



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ

ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΣΠΟΥΔΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ
ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΗ: ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Μελέτη του Ελληνικού Ηλεκτρικού Ενεργειακού Συστήματος

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Π. ΜΙΤΖΕΛΟΣ

Επιβλέπων: Βασίλειος Δ. Δεδούσης

Καθηγητής Παν. Πειραιώς

Πειραιάς, Ιούλιος 2016

.....
ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Π. ΜΙΤΖΕΛΟΣ
Πτυχιούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός Τ.Ε.

Copyright © Δημήτριος Π. Μιτζέλος, 2016
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. Allrightsreserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης σε ερευνητικό περιοδικό ή πρακτικά συνεδρίου, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Η εργασία αυτή είναι πρωτότυπη και εκπονήθηκε αποκλειστικά και μόνο για την απόκτηση του συγκεκριμένου μεταπτυχιακού τίτλου. Τα πνευματικά δικαιώματα της συγκεκριμένης εργασίας ανήκουν στον μεταπτυχιακό φοιτητή και στον επιβλέποντα καθηγητή του.

Πρόλογος – Ευχαριστίες

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική Εργασία μου στα πλαίσια των μεταπτυχιακών μου σπουδών στο τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας στην κατεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας και Περιβάλλοντος του Πανεπιστημίου Πειραιώς

Αντικείμενο της εργασίας είναι η μελέτη του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας, η καταγραφή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και η μελέτη των σεναρίων σχετικά με την ζήτηση της ενέργειας την επόμενη πενταετία στη χώρα μας.

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2015 - 2016 υπό την επίβλεψη του κ. Βασιλείου Δ. Δεδούση, Καθηγητή του Τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Το μεγαλύτερο ευχαριστώ το οφείλω στη οικογένειά μου που με στήριξε και με στηρίζει όλα αυτά τα χρόνια.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την Υποψήφια Διδάκτωρ Αγγελική Σαγάνη για τη χρήσιμη βοήθεια της στην εκπόνηση της παρούσας εργασίας. Η συνεργασία μου μαζί της ήταν άψογη και με βοήθησε στον τρόπο σκέψης, συμπεριφοράς και λήψης αποφάσεων στα διάφορα ζητήματα που είχαμε να αντιμετωπίσουμε.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους φίλους και συμφοιτητές μου.

Πειραιάς, Ιούλιος 2016

Περίληψη

Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα κατατάσσεται σε δύο μεγάλες κατηγορίες ανάλογα με το είδος των πηγών ενέργειας που χρησιμοποιούνται: (i) Ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα, όπου χρησιμοποιούνται ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια, τα οποία έχουν σχηματιστεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους και βρίσκονται αποθηκευμένα στο υπέδαφος, σε μικρότερα ή μεγαλύτερα βάθη, σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες, (ii) Ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες περιλαμβάνουν κυρίως την ηλιακή και την αιολική ενέργεια. Στην περίπτωση αυτή, η περιοδικότητα και η στοχαστικότητα των εκμεταλλευόμενων φαινομένων παίζει σημαντικό ρόλο στις συνιστώσες της παραγωγής. Ειδικότερα, με βάση το καύσιμο που χρησιμοποιείται κατά την παραγωγή υπάρχουν: (i) Θερμικοί σταθμοί, όπου η ενέργεια αποδίδεται από την ύλη (στερεή, υγρή ή αέρια) που χρησιμοποιείται για την καύση - π.χ. λιγνίτης, τύρφη, λιθάνθρακες, φυσικό αέριο, ντίζελ, μαζούτ κ.λπ., (ii) Υδροηλεκτρικοί σταθμοί, όπου η ενέργεια αποδίδεται από τη δυναμική ενέργεια του νερού, η οποία μετατρέπεται σε κινητική μέσω της υδατόπτωσης, και (iii) σταθμοί ΑΠΕ, οι οποίοι περιλαμβάνουν αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκούς σταθμούς και μονάδες βιοαερίου. Σε όλα τα παραπάνω ζητήματα επικεντρώνεται η παρούσα διπλωματική εργασία. Αρχικά, γίνεται μια ιστορική αναφορά στην εξέλιξη του ελληνικού ηλεκτρικού ενεργειακού συστήματος, και μια εκτενής περιγραφή του. Στη συνέχεια, περιγράφεται το ενεργειακό πρόβλημα της χώρας και οι τρόποι αντιμετώπισής του. Ακολουθεί αναλυτική περιγραφή των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, και απαριθμούνται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους. Επιπρόσθετα, καταγράφονται όλες οι υφιστάμενες συμβατικές μονάδες και μονάδες ΑΠΕ τόσο για το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα όσο και για τα μη διασυνδεδεμένα/αυτόνομα ελληνικά νησιά, καθώς και οι προβλεπόμενες εντάξεις και αποσύρσεις αυτών μέχρι το 2020. Τέλος, παρουσιάζονται οι προβλέψεις ζήτησης ενέργειας και φορτίου του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) για το χρονικό ορίζοντα 2016-2020 στην Ελλάδα. Παράλληλα, γίνεται αναφορά στην επάρκεια του συστήματος με χρήση ντετερμινιστικών και στοχαστικών μεθόδων για την περίοδο 2016-2020.

Λέξεις-Κλειδιά: Συμβατικές Μορφές Ενέργειας, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αιχμή Φορτίου, Ηλεκτροπαραγωγή, Συμπαράγωγή.

