. Σε περίπτωση που μια καινούρια μονάδα εισέλθει στο σύστημα την περίοδο αυτή θα πρέπει να λάβει μερίδιο εκπομπών από το πλεόνασμα των θερμικών μονάδων που ήδη λειτουργούν, εάν αυτό υπάρχει. Στην περίπτωση που δεν υπάρχει, η νέα μονάδα θα πρέπει να αποκτήσει το μερίδιό της από τη διεθνή αγορά. Από το 2013 και μετά, η ποσότητα των αδειών που εκδίδονται κάθε χρόνο στην ευρωπαϊκή κοινότητα θα μειώνεται γραμμικά κατά 1,74% σε σύγκριση με τη μέση ετήσια ποσότητα αδειών που εκδίδονται από τα κράτη - μέλη σύμφωνα με τις αποφάσεις της Επιτροπής για τα εθνικά σχέδια κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών για την περίοδο 2008-2012. Για την Ελλάδα, οι εκπομπές CO₂ για το έτος 2020 θα πρέπει να μην ξεπερνούν τις εκπομπές του 1990 παραπάνω από 10%, που ισοδυναμεί με γραμμική μείωση κατά 1,5% ετησίως. Για την περίοδο 2008-2012, οι εκπομπές επιτρέπεται να αυξηθούν κατά 25% σε σχέση με αυτές του 1990. Για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής οι εκπομπές θα πρέπει να μην ξεπερνούν τους 41.739.165 τόνους CO₂ το χρόνο. Επομένως, οι εκπομπές για το έτος 1990 υπολογίζονται ως εξής:

$1,25 \times E_{1990} = 41.739.165$ τόν. CO₂ /χρόνο,

Άρα $E_{1990} = 33.391.332$ τόν. CO₂

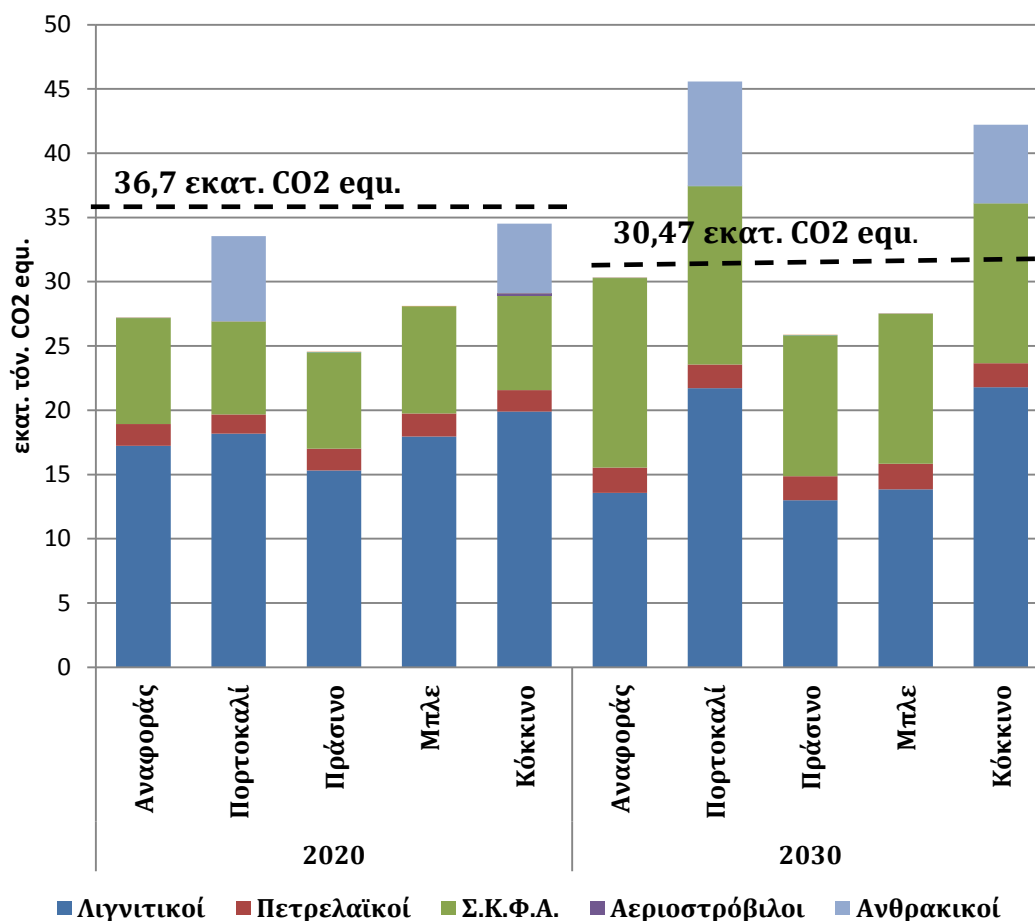
Αυτό σημαίνει ότι για το έτος 2020, οι εκπομπές δεν θα πρέπει να ξεπερνούν τις αντίστοιχες του 1990 παραπάνω από 10% και συνεπώς είναι ίσες με **36.730.465 τόν. CO₂**. Εάν για την περίοδο 2021-2030 υποτεθεί ότι η μείωση των εκπομπών θα συνεχιστεί με τον ίδιο ρυθμό (1,5%/ χρόνο), το 2030 θα πρέπει να αντιστοιχούν σε **30.469.585 τόν. CO₂**.

Από τον επόμενο πίνακα φαίνεται ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής σε όλα τα σενάρια παράγει χαμηλότερες εκπομπές από το όριο που έχει τεθεί για το 2020, κάτι που μάλλον οφείλεται στη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τα χρόνια της ύφεσης.

Αντίθετα, το 2030, αν υποτεθεί ότι ισχύει το όριο των 30.469.585 τόν. CO₂, το πορτοκαλί και το κόκκινο σενάριο το ξεπερνούν κατά 15,11 και 11,76 εκατ. τόν. CO₂ αντίστοιχα. Από την περιβαλλοντική σύγκριση προκύπτει το πράσινο σενάριο ως το καλύτερο σενάριο, καθώς έχει τις χαμηλότερες εκπομπές.

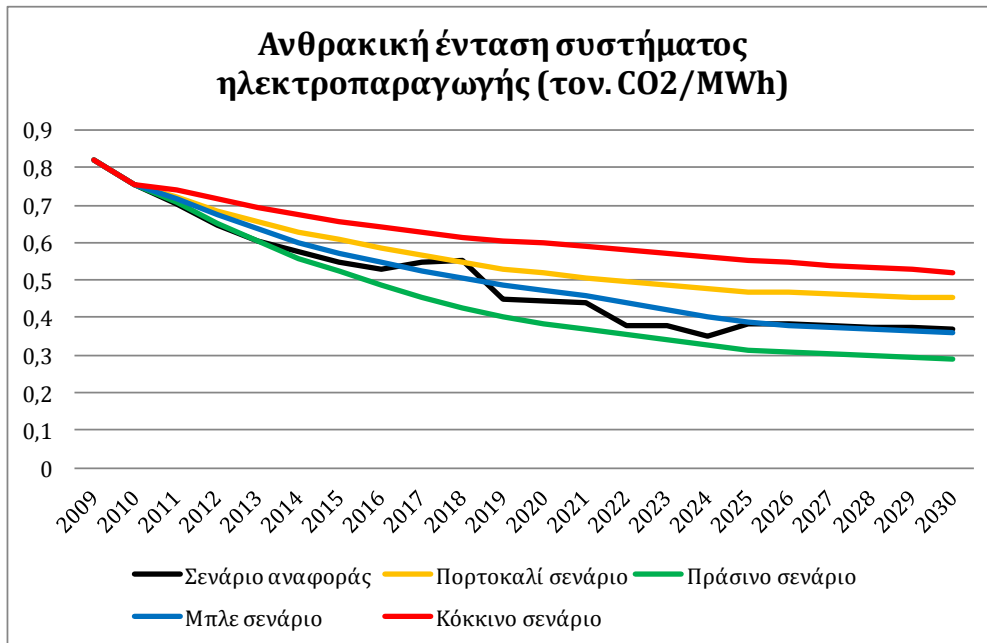
Πίνακας 63. Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής για κάθε σενάριο, τα έτη 2020 και 2030 (εκατ. τόν. CO₂ equ.).