Abstract

Electricity generation in Greece is classified into two major categories according to the type of the energy sources used: (i) Electricity production from fossil fuels, where mineral solids, liquids or gases are used. The latter have been formed in earlier geological periods and stored underground, in smaller or greater depths, in a finite, non-renewable quantity. (ii) Electricity production from Renewable Energy Sources (RES), which mainly include solar and wind energy. In this case, the periodicity and the thoughtfulness of intermittent renewable resources may play an important role in energy production. More specifically, based on the fuel used in electricity production, there are (i) Thermal plants, where energy is attributed to the material used (solid, liquid or gaseous) for combustion - e.g. lignite, peat, coal, natural gas, diesel, fuel oil, etc., (ii) Hydro power plants, where energy is attributed to the potential energy of water, which is converted into kinetic energy during waterfall, (iii) RES technologies, which encompass wind farms, photovoltaic plants and biomass/biogas plants. The present diploma thesis is focused on all the above-mentioned issues in detail. Firstly, a comprehensive description of the Greek electricity system is presented. The energy problem in Greece and potential ways of treatment, are also demonstrated. Subsequently, electricity generation power plants in the country, as well as their advantages and disadvantages, are described. Moreover, existing conventional and renewable energy power plants, both in the interconnected grid system and the isolated/autonomous islands, are presented. Planned accessions and withdrawals by 2020 are also presented and discussed. Finally, energy demand and peak load forecasts of the Independent Power Transmission Operator (ADMIE) are demonstrated for the time horizon 2016-2020. Electricity system adequacy is also investigated employing deterministic and stochastic methods for the time horizon 2016-2020.

Keywords: Conventional Energy Sources, Renewable Energy, Electricity Demand Peak Load, Electricity generation, Cogeneration

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Λίστα Πινάκων	ix
Λίστα Σχημάτων.....	xi
Γλωσσάριο.....	xiii
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1:ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	1
1.1 Ιστορική Αναδρομή.....	1
1.2 Περιγραφή του Υφιστάμενου Συστήματος	2
1.3 Το Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας	5
1.4 Το Ενεργειακό Πρόβλημα και η Αντιμετώπισή του	8
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2:ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	10
2.1 Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής.....	10
2.1.1 Συμβατικά Καύσιμα	10
2.1.1.1 Λιγνίτης	10
2.1.1.2 Πετρέλαιο	12
2.1.1.3 Φυσικό Αέριο	12
2.1.2 Υφιστάμενη Κατάσταση Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής στην Ελλάδα.....	13
2.1.2.1 Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	13
2.1.2.2 Στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	16
2.1.2.3 Αποσύρσεις Συμβατικών Σταθμών	17
2.1.3 Μέθοδοι Παραγωγής Η.Ε. με χρήση Συμβατικών Ορυκτών Καυσίμων.....	17
2.1.3.1 Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί.....	17
2.1.3.2 Αεριοστρόβιλοι Ανοιχτού Κύκλου.....	18
2.1.3.3 Συνδυασμένος Κύκλος	19
2.1.4 Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις από την χρήση Συμβατικών Καυσίμων	21
2.2 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί.....	23
2.2.1 Ιστορική Αναδρομή.....	23
2.2.2 Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα.....	23
2.2.3 Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές μονάδες στο διασυνδεδεμένο σύστημα.....	24
2.3 Εναλλακτικοί Σταθμοί Παραγωγής – ΑΠΕ.....	25

2.3.1	Ιστορική Αναδρομή.....	25
2.3.2	Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα ΑΠΕ.....	26
2.3.3	Θεσμικό Πλαίσιο για ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	27
2.3.4	Εθνικοί Στόχοι – Μέτρα Πολιτικής.....	28
2.3.5	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα	29
2.3.5.1	Αιολική Ενέργεια	29
2.3.5.2	Ηλιακή Ενέργεια	31
2.3.5.3	Μικρά Υδροηλεκτρικά	32
2.3.5.4	Βιομάζα –Βιοαέριο.....	34
2.3.6	Υφιστάμενη Κατάσταση Σταθμών ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	38
2.3.6.1	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	38
2.3.6.2	Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	39
2.3.7	Προβλεπόμενη εξέλιξη ΑΠΕ.....	40
2.4	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας.....	41
2.4.1	Ιστορική Αναδρομή της Συμπαραγωγής στην Ελλάδα	41
2.4.2	Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα ΣΗΘ.....	42
2.4.3	Το θεσμικό πλαίσιο για την συμπαραγωγή στην Ελλάδα	43
2.4.4	Υφιστάμενες Μονάδες Συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής αποδοτικότητας στην Ελλάδα	46
2.4.5	Δυνατότητες διείσδυσης της Συμπαραγωγής στην Ελλάδα	47
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3:ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΘΑΡΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΙΧΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ.....		49
3.1	Ιστορικά Στοιχεία	49
3.1.1	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	49
3.2	Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας και Αιχμής Φορτίου για την Περίοδο 2016 – 2020.....	52
3.2.1	Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας.....	52
3.2.2	Προβλέψεις Αιχμής Φορτίου.....	53
3.2	Ντετερμινιστική Μελέτη Επάρκεια.....	55
3.3.1	Σενάρια που Εξετάζονται	55
3.3.1.1	Χρονικά Σημεία Αναφοράς	55
3.3.1.2	Φορτίο για κάθε Σημείο Αναφοράς.....	56
3.3.1.3	Καθαρή Ισχύς.....	57
3.3.1.4	Μη Διαθέσιμη Ισχύς.....	57
3.3.1.5	Ικανότητα Μεταφοράς Διασυνδέσεων	58
3.3.2	Αποτελέσματα	58
3.3.2.1	Κύρια Σενάρια	58

3.3.2.2 Επίδραση απόσυρσης επιπλέον μονάδων κατά το 2016	60
3.3.2.3 Επίδραση εναλλακτικών σεναρίων απόσυρσης Μονάδων κατά το 2020	62
3.4 Στοχαστική Μελέτη Επάρκειας.....	65
3.4.1 Σενάρια που Εξετάζονται	65
3.4.1.1 Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής.....	65
3.4.1.2 Εξέλιξη Φορτίου.....	65
3.4.1.3 Διείσδυση ΑΠΕ	65
3.4.1.3 Παραγωγή Υδροηλεκτρικών	66
3.4.1.4 Διαθεσιμότητα Διασυνδέσεων.....	66
3.4.2 Αποτελέσματα	67
3.4.2.1 Κύρια Σενάρια	67
3.4.2.2 Επίδραση απόσυρσης επιπλέον μονάδων κατά το 2016	67
3.4.2.3 Επίδραση εναλλακτικών σεναρίων απόσυρσης μονάδων κατά το 2020	68
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	70
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	75
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	78
A. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ...	78
B. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΑΠΕ ΣΤΟ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ.....	79