| | 2020 | | | | | 2030 | | | | |
|------------------|----------|-----------|---------|-------|---------|----------|-----------|---------|-------|---------|
| | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο | Αναφοράς | Πορτοκαλί | Πράσινο | Μπλε | Κόκκινο |
| Λιγνιτικοί | 17,23 | 18,17 | 15,31 | 17,96 | 19,91 | 13,58 | 21,72 | 13 | 13,84 | 21,8 |
| Πετρελαϊκοί | 1,71 | 1,5 | 1,69 | 1,8 | 1,65 | 1,96 | 1,84 | 1,87 | 1,99 | 1,85 |
| Σ.Κ.Φ.Α. | 8,23 | 7,24 | 7,52 | 8,33 | 7,34 | 14,75 | 13,87 | 10,96 | 11,67 | 12,45 |
| Αεριοστρόβιλοι | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Βιομάζα-βιοαέριο | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0 | 0 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,01 | 0,01 |
| ΣΗΘΥΑ | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Ανθρακικοί | 0 | 6,61 | 0 | 0 | 5,43 | 0 | 8,11 | 0 | 0 | 6,1 |
| Σύνολο | 27,19 | 33,55 | 24,54 | 28,11 | 34,53 | 30,33 | 45,58 | 25,87 | 27,53 | 42,23 |



Σχήμα 67. Εκπομπές CO₂ από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία και σενάριο, 2020, 2030.

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χαρακτηρίζεται ως πολύ ρυπογόνο λόγω των μεγάλων ποσοτήτων CO₂ που εκπέμπονται από τους λιγνιτικούς σταθμούς. Στο επόμενο σχήμα διαφαίνεται η μείωση της ανθρακικής έντασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, που είναι μεγαλύτερη στο πράσινο σενάριο. Παρόλα αυτά, σε όλα τα σενάρια παρατηρείται σημαντική μείωση της ανθρακικής έντασης. Το έτος βάσης (2009) η ανθρακική ένταση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίση με 0,819 τόν. CO₂/MWh. Το 2020 η ανθρακική ένταση στο πράσινο σενάριο τους 0,384 τόν. CO₂/MWh, στο σενάριο αναφοράς φτάνει τους 0,444 τόν. CO₂/MWh, στο μπλε σενάριο τους 0,474 τόν. CO₂/MWh, στο πορτοκαλί σενάριο τους 0,518 τόν. CO₂/MWh, και στο κόκκινο τους 0,598 τόν. CO₂/MWh. Το κόκκινο σενάριο, που αντιστοιχεί σε χαμηλή οικονομική και τεχνολογική ανάπτυξη, είναι το πιο ρυπογόνο. Η ανθρακική ένταση μειώνεται κατά 27% από το 2009 στο εν λόγω σενάριο. Όπως αναμενόταν, το πράσινο σενάριο έχει τη χαμηλότερη ανθρακική ένταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζοντας μείωση 53% από το 2009.



Σχήμα 68. Ανθρακική ένταση συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ανά σενάριο (τόν. CO₂/MWh).

Κεφάλαιο 8. Trade-off

8.1. Πολυσεναριακή ανάλυση

Στο παρόν κεφάλαιο εφαρμόζεται πολυσεναριακή ανάλυση. Αντί να δώσουμε στο μοντέλο ένα σύνολο εναλλακτικών και να το αφήσουμε να επιλέξει τις καλύτερες στρατηγικές, το μοντέλο εφαρμόζει αυτές τις στρατηγικές για κάθε επίπεδο ζήτησης, και αυτές εξετάζονται με γνώμονα το συνολικό κόστος συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και τις αθροιστικές εκπομπές για τα έτη 2009-2030. Αυτό οδηγεί σε ένα μεγάλο αριθμό σεναρίων, που δεν είναι απαραίτητα άριστα [43], αντί για ένα περιορισμένο αριθμό άριστων σεναρίων. Συγκεκριμένα έχουμε: **4 διαφορετικές μελλοντικές εκδοχές:**

δηλαδή, 4 επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και

34 διαφορετικά επίπεδα τεχνολογίας – στρατηγικές

- 4 επίπεδα αιολικής ενέργειας
- 3 επίπεδα μεγάλων υδροηλεκτρικών
- 4 επίπεδα μικρών υδροηλεκτρικών
- 4 επίπεδα λιγνίτη
- 2 επίπεδα αεριοστροβίλων
- 4 επίπεδα μονάδων συνδιασμένου κύκλου
- 2 επίπεδα βιομάζας
- 3 επίπεδα φωτοβολταϊκών
- 2 επίπεδα γεωθερμίας
- 3 επίπεδα θερμικών ηλιακών
- 3 επίπεδα μονάδων άνθρακα,

που οδηγούν σε 136 σενάρια ($4 \times 34 = 136$).



Οι δύο συνιστώσες που εξετάζονται για κάθε σενάριο είναι η μελλοντική ζήτηση που εκφράζει την αβεβαιότητα και το επίπεδο της εγκατεστημένης ισχύος που εκφράζει τη στρατηγική. Ως βάση (baseline) χρησιμοποιείται το σενάριο αναφοράς, που όπως προαναφέρθηκε, περιλαμβάνει τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων από το διασυνδεδεμένο σύστημα. Η βάση,

λοιπόν, παραμένει σταθερή, και αλλάζει ουσιαστικά για κάθε τεχνολογία το επίπεδο της εγκατεστημένης ισχύος και το επίπεδο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία είναι δανεισμένα από τα σενάρια που περιγράφηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια (πορτοκαλί, πράσινο, μπλε, κόκκινο σενάριο).

Στα τέσσερα βασικά σενάρια (πορτοκαλί, πράσινο, μπλε, κόκκινο σενάριο) χρησιμοποιείται το ίδιο επίπεδο για τους πετρελαϊκούς σταθμούς και τις μονάδες ΣΗΘΥΑ οπότε δεν περιλαμβάνονται στην ανάλυση.

Στα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζεται η επίδραση των διαφορετικών επιπέδων τεχνολογιών – στρατηγικών και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο συνολικό κόστος του συστήματος και τις αθροιστικές εκπομπές CO₂ για όλο τον ορίζοντα της προβολής, σε ένα διδιάστατο χώρο κόστους – εκπομπών.

Τα σενάρια στο πρώτο σχήμα απεικονίζονται με βάση το είδος της τεχνολογίας που αλλάζει, ενώ στο δεύτερο απεικονίζονται με βάση το επίπεδο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που αλλάζει.