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1.1 Συνολικά Μήκη Γ.Μ. του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ Δεκέμβριος).....	3
Πίνακας 1.2: Συμμετοχή των καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας.....	6
Πίνακας 2.1: Υφιστάμενες Λιγνιτικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016).....	14
Πίνακας 2.2: Υφιστάμενες Πετρελαϊκές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016 2016).....	15
Πίνακας 2.3: Υφιστάμενες Μονάδες Φυσικού Αερίου Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016).....	15
Πίνακας 2.4: Νέες Μονάδες Φυσικού Αερίου Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016).....	16
Πίνακας 2.5: Υφιστάμενες Πετρελαϊκές Μονάδες Παραγωγής στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα(Μάιος 2016).....	16
Πίνακας 2.6: Θερμικές μονάδες που αποσύρονται μέχρι το 2020(Φεβρουάριος 2016).....	17
Πίνακας 2.7: Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση ορυκτών καυσίμων (gr/KWh) ³	22
Πίνακας 2.8: Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016)	24
Πίνακας 2.9: Νέες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής (Μάιος 2016).....	24
Πίνακας 2.10: Ισχύς των Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) ανά είδος και ως προς το στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2015).....	25
Πίνακας 2.11: Υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Μάιος 2016).....	39
Πίνακας 2.12: Υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ στο ΜΔΣ Σύστημα (Μάιος 2016).....	40
Πίνακας 2.13: Προβλεπόμενη Ανάπτυξη ΑΠΕ.....	40
Πίνακας 2.14: Προβλέψεις ΑΠΕ στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	41
Πίνακας 2.15: Εγκαταστάσεις ΣΗΘ στην Ελλάδα μέχρι το 1991.....	42
Πίνακας 3.1: Εξέλιξη της Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ την περίοδο 2005 – 2015.....	51
Πίνακας 3.2: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο ΕΣΜΗΕ.....	51

Πίνακας 3.3: Σενάρια ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ (2016-2020).....	53
Πίνακας 3.4: Σενάρια εξέλιξης ΑΕΠ.....	53
Πίνακας 3.5: Πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου στο Σύστημα (μεσημβρινή αιχμή χωρίς να ληφθεί υπόψη η διεσπαρμένη παραγωγή).....	54
Πίνακας 3.6: Πρόβλεψη βραδινής θερινής αιχμής φορτίου στο Σύστημα.....	55
Πίνακας 3.7: Υποθέσεις Φορτίου για κάθε Σημείο Αναφοράς.....	56
Πίνακας 3.8: Σενάρια Εξέλιξης Καθαρής Ισχύος.....	57
Πίνακας 3.9: Συνοπτικά αποτελέσματα για την περίοδο 2016 – 2020.....	59
Πίνακας 3.10: Συνοπτικά αποτελέσματα για το έτος 2016.....	61
Πίνακας 3.11: Συνοπτικά αποτελέσματα για το έτος 2020.....	63
Πίνακας 3.12: Υποθέσεις Εξέλιξης της Ζήτησης.....	65
Πίνακας 3.13: Παραγωγή Υ/Η την τελευταία δεκαετία στην Ελλάδα.....	66
Πίνακας 3.14: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2013 – 2020.....	67
Πίνακας 3.15: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2016.....	68
Πίνακας 3.16: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2020.....	69

Λίστα Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Εκτίμηση Παραγωγής και Ισοζύγιο Διασυνδέσεων.....	6
Σχήμα 1.2: Το Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας.....	7
Σχήμα 1.3: Σταθμοί της ΔΕΗ στην Ελλάδα.....	7
Σχήμα 2.1: Γεωγραφική θέση κοιτασμάτων λιγνίτη στην Ελλάδα.....	11
Σχήμα 2.2: Παραγωγή, εισαγωγή και κατανάλωση πετρελαίου στην Ευρώπη μέχρι το 2030.....	12
Σχήμα 2.3: Παραγωγή, εισαγωγή και κατανάλωση ΦΑ στην Ευρώπη μέχρι το 2030.....	14
Σχήμα 2.4 Σχηματική Διάταξη Ατμοηλεκτρικού Σταθμού.....	18
Σχήμα 2.5: Σύστημα Αεριοστρόβιλου Ανοιχτού Κύκλου.....	19
Σχήμα 2.6: Σύστημα συνδυασμένου κύκλου.....	20
Σχήμα 2.7: Αιολικό Δυναμικό της Ελλάδας.....	30
Σχήμα 2.8: Εξέλιξη Αιολικής Ενέργειας.....	30
Σχήμα 2.9: Ηλιακό Δυναμικό της Ελλάδας.....	31
Σχήμα 2.10: Διάγραμμα μετατροπής ενέργειας των ΜΥΗΕ.....	33
Σχήμα 2.11: Κατανομή ΜΥΗΕ ανά στάδιο υλοποίησης και μέση βροχόπτωση στην ελληνική επικράτεια.....	33
Σχήμα 2.12: Η συμμετοχή της βιομάζας (%) στην παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας.....	34
Σχήμα 2.13: Σενάρια συμμετοχής των διαφόρων τύπων βιομάζας μέχρι το 2020.....	35
Σχήμα 2.14: Συμμετοχή των διαφόρων τύπων βιομάζας στο ενεργειακό ισοζύγιο.....	35
Σχήμα 2.15: Σχηματική απεικόνιση παραγωγής βιοαερίου.....	36
Σχήμα 2.16: Γεωγραφική κατανομή μονάδων ΣΗΘΥΑ στο ΕΔΣ (Ιούνιος 2016).....	47
Σχήμα 3.1: Εξέλιξη της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά τηνπερίοδο 2000 – 2015.....	49
Σχήμα 3.2: Εξέλιξη του Δείκτη RC – ARM κατά την περίοδο 2016 – 2020.....	59