Τα σενάρια που βρίσκονται εντός της **μαρκαρισμένης με μπλε περιοχής** φαίνονται να έχουν χαμηλότερες εκπομπές και κόστος συστήματος. Τα σενάρια αυτά αντιστοιχούν σε χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (επίπεδο ζήτησης μπλε και κόκκινου σεναρίου). Αντιθέτως, τα σενάρια που αντιστοιχούν σε υψηλότερη ζήτηση (επίπεδο ζήτησης πράσινου και πορτοκαλί σεναρίου) φαίνεται να είναι πιο ρυπογόνα από τα υπόλοιπα (σχ.70). Γενικά παρατηρείται ότι ο συνδιασμός πιο μετριοπαθών στρατηγικών και χαμηλής ζήτησης οδηγεί σε χαμηλότερα επίπεδα κόστους και εκπομπών. Σενάρια με υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από το baseline (σενάριο αναφοράς) παρουσιάζουν χαμηλότερες περιβαλλοντικές αποδόσεις, καθώς αντιστοιχούν σε υψηλότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και αυτό αντισταθμίζει τις θετικές περιβαλλοντικές επιδράσεις από τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ σε ΑΠΕ, καθώς οδηγεί σε συνολική αύξηση των εκπομπών CO₂. Το ίδιο συμβαίνει και για άλλες τεχνολογίες, όπως τα μεγάλα υδροηλεκτρικά και τα θερμικά ηλιακά. Έτσι, τα σενάρια που βρίσκονται εντός αυτής της περιοχής αντιστοιχούν σε χαμηλότερο επίπεδο ζήτησης από αυτό του σεναρίου αναφοράς και για αυτό το λόγο, φαίνεται να αποδίδουν καλύτερα οικονομικά και περιβαλλοντικά και όχι τόσο λόγω των φιλικότερων περιβαλλοντικά τεχνολογιών.

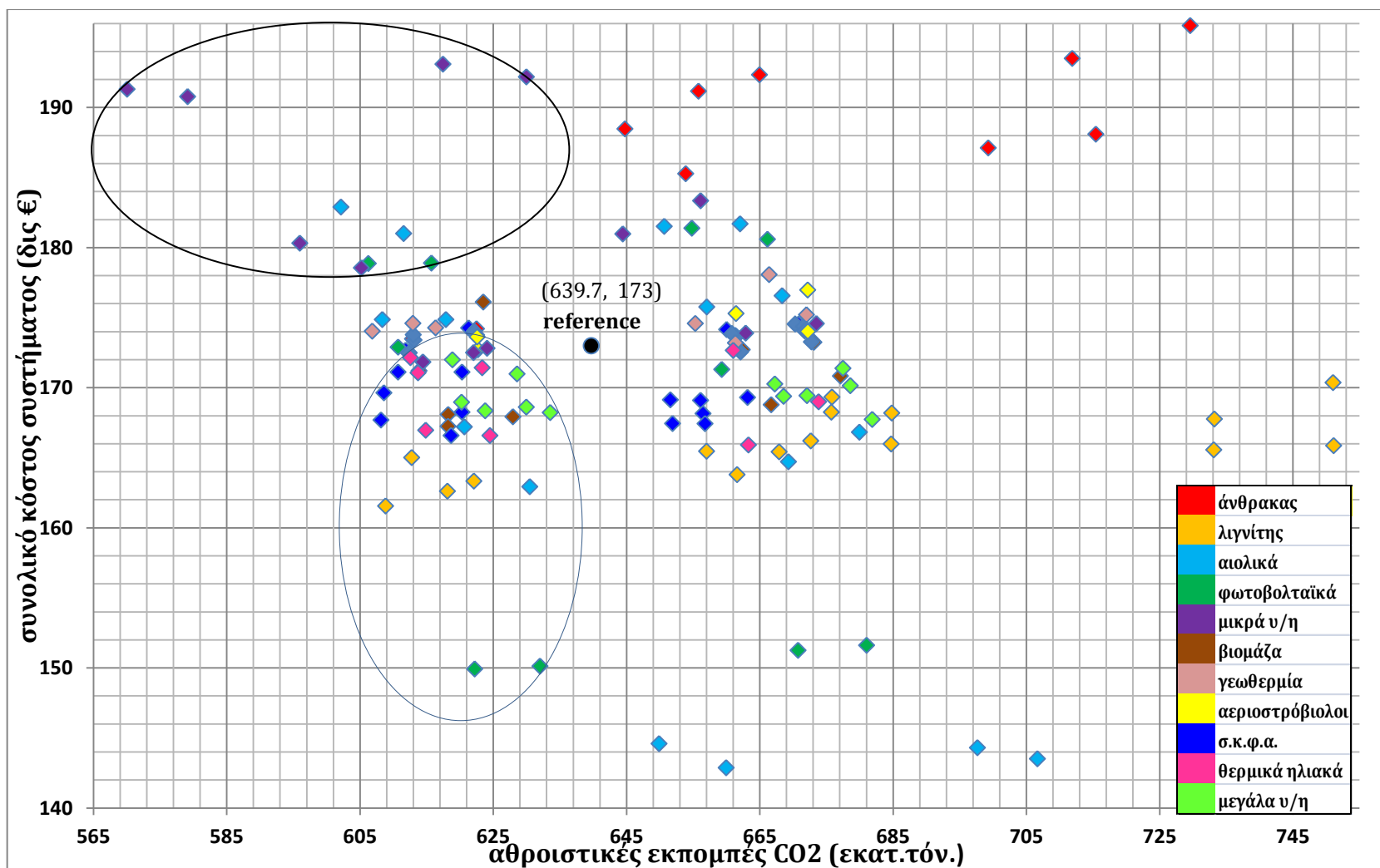
Πιο συγκεκριμένα, το σενάριο αναφοράς αντιστοιχεί σε 639,69 εκατομμύρια ισοδύναμους τόνους CO₂ και 173 δις ευρώ (639,7, 173). Μια ελαφρώς χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ λιγνίτη και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να μειώσουν τις εκπομπές έως και 4,8% και το κόστος κατά 6,6% (608,8, 161,6).

Στην **μαρκαρισμένη (με μαύρο) περιοχή**, στο χώρο υψηλού κόστους – χαμηλών εκπομπών, συγκεντρώνονται σενάρια με υψηλότερη εγκατεστημένη

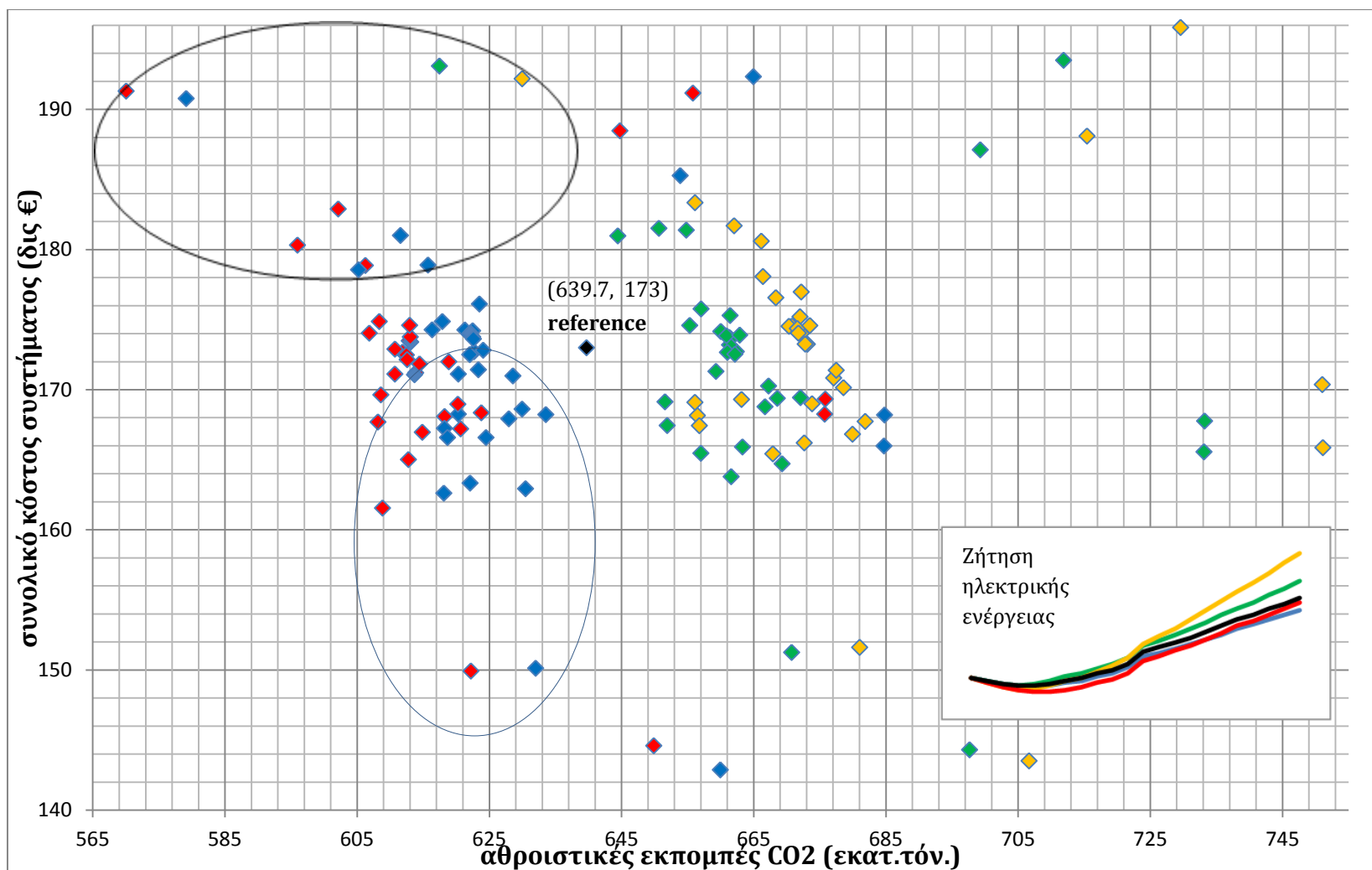
ισχύ αιολικών, μικρών υδροηλεκτρικών και φωτοβολταϊκών τα οποία οδηγούν σε μεγάλη αύξηση του συνολικού κόστους του συστήματος (έως 10,6%), αλλά και σε σημαντική μείωση των εκπομπών (έως 10,1%).

Πιο συγκεκριμένα, μεγαλύτερη χρήση μικρών υδροηλεκτρικών σε συνδιασμό με χαμηλότερη ζήτηση μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση του κόστους κατά 10,3%, αλλά παράλληλα μειώνει τις εκπομπές κατά 9,5% (579,1, 190,8). Επίσης, μία μείωση κατά 4,4% των εκπομπών μέσω αύξησης της ισχύος των αιολικών και χαμηλότερης ζήτησης, θα οδηγούσε σε αύξηση του συνολικού κόστους κατά 4,6% (611,5, 181). Ομοίως, αυξημένη ισχύς φωτοβολταϊκών και μειωμένη ζήτηση θα οδηγούσε σε μείωση των εκπομπών κατά 5,2% και αύξηση του κόστους κατά 5,9% (606,2, 178,9).

Αυτό που συμπεραίνουμε από τα παρακάτω διαγράμματα είναι ότι περισσότερη αιολική, υδροηλεκτρική και ηλιακή ενέργεια θα μειώσει σημαντικά τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, αλλά θα αυξήσει παράλληλα και το κόστος. Οι στρατηγικές που φαίνεται να μειώνουν ταυτόχρονα το κόστος και τις εκπομπές, είναι αυτές που αντιστοιχούν σε **χαμηλή ζήτηση**. Έτσι, το σημαντικό που προκύπτει από την παραπάνω ανάλυση είναι η κρίσιμη επίδραση τόσο στις εκπομπές όσο και στο κόστος του συστήματος. Αυτό τέλος, υποδεικνύει και τον καταλυτικό ρόλο που μπορεί να παίξει η διαδικασία του «Demand Side Management», δηλαδή, της διαχείρισης της κατανάλωσης ενέργειας, αλλά και της μεγιστοποίησης της αποδοτικότητας σε επίπεδο τελικής χρήσης.



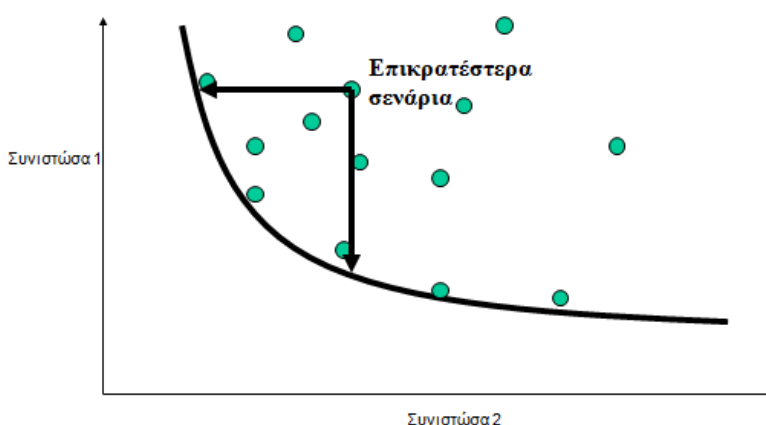
Σχήμα 69. Trade-off στρατηγικών και μελλοντικών εξελίξεων ζήτησης: επίδραση διαφορετικών τεχνολογιών.



Σχήμα 70. Trade-off στρατηγικών και μελλοντικών εξελίξεων ζήτησης: επίδραση διαφορετικής ζήτησης ηλεκτρ.ενέργειας.

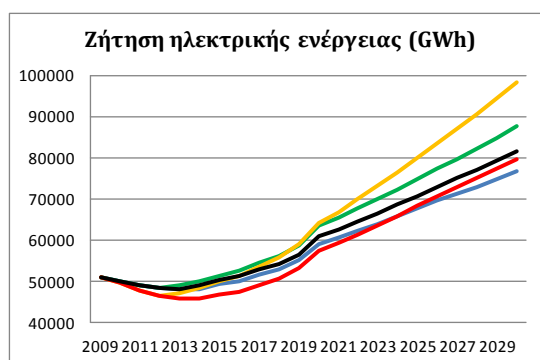
8.2. Σύνορο Trade-off (Trade-off frontier)

Ένα σενάριο μπορεί να οριστεί ως η αξιολόγηση μιας συγκεκριμένης στρατηγικής για ένα συγκεκριμένο σύνολο συνθηκών ή αβεβαιοτήτων («μέλλον»). Σκοπός είναι η αναγνώριση των δυνατών μακροπρόθεσμων σεναρίων, αυτών δηλαδή που επιγχάνουν οικονομικά σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Συγκρίνοντας την απόδοση μιας στρατηγικής μέσω δύο συνιστωσών σε ένα διάγραμμα «trade-off», οι στρατηγικές αυτές που αποδίδουν καλύτερα είναι αυτές που βρίσκονται πάνω στο σύνορο trade-off. Τα επιθυμητά σημεία στο χώρο κόστους –εκπομπών είναι αυτά που αντιστοιχούν σε χαμηλό κόστος και καλύτερη περιβαλλοντική απόδοση. Τα σενάρια που για ένα δεδομένο «μέλλον» έχουν τα χαμηλότερα κόστη και/ή τις χαμηλότερες εκπομπές βρίσκονται πάνω στο σύνορο trade-off (σχ.71). Οι συνιστώσες που έχουν επιλεγεί στην παρούσα εργασία είναι το συνολικό κόστος (προεξοφλημένο στο 2009) και οι αθροιστικές εκπομπές του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2009-2030.



Σχήμα 71. Σύνορο trade-off (trade-off frontier).