Σχήμα 3.3: Εξέλιξη του Δείκτη RC – ARM κατά την περίοδο 2016 – 2020.....	60
Σχήμα 3.4: Επίδραση της απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδα 4 στον δείκτη RC-ARM για το 2016 (Βασικό Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής).....	61
Σχήμα 3.5: Επίδραση της απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδα 4 στον δείκτη RC-ARM για το 2016 (Αισιόδοξο Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής).....	62
Σχήμα 3.6: Δείκτης RC – ARM για τα εναλλακτικά σενάρια απόσυρσης μονάδων το 2020 (Βασικό Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής).....	64
Σχήμα 3.7: Δείκτης RC – ARM για τα εναλλακτικά σενάρια απόσυρσης μονάδων το 2020 (Αισιόδοξο Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής).....	64
Σχήμα 3.8: LOLE (ώρες / έτος) Συστήματος Παραγωγής Η/Ε το έτος 2016.....	68
Σχήμα 3.9: LOLE (ώρες / έτος) Συστήματος Παραγωγής Η/Ε το έτος 2020.....	69
Σχήμα 4.1: Κατανομή Ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	70
Σχήμα 4.2: Παραγωγή ανά καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	71
Σχήμα 4.3: Κατανομή ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	71
Σχήμα 4.4: Γεωγραφική κατανομή ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	72
Σχήμα 4.5: Κατανομή Ισχύος στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	72
Σχήμα 4.6: Γεωγραφική κατανομή της θερμικής ισχύος και ΑΠΕ στα ΜΔΝ.....	73

Γλωσσάριο

CHP	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
CO	Μονοξείδιο του άνθρακα
CO₂	Διοξείδιο του άνθρακα
kcal/kg	Θερμογόνος Δύναμη
m	Μήκος
LOE	Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου
RAC	Αξιόπιστα Διαθέσιμη Ισχύς
RC	Διαθέσιμη Ισχύς
ARM	Περιθώριο Εφεδρείας
SO₂	Διοξείδιο του θείου
V	Όγκος
V	Τάση
W	Παραγόμενο έργο
Wh	Παραγόμενη Ενέργεια
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΔΣ	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
Η/Ε	Ηλεκτρική Ενέργεια

KYT	Κέντρα Υπερύψηλης Τάσης
ΜΔΣ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΥΗΕ	Μικρό Υδροηλεκτρικό Εργοστάσιο
ΜΤ	Μέση Τάση
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΗΘ	Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού – θερμότητας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού – θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
Υ/Σ	Υποσταθμοί
ΥΤ	Υψηλή Τάση

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1:ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται μια ιστορική αναδρομή στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα και μια αναλυτική περιγραφή της δομής του (υποσταθμοί, ΚΥΤ, γραμμές μεταφοράς, διασυνδέσεις). Επίσης, γίνεται αναφορά στο ενεργειακό πρόβλημα της Ελλάδας και στο τρόπο αντιμετώπισής του.

1.1 Ιστορική Αναδρομή

Τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας ανήκουν στο σύνολο τους ή κατά τμήμα σε δημόσιες ή ιδιωτικές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού. Στην Ελλάδα, άρχισαν να εμφανίζονται εγκαταστάσεις ηλεκτρικής ισχύος το 1889 στην Αθήνα και το 1899 στην Θεσσαλονίκη. Από τότε και έως το 1950 διάφορες εταιρίες είχαν αναλάβει την παραγωγή και εκμετάλλευση ηλεκτρικής ισχύος. Αρχικά ήταν η Γενική Εταιρεία Εργοληψιών που εξυπηρέτησε την Αθήνα από το 1889 έως το 1896. Έπειτα η Ελληνική Ηλεκτρική Εταιρεία που αγόρασε την επιχείρηση ηλεκτροφωτισμού το 1986 ίδρυσε το εργοστάσιο στο Ν. Φάληρο. Η Γενική Ηλεκτρική Εταιρεία (POWER) που ιδρύθηκε το 1925 ήταν σύμπραξη του δημοσίου, ελληνικών τραπεζών και Άγγλων επιχειρηματιών και κατόπιν αυτής δημιουργήθηκαν η Ηλεκτρική Εταιρεία Παραγωγής και η Ηλεκτρική Εταιρεία Διανομής. Με την συγχώνευση αυτών των δυο δημιουργήθηκε η Ηλεκτρική Εταιρεία Αθηνών – Πειραιώς (Η.Ε.Α.Π.), τον έλεγχο της οποίας είχε ο οίκος HOLDINGCOMPANYWHITEHALLGROUP του Λονδίνου. Τον Αύγουστο του 1950 ιδρύθηκε με τον Νόμο 1468 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η).

Η ίδρυση της Δ.Ε.Η απέβλεπε στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε βαθμό που ανταποκρίνεται στη συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση, στην επέκταση και βελτίωση των δικτύων, ώστε να τροφοδοτηθούν με ισχύ όλες οι περιοχές της Ελλάδος ακόμα και οι πιο απομακρυσμένες. Εκτός όμως από τις εταιρίες που προαναφέρθηκαν μέχρι την ίδρυση της Δ.Ε.Η, υπήρχαν περίπου 400 επιχειρήσεις που εξυπηρετούσαν σχεδόν ισάριθμες πόλεις και κωμοπόλεις. Κάποιες είχαν δημόσιο, άλλες κοινοτικό και άλλες ιδιωτικό χαρακτήρα και λειτουργούσαν από τις αρχές του 20^{ου} αιώνα σε διάφορες περιοχές της Ελλάδας. Το 1956 το ελληνικό κράτος με σχετικό νόμο κήρυξε τη λήξη των προνομίων και αδειών λειτουργίας όλων των ηλεκτρικών επιχειρήσεων και επέκτεινε το προνόμιο της Δ.Ε.Η για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη χώρα, με την ταυτόχρονη εντολή να εξαγοράσει όλες τις ηλεκτρικές επιχειρήσεις για την εκπλήρωση του σκοπού αυτού. Η εξαγορά των επιχειρήσεων από τη Δ.Ε.Η έγινε στην πλειονότητα τους μέχρι το 1960, ενώ το 1961 παραδόθηκε η Η.Ε.Α.Π και το 1968 η εταιρεία ΓΛΑΥΚΟΣ της Πάτρας. Το μονοπώλιο της Δ.Ε.Η. καταργήθηκε με την οδηγία 96/92 της Ε.Ε και το νόμο Ν.2773/22-12-99 περί απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ρύθμισης θεμάτων ενεργειακής πολιτικής. Με το νόμο αυτό συστήθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας(Ρ.Α.Ε.) και υποδείχθηκε η ύπαρξη του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.).

Σήμερα η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας εποπτεύεται από τη (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) η οποία συστάθηκε το 1999 με σκοπό τον έλεγχο της τιμολογιακής και των άλλων πολιτικών του κλάδου και τη σταδιακή απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας έτσι ώστε η Ελλάδα να είναι σύμφωνη με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης περί ελεύθερου ανταγωνισμού και κατάργηση των μονοπωλιακών αγορών. Η μεταφορά του ρεύματος υψηλής & υπερύψηλης τάσης είναι αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ενώ η μεταφορά & διανομή του ρεύματος χαμηλής & μέσης τάσης είναι αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας)[7].

1.2 Περιγραφή του Υφιστάμενου Συστήματος

Υποσταθμοί 150 kV/MT

Μέχρι το Σεπτέμβριο του 2015 ήταν συνδεδεμένοι στο Σύστημα:

- 202 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/MT που εξυπηρετούν τις ανάγκες των πελατών του Δικτύου Διανομής, εκ των οποίων 188 περιλαμβάνουν τμήματα υπό την κυριότητα και διαχείριση του ΑΔΜΗΕ. Στους παραπάνω συμπεριλαμβάνονται 21 Υ/Σ, στους οποίους είναι επίσης συνδεδεμένοι και Μ/Σ ανυψώσεως (16 συμβατικών σταθμών παραγωγής και 5 σταθμών ΑΠΕ), καθώς και 14 Υ/Σ συνδεδεμένοι στην πλευρά 150 kV των ΚΥΤ. 14 εξυπηρετούν τις ανάγκες του Δικτύου Διανομής στην Αττική και ανήκουν εξ ολοκλήρου στην αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ.
- 16 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/MT της ΔΕΗ Α.Ε., εκ των οποίων 4 χρησιμοποιούνται για την τροφοδότηση των φορτίων Ορυχείων. Ανάγκες ορυχείων εξυπηρετεί και ο Υ/Σ Πτολεμαΐδας Ι, ο οποίος συμπεριλαμβάνεται στους προαναφερόμενους 188 που εξυπηρετούν και ανάγκες Διανομής. Ένας Υ/Σ (Αντλιοστάσιο Πολυφύτου) εξυπηρετεί ανάγκες άντλησης για τον ΥΗΣ Πολυφύτου. Στους πιο πάνω Υ/Σ συμπεριλαμβάνονται οι 9 και 2 αντίστοιχα Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/MT που εξυπηρετούν βοηθητικά φορτία θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. και είναι συνδεδεμένοι σε Υ/Σ και ΚΥΤ πλησίον των αντίστοιχων σταθμών παραγωγής.
- 48 Υ/Σ για την υποδοχή της ισχύος μονάδων ΑΠΕ, εκ των οποίων οι Υ/Σ Καρύστου, Λιβαδίου, Αργυρού, Σκάλας και Πύλου εξυπηρετούν παράλληλα και φορτία Διανομής (συμπεριλαμβάνονται στους παραπάνω 202 Υ/Σ υποβιβασμού).
- Υ/Σ ανυψώσεως Μ.Τ./150kV σε Σταθμούς Παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. 7 Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί., 16 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (συμπεριλαμβάνεται ο Υ/Σ του ΥΗΣ Ιλαρίωνα, που έχει τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία) και 3 Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (συμπεριλαμβάνονται στους προαναφερόμενους 47 Υ/Σ ΑΠΕ).
- 3 Υ/Σ ανυψώσεως σε συμβατικούς (θερμικούς και μεγάλους υδροηλεκτρικούς) Σταθμούς Παραγωγής ανεξάρτητων Παραγωγών. Οι μονάδες παραγωγής των εν λόγω σταθμών συνδέονται στα 150 kV μέσω Μ/Σ ανυψώσεως ΜΤ/150kV.

- 38 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/MT που εξυπηρετούν τις εγκαταστάσεις πελατών Υ.Τ., εκ των οποίων οι Υ/Σ Αλουμινίου και ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ εξυπηρετούν παράλληλα και τη σύνδεση σταθμών παραγωγής (ο μενπρώτος συμπεριλαμβάνεται στους προαναφερόμενους 3 Υ/Σ ανυψώσεως συμβατικών σταθμών παραγωγής, ο δε δεύτερος συμπεριλαμβάνεται στους 47 Υ/Σ ΑΠΕ)[7].

Κέντρα Υπερύψηλης Τάσεως (ΚΥΤ)

Τα ΚΥΤ αποτελούν τα σημεία σύνδεσης των Συστημάτων 400kV και 150kV και εξυπηρετούν ανάγκες απομάστευσης ισχύος προς το Σύστημα 150 kV. Πρόκειται για 14 ΚΥΤ που περιλαμβάνουν έναν ή περισσότερους αυτομετασχηματιστές (ΑΜ/Σ) τριών τυλιγμάτων 400kV/150kV/30kV. Επιπλέον, υπάρχουν 11 ΚΥΤ (δεν συμπεριλαμβάνονται στα προαναφερόμενα 14) εγκατεστημένα πλησίον των ομώνυμων σταθμών παραγωγής και εξυπηρετούν παράλληλα ή αποκλειστικά ανάγκες ανύψωσης τάσης από τις μονάδες παραγωγής προς το σύστημα 400kV[7].

Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Στο Σύστημα υπάρχουν Γ.Μ. υψηλής (66 και 150 kV) και υπερύψηλης (400 kV) τάσης διαφόρων ειδών και τύπων, το συνολικό μήκος των οποίων παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.1. που ακολουθεί. Επιπλέον, είναι εγκατεστημένα 200 km υπογείων καλωδίων 150 kV για τη μεταφορά ισχύος εντός των πυκνοκατοικημένων περιοχών της Πρωτεύουσας, τα οποία ανήκουν στο Δίκτυο 150 kV.

Πίνακας 1.1:Συνολικά Μήκη Γ.Μ. του Συστήματος [11]

<i>ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV)</i>	<i>ΕΙΔΟΣ Γ.Μ.</i>	<i>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km)</i>
66	Εναέριες	39
	Υποβρύχιες	15
150	Εναέριες	8149
	Υπόγειες	136
	Υποβρύχιες	143
400	Εναέριες	2647
	Υπόγειες	31
	Εναέριες Σ.Ρ.	107
	Υποβρύχιες Σ.Ρ.	160 ⁶

Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα επαναλειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for

Electricity), που αποτελεί ως προς τα θέματα λειτουργίας και ανάπτυξης του Συστήματος από τον Ιούνιο του 2009 διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité). Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδεδειμένων Γ.Μ., κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία. Από το Σεπτέμβριο του 2010, το Ελληνικό Σύστημα έχει συνδεθεί και με το Σύστημα της Τουρκίας, το οποίο περαιτέρω έχει συνδεθεί με το Σύστημα της Βουλγαρίας. Το Σύστημα της Τουρκίας τέθηκε έκτοτε σε παράλληλη λειτουργία με το Ευρωπαϊκό, υπό την αιγίδα του ENTSO-E. Μετά από μια εκτεταμένη περίοδο περίπου 4,5 ετών δοκιμαστικής παράλληλης λειτουργίας, οι διασυνδέσεις του Τουρκικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό εισήλθαν σε εμπορική λειτουργία τον Απρίλιο του 2015.

Ελλάδα - ΠΓΔΜ

Με το Σύστημα της ΠΓΔΜ η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrono στην ΠΓΔΜ και
- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola στην ΠΓΔΜ.

Ελλάδα - Αλβανία

Με το Αλβανικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Zemblak (Αλβανία) και
- μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου μεταξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrice στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 100 MW περίπου. Η Γ.Μ. αυτή επί του παρόντος αποτελεί ακτινική σύνδεση ήσσονος ικανότητας και σημασίας.

Ελλάδα - Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV (τύπου Β'Β'), μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.

Ελλάδα - Ιταλία

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει:

- 2 σταθμούς μετατροπής ΥΤΣΡ (HVDC) 400 kV ικανότητας 500 MW
- τμήματα εναερίων Γ.Μ. DC μήκους 45 km επί ιταλικού εδάφους και 107 km επί ελληνικού εδάφους
- τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί ιταλικού εδάφους
- ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ισχύος 500 MW και μήκους 160 km

Το ΚΥΤ Αράχθου συνδέεται με το Σύστημα μέσω δύο Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό (Β'Β'Β'/400 kV) με τα ΚΥΤ Τρικάλων και Αχελώου μήκους 105 km και 71,5 km αντίστοιχα. Η διασύνδεση Σ.Ρ. των Συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας μέσω υποβρυχίου καλωδίου έχει τεθεί σε εμπορική λειτουργία από το τέλος του 2002 και λειτούργησε με υψηλό ποσοστό διαθεσιμότητας έως και το

2013. Το 2014 παρουσίασε χαμηλή διαθεσιμότητα, καθώς λόγω σοβαρών προβλημάτων είχε τεθεί εκτός λειτουργίας για όλο το πρώτο εξάμηνο του έτους.

Ελλάδα - Τουρκία

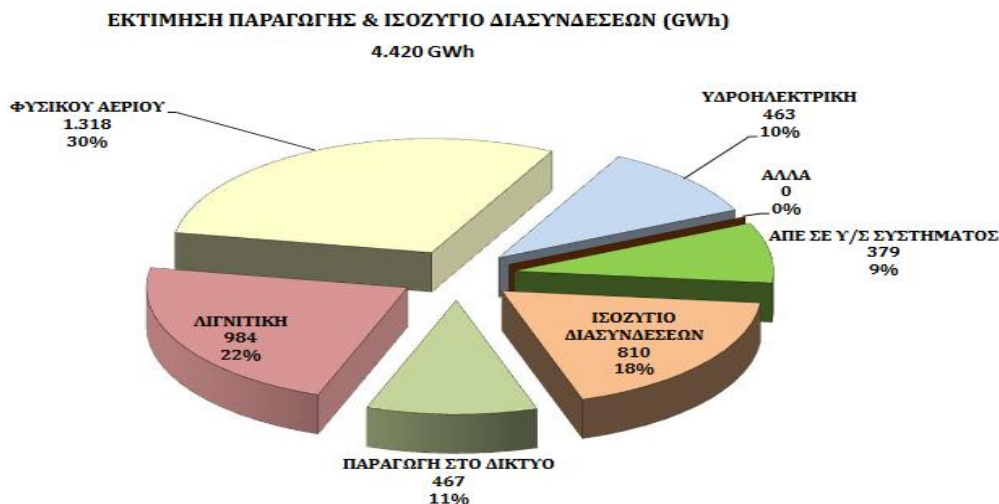
Από το θέρους του 2008 έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Φιλίππων – ΚΥΤ Ν. Σάντας – Babaeski (Τουρκία). Η Γ.Μ. αυτή είναι διπλού κυκλώματος (τύπου 2B'Β') στο τμήμα ΚΥΤ Φιλίππων – Ν. Σάντα και μονού κυκλώματος (τύπου Β'Β'Β') στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski. Στις 18 Σεπτεμβρίου 2010 πραγματοποιήθηκε η έναρξη δοκιμαστικής σύγχρονης και παράλληλης λειτουργίας του Συστήματος της Τουρκίας με το σύγχρονο Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο Σύστημα μέσω της πιο πάνω Γ.Μ. (Ν. Σάντα – Babaeski), καθώς και δύο Γ.Μ. 400 kV από τη Βουλγαρία. Το Σεπτέμβριο του 2013 η περιφερειακή επιτροπή του ENTSO- E (Regional Group Continental Europe – RGCE7) αξιολόγησε τα αποτελέσματα των δοκιμών παράλληλης λειτουργίας του Τουρκικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό και διαπίστωσε ότι είναι δυνατή η μόνιμη σύνδεση του Τουρκικού με το Ευρωπαϊκό Σύστημα. Προς τούτο τον Απρίλιο 2015 υπογράφηκε σύμβαση μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων του ENTSO-E με τον Διαχειριστή του Συστήματος της Τουρκίας. Σημειώνουμε ότι η δημοπρατούμενη μεταφορική ικανότητα μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας και αφετέρου Τουρκίας έχει προσδιοριστεί στα 550MW συνολικά εισαγωγικά προς την Τουρκία και στα 400MW εξαγωγικά από την Τουρκία. Η μεταφορική αυτή ικανότητα επιμερίζεται με αναλογία 1/3 και 2/3 στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας και Βουλγαρίας-Τουρκίας αντίστοιχα.