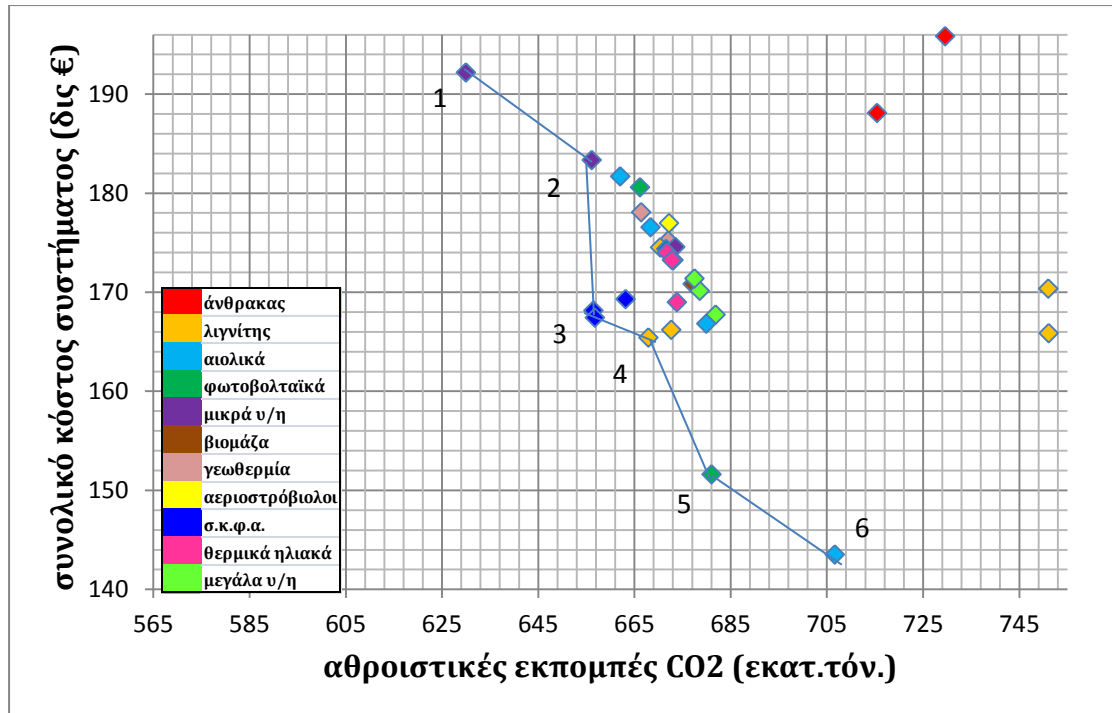
Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται όλες οι στρατηγικές που αντιστοιχούν σε ένα συγκεκριμένο «μέλλον» ή αβεβαιότητα τη φορά. Στην παρούσα εργασία έχει επιλεγεί μόνο η μελλοντική ζήτηση ως αβεβαιότητα. Χρησιμοποιείται η μελλοντική ζήτηση των τεσσάρων σεναρίων που αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.



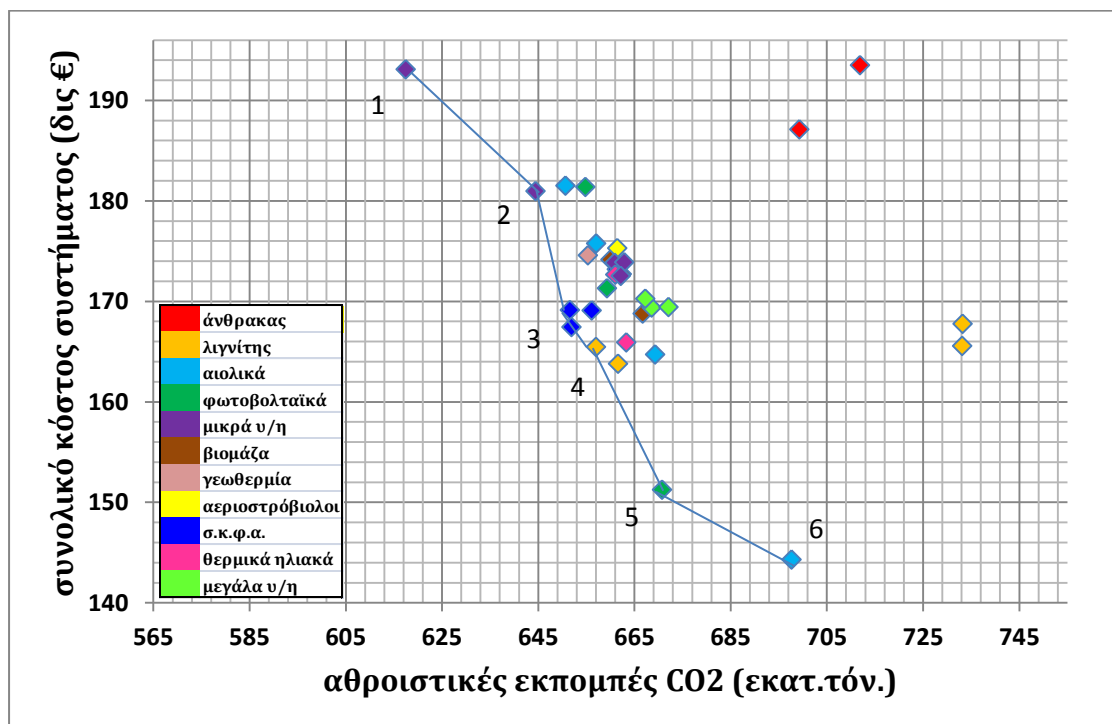
Σχήμα 72. Σεναριακή ζήτηση.

Στην ανάλυση βέβαια θα μπορούσαν να προστεθούν η μελλοντική εξέλιξη των τιμών καυσίμων, η τιμή αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών κ.ο.κ.). Επίσης, εξετάζεται μία στρατηγική τη φορά, για λόγους απλοποίησης. Σε ένα πιο

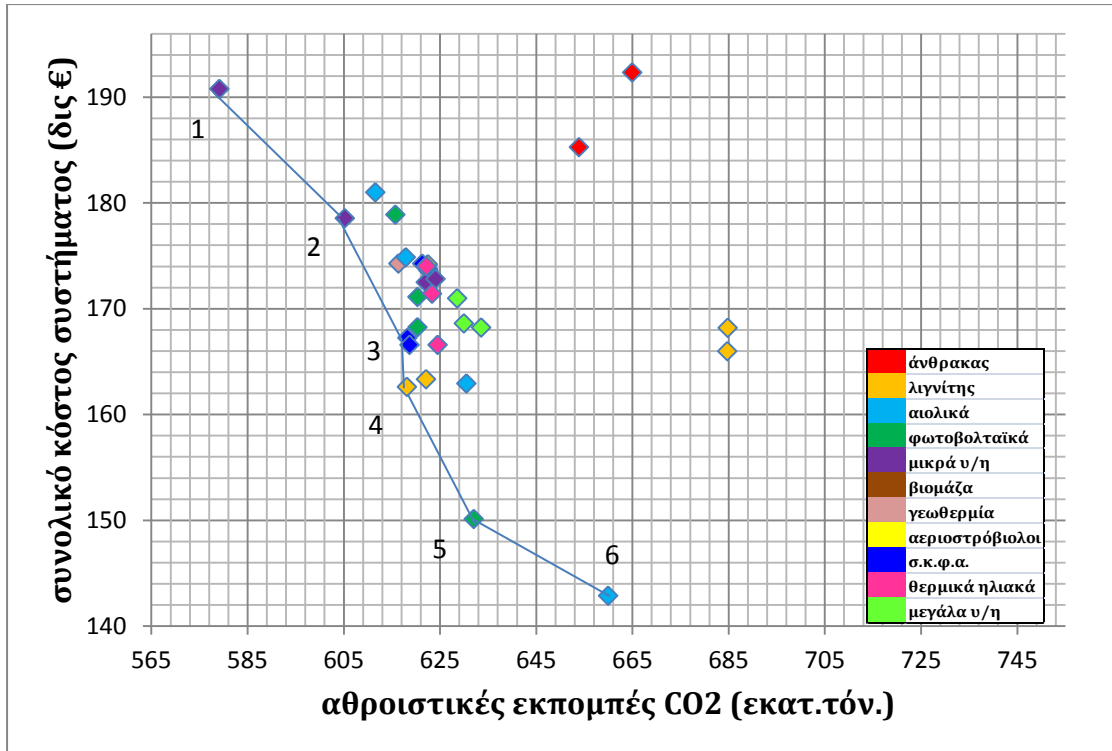
περίπλοκο παράδειγμα θα μπορούσε κάθε σενάριο να περιλαμβάνει ένα μείγμα στρατηγικών (επιλογές για ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση, τις μεταφορές, κτλ.).