1.3 Το Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα βρίσκεται την τελευταία δεκαετία σε φάση σημαντικών αλλαγών. Η προσπάθεια της χώρας μας να εξισωθεί οικονομικά με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές χώρες προϋποθέτει την αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας σε όλους τους τομείς. Για να το πετύχει αυτό, απαιτείται η αξιοποίηση των εγχώριων ενεργειακών πηγών σε συνδυασμό με την ανάπτυξη της τεχνολογίας τόσο για την αύξηση του βαθμού απόδοσης όσο και για τον περιορισμό των ρυπογόνων εκπομπών. Η διεύθυνση του φυσικού αερίου, η κατασκευή των διευρωπαϊκών δικτύων, η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της εξοικονόμησης ενέργειας και τέλος η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τα νέα δεδομένα στην αγορά ενέργειας. Βέβαια, όλες αυτές οι ενέργειες θα πρέπει να γίνονται με τέτοιο τρόπο ώστε να μην επιβαρύνεται το περιβάλλον και να μην διαταράσσεται η οικολογική ισορροπία.

Το ενεργειακό σύστημα της χώρας μας, αποτελείται από σημαντικά στοιχεία τα οποία σχετίζονται με την υποδομή, το μέγεθος και τα είδη των διαφόρων ενεργειακών μορφών που υπάρχουν σ' αυτό. Τα στοιχεία του ενεργειακού συστήματος είναι δομημένα ανά ενεργειακό προϊόν και περιλαμβάνουν: (i) τα πετρελαιοειδή, (ii) το φυσικό αέριο, (iii) το λιγνίτη, και (iv) τις ανανεώσιμες πηγές.

Στο Σχήμα 1.1 αποτυπώνεται η εκτίμηση παραγωγής και το ισοζύγιο διασυνδέσεων για τον Ιούνιο του 2016.



Σχήμα 1.1: Εκτίμηση Παραγωγής και Ισοζύγιο Διασυνδέσεων [6]

Επίσης, το ελληνικό ενεργειακό σύστημα είναι χωρισμένο σε δύο μέρη:

- Το διασυνδεδεμένο σύστημα, οποίο από ολόκληρη την ηπειρωτική χώρα, τα νησιά του Ιονίου και ορισμένα νησιά του βορείου και νοτίου Αιγαίου.
- Το μη διασυνδεδεμένο σύστημα, το οποίο αποτελείται από τη Κρήτη, τις Κυκλάδες, τα Δωδεκάνησα και ορισμένα νησιά του βόρειου Ιονίου.

Στο παρακάτω πίνακα φαίνεται η συμμετοχή των καυσίμων (ανανεώσιμων και μη) στο δια συνδεδεμένο και αντίστοιχα στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας.

Πίνακας 1.2: Συμμετοχή των καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή της χώρας[6-7] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Καύσιμο	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα
	%	
Λιγνίτης	26	-
Πετρέλαιο	4	80
Φυσικό Αέριο	27	-
Υδροηλεκτρικά	24	-
ΑΠΕ	19	20
ΣΥΝΟΛΟ	100	100

Στο Σχήμα 1.2 παρουσιάζεται το μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας.



Σχήμα 1.2: Το Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας [13]

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των 98 συνολικά σταθμών της ΔΕΗ ανέρχεται στα 12.843 MW, ενώ η καθαρή παραγωγή έφτασε τις 52,4 TWh. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται άνοδος στην εγκατεστημένη ισχύ, ενώ στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είχαμε μικρή πτώση. Στο Σχήμα 2.2. αποτυπώνεται η γεωγραφική κατανομή των ατμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα [3].



Σχήμα 1.2: Σταθμοί της ΔΕΗ στην Ελλάδα [25]

1.4 Το Ενεργειακό Πρόβλημα και η Αντιμετώπισή του

Το ενεργειακό πρόβλημα συνειδητοποιήθηκε όταν εμφανίστηκε η ενεργειακή κρίση του 1973.

Η συνειδητοποίηση του προβλήματος ήταν αποτέλεσμα :

- του περιορισμού άντλησης και συνεπώς των ποσοτήτων διάθεσης αργού πετρελαίου
- του μονομερή καθορισμού τιμών από τον ΟΠΕΚ
- από την επακόλουθη αύξηση της τιμής του (τετραπλασιασμός της τιμής σε σχέση με αυτή του 2007)
- από την απόφαση ΟΠΕΚ για εθνικοποιήσεις κοιτασμάτων αργού πετρελαίου.