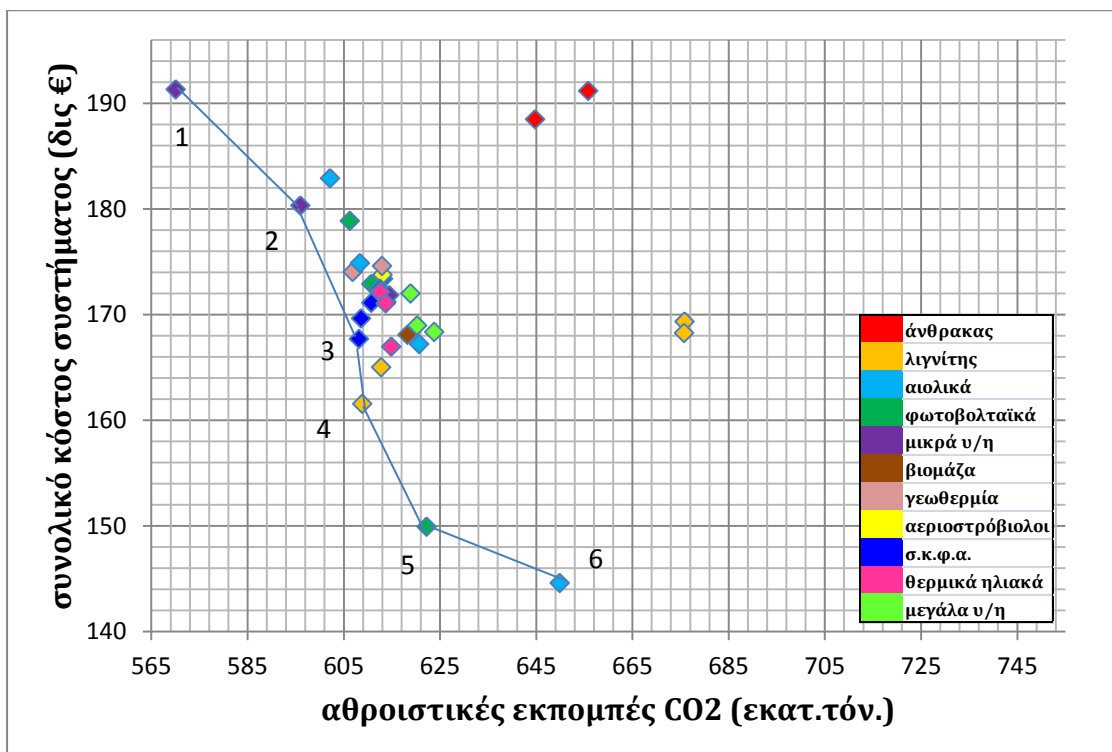
Σχήμα 73. Σύνορο Trade-off για υψηλή ζήτηση (ζήτηση πορτοκαλί σεναρίου).



Σχήμα 74. Σύνολο Trade-off για υψηλή ζήτηση (ζήτηση πράσινου σεναρίου).



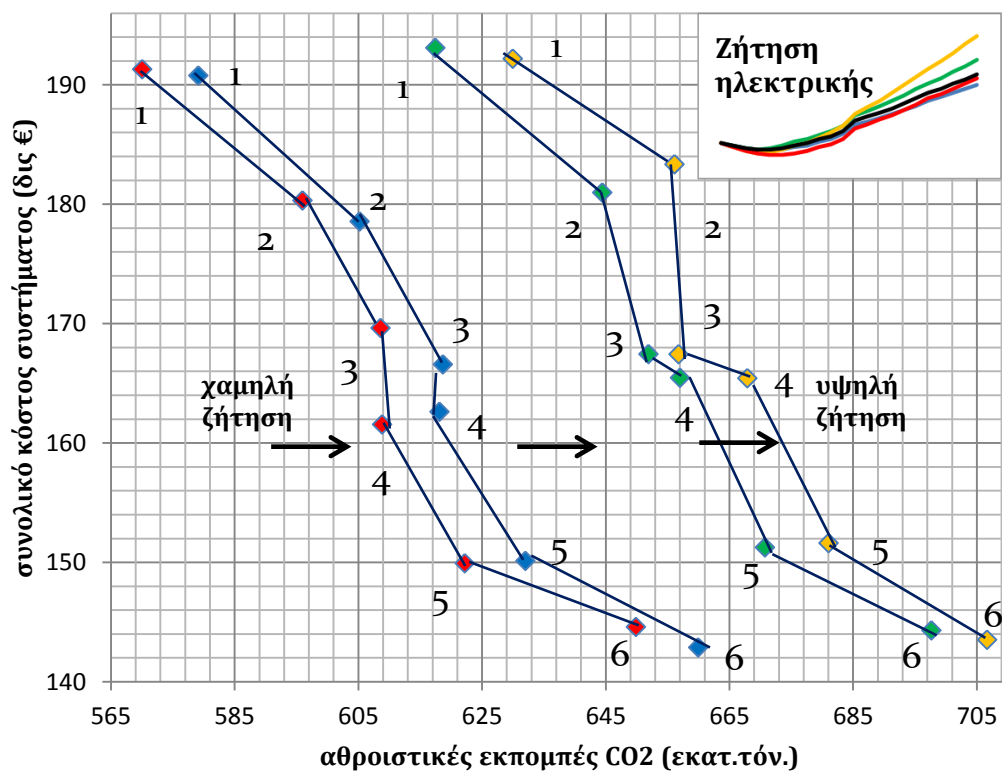
Σχήμα 75. Σύνολο Trade-off για χαμηλή ζήτηση (ζήτηση μπλε σεναρίου).



Σχήμα 76. Σύνολο Trade-off για χαμηλή ζήτηση (ζήτηση κόκκινου σεναρίου).

Από τα παραπάνω διαγράμματα συμπεραίνεται πως καθώς αυξάνεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το σύνορο trade-off μετακινείται προς τα δεξιά. Η πρώτη στρατηγική αντιστοιχεί στην πλήρη εκμετάλλευση των μικρών υδροηλεκτρικών στην Ελλάδα, με την εγκατεστημένη τους ισχύ να φτάνει τα 4.363 MW το 2030 [39]. Η δεύτερη στρατηγική αντιστοιχεί στην εκμετάλλευση του μισού δυναμικού των υδροηλεκτρικών (2.182 MW). Η στρατηγική με το νούμερο 3 ισοδυναμεί με μικρότερη εξάρτηση από τις μονάδες φυσικού αερίου συνδιασμένου κύκλου (2.636 MW λιγότερα από αυτά που προβλέπονται στο σενάριο αναφοράς του ΥΠΕΚΑ για το 2030). Η τέταρτη στρατηγική που βρίσκεται πάνω στο σύνορο αντιστοιχεί σε ελαφρώς ταχύτερη απόσυρση των λιγνιτικών μεγαβάτ από το σύστημα σε σύγκριση με το σενάριο αναφοράς. Οι στρατηγικές 5 και 6 ισοδυναμούν με 1.233 MW εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών και 5.939 MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικής ενέργειας αντίστοιχα, το έτος 2030.

Η μετατόπιση των επιλεγμένων στρατηγικών στο χώρο καθώς αυξάνεται η ζήτηση γίνεται πιο ευδιάκριτη, εάν τις τοποθετήσουμε στο ίδιο διάγραμμα. Με την αύξηση της ζήτησης οι στρατηγικές γενικά διατηρούν τη θέση τους στο σύνορο trade-off, αν και το συνολικό κόστος του συστήματος και οι εκπομπές μεταβάλλονται. Παρατηρούμε ότι με την αύξηση της ζήτησης οι εκπομπές γενικά αυξάνονται, ενώ το κόστος δε μεταβάλλεται σημαντικά.



Σχήμα 77. Επιλεγμένες στρατηγικές καθώς η ζήτηση αυξάνεται.

Κεφάλαιο 9. Συμπεράσματα- Προοπτικές

Οι τρέχουσες πολιτικές φιλοδοξούν σε μία σημαντική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ξεπερνώντας εντυπωσιακά τα σημερινά χαμηλά επίπεδα. Η οργάνωση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής εμπεριέχει οικονομικές και τεχνικές προκλήσεις, καθώς τόσο η μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα και η ενσωμάτωση των νησιών στο διασυνδεδεμένο σύστημα απαιτεί μεγάλο οικονομικό κόστος και τεχνικά ζητήματα που πρέπει να λυθούν. Συστήματα με υψηλή διείσδυση αιολικής και ηλιακής ενέργειας απαιτούν μεγάλη εφεδρεία θερμικών μονάδων ή αποθηκευτικά συστήματα.

Το πράσινο σενάριο είναι το μόνο σενάριο που επιτυγχάνει το στόχο της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή κατά 40% για το 2020. Παρόλα αυτά, σε όλα τα σενάρια σημειώνεται αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Στο σενάριο αναφοράς φτάνει το 36,1% και στο μπλε σενάριο το 33,1%. Την είσοδό τους κάνουν και τα θερμικά ηλιακά, με 255 MW στο πορτοκαλί σενάριο και 510 MW στο πράσινο σενάριο το 2030. Αξιοσημείωτη εκμετάλλευση των μικρών υδροηλεκτρικών σημειώνεται στο πράσινο σενάριο, ενώ η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών γίνεται πιο έντονη στο πράσινο (5.000 MW το 2030) και πορτοκαλί σενάριο (3.833 MW το 2030).

Σε όλα τα σενάρια ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή είναι πολύ σημαντικός, όχι τόσο με μεγάλο μερίδιο στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά κατέχοντας μεγάλο ποσοστό στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, κάτι που ωστόσο προϋποθέτει ασφάλεια εφοδιασμού. Η τόσο μεγάλη διείσδυση του φυσικού αερίου οφείλεται στο ρόλο που μπορούν να παίξουν οι μονάδες φυσικού αερίου στην κάλυψη των αναγκών εφεδρείας και την εξασφάλιση της αξιοπιστίας του συστήματος.

Σημαντικός μπορεί να αναδειχθεί και ο ρόλος της ηλεκτροκίνησης και των βιοκαυσίμων στις μεταφορές. Η ηλεκτροκίνηση εμφανίζεται μόνο στο πράσινο και πορτοκαλί σενάριο, ενώ τα βιοκαύσιμα υπάρχουν σε όλα τα σενάρια, και φτάνουν τα 1,35 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2030 στο πράσινο σενάριο. Απαραίτητη όμως για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης κρίνεται η δημιουργία δικτύων για την επαναφόρτιση των συσσωρευτών και η θέσπιση κινήτρων για την ηλεκτροκίνηση στις πόλεις. Ομοίως, και το μερίδιο των βιοκαυσίμων στις μεταφορές, ιδίως σε τομείς που δεν μπορεί να εφαρμοσθεί εξηλεκτρισμός, πρέπει να αυξηθεί.

Η μείωση των εκπομπών που παρουσιάζουν όλα τα σενάρια τα επόμενα έτη οφείλεται στην τρέχουσα ύφεση, η οποία θεωρείται ότι προκαλεί μείωση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η ανθρακική ένταση του ρυπογόνου ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος να μειώνεται περίπου στο μισό, στο πράσινο και το μπλε σενάριο. Το πιο φιλικό περιβαλλοντικά όμως σενάριο είναι και το πιο ακριβό, καθώς μόνο το κόστος επένδυσης του συστήματος φτάνει τα 69,73 δις € το 2020 και τα 162,22 δις € το 2030. Οι καθαρές μορφές ενέργειας πλεονεκτούν σε σύγκριση με τις συμβατικές λόγω των χαμηλών λειτουργικών εξόδων, δεν παύουν όμως να αποτελούν επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου. Έτσι, αναδεικνύεται ως σημαντικό ζήτημα ο τρόπος χρηματοδότησης αυτών των επενδύσεων, αλλά και των εφεδρικών και αποθηκευτικών συστημάτων, καθώς και των ενεργειακών υποδομών. Οι δαπάνες για αγορά δικαιωμάτων εκπομπών, που δεν περιλαμβάνονται στην ανάλυση, θα οδηγούσαν σε ανοδικότερα επίπεδα το συνολικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής και της ενέργειας γενικότερα.

Ο ρόλος του λιγνίτη ως βασικό καύσιμο στην ηλεκτροπαραγωγή, όπως επίσης και το μεγάλο μερίδιο του πετρελαίου στις μεταφορές, δεν μπορούν να συνεχιστούν. Η αναδιάρθρωση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος θα επιφέρει περιβαλλοντικά οφέλη, θα μειώσει την εξάρτηση της χώρας από τα ορυκτά καύσιμα και τις εισαγωγές ενέργειας, και θα προσφέρει ασφάλεια εφοδιασμού. Μακροπρόθεσμα, και εφόσον πραγματοποιηθεί σε παγκόσμιο επίπεδο, η αναδιάρθρωση του ενεργειακού συστήματος θα συντελέσει στον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής, της οποίας το κόστος σύμφωνα με τη μελέτη Stern [45], θα είναι μεγαλύτερο από αυτό της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Η τρέχουσα ενεργειακή πολιτική στοχεύει προς την απεξάρτηση του ενεργειακού συστήματος από τις εκπομπές του CO₂, και περιλαμβάνει φιλόδοξα σχέδια όπως:

- Η επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί για το 2020 για τη δραστική μείωση των εκπομπών CO₂ και είναι υποχρεωτικοί στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας.
- Η διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα. Η διασύνδεση των νησιών θα οδηγήσει στην απεξάρτηση της ηλεκτροπαραγωγής από το πετρέλαιο, στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των νησιών και στην ώθηση της ανάπτυξης των ΑΠΕ.
- Δράσεις εξοικονόμησης ενέργειας σε όλους τους τομείς, στα κτίρια και τις οικίες, κ.ο.κ. Παράλληλα με τις δράσεις που έχουν θεσπιστεί, θα πρέπει να γίνει κοινή πρακτική η εξοικονόμηση ενέργειας, η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, αλλά και η αποκεντρωμένη εφαρμογή των ΑΠΕ σε κτίρια και οικίες.

Δεδομένης της τρέχουσας οικονομικής ύφεσης, η ανάληψη επενδύσεων από κρατικές επιχειρήσεις δυσχεραίνεται. Απαιτείται λοιπόν προσέλκυση ιδιωτικών κεφαλαίων, προώθηση των συνεργασιών δημόσιου και ιδιωτικού τομέα και θέσπιση κινήτρων για τα έργα ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, για τα έργα των διασυνδέσεων, λόγω του πολύ υψηλού τους κόστους, αλλά και για συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μεγάλη όμως διείδυση των ΑΠΕ που επιδιώκεται με την τρέχουσα ενεργειακή πολιτική θα κινητοποιήσει σημαντικό ύψος κεφαλαίων, γεγονός που θα επηρεάσει θετικά την απασχόληση και την οικονομική δραστηριότητα γενικότερα. Επιπλέον, πέρα από την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών και των απρόβλεπτων συνεπειών τους, θα συνεισφέρει και στη μείωση των εισαγωγών ενέργειας και στην εδραίωση της ασφάλειας παροχής ενέργειας. Οι επενδύσεις στις ΑΠΕ αποφέρουν επίσης σημαντικά οφέλη για τις τοπικές κοινωνίες μέσω των ανταποδοτικών τελών. Ιδιαίτερα σήμερα που βιώνουμε μία δυσμενή οικονομική κατάσταση, η προώθηση των επενδύσεων σε καθαρές μορφές ενέργειας μπορεί να δημιουργήσει μια πιο αισιόδοξη προοπτική τόσο για το περιβάλλον, όσο και για την οικονομία. Με το ιδιαίτερα αξιόλογο δυναμικό ΑΠΕ που διαθέτει η Ελλάδα, βρίσκεται στις πρώτες θέσεις των χωρών που μπορούν να παράγουν ενέργεια από φιλικότερες προς το περιβάλλον πηγές. Αυτό που χρειάζεται είναι η αξιοποίηση του εγχώριου φυσικού πλούτου και ο προσανατολισμός της οικονομίας προς τις επενδύσεις αυτές.

Αναφορές

1. Βρεττός Ε., Τσικαλάκης Α., Παπαθανασίου Σ., «Υβριδικά συστήματα πολύ υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ σε μικρά νησιωτικά δίκτυα».
2. Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), www.dei.gr.
3. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., www.desmie.gr
4. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Περιόδου 2008-2012, Ιούλιος 2008.
5. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μελέτη διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο ηπειρωτικό σύστημα, Φάση Α', Γενικός Σχεδιασμός, 2010.
6. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προσωπική επικοινωνία με τον κο Δημήτριο Φούρλαρη, Ιούνιος 2011.
7. Ελληνική Στατιστική Αρχή (ΕΛ.ΣΤΑΤ.), www.statistics.gr.
8. Ίδρυμα Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών, «Μακροχρόνιες ενεργειακές προοπτικές: Οι προκλήσεις για τον ενεργειακό τομέα στην Ελλάδα με ορίζοντα το 2050», Ιούνιος 2011.
9. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, «Επιλέξιμες κατηγορίες προϊόντων και κριτήρια επιλογής για δημόσιες προμήθειες ενεργειακά αποδοτικών προϊόντων».
10. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, www.cres.gr.
11. Κέντρο Προγραμματισμού και Οικονομικών Ερευνών, «Οικονομικές εξελίξεις», Μάιος 2010.
12. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός της Ελλάδος για την περίοδο 2001-2010», Ιανουάριος 2003.
13. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Ανάλυση επιλογών για τον επανασχεδιασμό της τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται με ΣΗΘΥΑ από μονάδες με εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ έως 35 MW, Φεβρουάριος 2008.
14. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Προσωπική επικοινωνία με τον κο Διονύση Παπαχρήστου, Απρίλιος 2011.
15. Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής, «Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός», Έκθεση 2009, Ιούλιος 2009.
16. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, Καβουρίδης Κ., «Λιγνίτης και φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή της χώρας», Αθήνα, 9-10 Ιουνίου, 2005.
17. Υπουργείο Ανάπτυξης – Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης, στα πλαίσια της Οδηγίας 2006/32/ΕΚ, Ιούνιος 2008.

18. Υπουργείο Ανάπτυξης, «Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα», Φεβρουάριος 2009.
19. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, 2^ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης 2008-2016, στο πλαίσιο της Οδηγίας 2006/32/ΕΚ, Σεπτέμβριος 2011.
20. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, 5^η Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διεύθυνσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010, Σεπτέμβριος 2009.
21. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Resubmission of information under article 3(2) of the decision 280/2004/EC related to: “National policies and measures and GHG emissions projections”, Μάιος 2009.
22. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Εθνικές απογραφές εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ετών 2005-2009.
23. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια (ΕΠΣΕ), <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh>
24. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Επιτροπή 20-20-20, «Ανάλυση Ενεργειακών Σεναρίων διεύθυνσης των τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα και Επίτευξης των Εθνικών Στόχων του 2020 με χρήση των μοντέλων MARKAL, ENPEP, WASP, COST», Ιούλιος 2010.
25. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Ετήσια Έκθεση της Υπηρεσίας ΑΠΕ - Έτος 2010, Φεβρουάριος 2011.
26. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Προσωπική επικοινωνία με τον κο Γεώργιο Στάμψη, Ιούνιος 2011.
27. Böhringer C., Rutherford T.F., «Combining Top-Down and Bottom-up in Energy Policy Analysis: A Decomposition Approach», Centre for European Economic Research.
28. Dagoumas A.S, Kalaitzakis E., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., «A post-Kyoto analysis of the Greek electric sector», Energy Policy, 2007.
29. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable energy sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
30. Earth System Research Laboratory, <http://www.esrl.noaa.gov/>.
31. Europe’s Energy portal, www.energy.eu.
32. European Commission, EU Energy and Transport in figures, 2010.
33. Eurostat, Panorama of energy, 2009.
34. Georgiou P., Mavrotas G., Diakoulaki D., «The effect of islands’ interconnection to the mainland system on the development of renewable energy sources in the Greek power sector», Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011.

35. Greenpeace, «Το τέλος του λιγνίτη και το πέρασμα σε μια νέα ενεργειακή εποχή», Οκτώβριος 2006.
36. International Energy Agency, «Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future», 2003.
37. International Energy Agency, World Energy Outlook, 2009.
38. International Energy Agency, www.iea.org.
39. Kalampalikas N., Pilavachi P., «A model for the development of a power production system in Greece, Part I: Where RES do not meet EU targets», Energy Policy, 2010.
40. Papadopoulos A.M., Karteris M.M., «An assessment of the Greek incentives scheme for photovoltaics», Energy Policy, 2009.
41. Ruoss F., Key factors affecting the deployment of electricity generation technologies in energy technology scenarios, Master thesis, Φεβρουάριος 2009.
42. Salta M., Polatidis H., Haralambopoulos D., «Applied Energy, Industrial combined heat and power (CHP) planning: Development of a methodology and application in Greece», 2011.
43. SINTEF Energy Research, Transition to Sustainable Energy Services in Northern Europe (TRANSES), Φεβρουάριος 2007.
44. SINTEF Energy Research, Setup of SUSPLAN scenarios: Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure “SUSPLAN”, Απρίλιος 2009.
45. Stern N., «Stern review: The Economics of Climate Change», Οκτώβριος 2006.
46. Stockholm Environment Institute, US – center, LEAP User Guide, Φεβρουάριος 2010 (www.energycommunity.org).
47. The Oil Drum, www.theoil Drum.com.
48. U.S. Energy Information Agency, <http://www.eia.gov/>.
49. United Nations Framework Convention on Climate Change, <http://unfccc.int/2860.php>.
50. www.energia.gr.