Οι παράγοντες που τροφοδοτούν το ενεργειακό πρόβλημα είναι:

- οι ποσότητες των συμβατικών ενεργειακών πηγών αργά ή γρήγορα θα εξαντληθούν,
- η αβεβαιότητα της επάρκειας της παράγωγης και της σταθερότητας στην τροφοδοσία με καύσιμα, με σκοπό την διατήρηση των αποθεμάτων και παράλληλα την αύξηση των τιμών,
- πολιτικά και μη γεγονότα αλλά και αστάθμητοι παράγοντες επηρεάζουν και ανεβάζουν τις τιμές,

Δηλαδή, η ουσία του ενεργειακού προβλήματος βρίσκεται στην συσχέτιση των ενεργειακών αποθεμάτων που διαρκώς μειώνονται με τις απαιτήσεις για κατανάλωση ενέργειας που διαρκώς αυξάνονται. Ανισορροπίες μεταξύ γεωγραφικής κατανομής αποθεμάτων και γεωγραφικής κατανομής κατανάλωσης ενέργειας (ΑΜΕΡΙΚΗ - ΕΥΡΩΠΗ)

Είναι αρκετά εύκολο να κατανοήσουμε τι σημαίνει αύξηση της ενέργειας που καταναλώνεται αν αναλογιστούμε το πλήθος των ηλεκτρικών συσκευών που έχουμε σήμερα στο σπίτι μας σε σχέση με τις συσκευές που είχαμε, ας πούμε, πριν 50 χρόνια, ή τον αριθμό των αυτοκινήτων που κυκλοφορούν τώρα στους δρόμους σε σχέση με τότε. Στο ίδιο συμπέρασμα θα καταλήξουμε αν παρατηρήσουμε τις ενεργοβόρες εγκαταστάσεις ενός σύγχρονου κτιρίου (πχ νοσοκομείου με κεντρική εγκατάσταση κλιματισμού, δίκτυο υπολογιστών, ιατρικό εξοπλισμό) και τις συγκρίνουμε με ένα ανάλογο κτίριο που κατασκευάστηκε πριν μερικές δεκαετίες. Υπολογίζεται ότι ο πρωτόγονος άνθρωπος χρησιμοποιούσε για τις ανάγκες του ενέργεια ίση με 6,3 MJ την ημέρα που έπαιρνε μέσω της τροφής του. Ο σημερινός άνθρωπος χρησιμοποιεί περίπου 1000 MJ δηλαδή 150 φορές περισσότερη.

Η Αντιμετώπισή του:

Τα κύρια προβλήματα στη χώρα μας σχετίζονται άμεσα με το λανθασμένο ενεργειακό μοντέλο που εφαρμόζει. Η χώρα μας χαρακτηρίζεται από υψηλή ενεργειακή ένταση (παραγόμενες kWh ανά μονάδα ΑΕΠ), υψηλή εξάρτηση από πετρέλαιο και λιγνίτη που αποτελούν τα πλέον ρυπογόνα καύσιμα, και άσκοπη κατανάλωση ενέργειας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.

Για την αντιμετώπιση του ενεργειακού προβλήματος πρέπει να ληφθούν μέτρα που θα στηρίζονται στους εξής άξονες:

1. αποδοτικότερη χρήση της ενέργειας
 - διαχωρισμός ενέργειας -οικονομικής ανάπτυξης
 - στην αύξηση της ωφέλιμης ενέργειας σε σχέση με την καταναλισκόμενη
2. μείωση της κατανάλωσης
3. υποκατάσταση των συμβατικών ενεργειακών πηγών με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και εξασφάλιση των προϋποθέσεων (οικονομική ανάπτυξη,

νομισματική σταθερότητα, ορθός καταμερισμός του πλούτου, σταθερότητα τροφοδοσίας ενεργείας) μιας μακροχρόνιας στρατηγικής επιτυχούς εκμετάλλευσης των ΑΠΕ.

Η πιο καθαρή και πιο φθηνή μορφή ενέργειας είναι αυτή που εξοικονομούμε κάνοντας σωστή χρήση της τεχνολογίας καλύπτοντας τις πραγματικές μας ανάγκες χωρίς υπερβολές και σπατάλες. Αυτό προϋποθέτει ευαισθητοποίηση των καταναλωτών με σκοπό την αλλαγή στάσεων και συμπεριφορών όχι μόνο σε προσωπικό επίπεδο αλλά και σε επίπεδο παραγωγής αξιοποιώντας παράλληλα και την σύγχρονη τεχνολογία.

Επίσης θα πρέπει να υιοθετηθούν :

- σχέδια προστασίας των σημαντικών οικοσυστημάτων της χώρας,
- αλλαγές στις γεωργικές καλλιέργειες,
- διαχειριστικά πλάνα για τους υδάτινους πόρους,
- μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας για ψύξη-θέρμανση,
- προώθηση καινοτόμων καθαρών τεχνολογιών,
- δημιουργία υποδομών για την αντιμετώπιση ακραίων καιρικών φαινομένων,
- συστήματα επίβλεψης των δασών ανά την επικράτεια,
- δράσεις καταπολέμησης της ερημοποίησης,
- εκστρατείες ευαισθητοποίησης της Ελληνικής κοινωνίας.

Γενικότερα θα πρέπει να ληφθούν πολιτικά μέτρα προώθησης των ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας, να εξορθολογιστεί η πολιτική των μεταφορών στη χώρα μας, να καταρτιστεί μια στιβαρή και φιλόδοξη ενεργειακή ατζέντα διότι διαφορετικά η Ελλάδα θα μείνει ουραγός στις εξελίξεις.

Παρακάτω θα σας αναφέρουμε μερικές μη εξαντλήσιμες μορφές ενέργειας που μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε ως εναλλακτική λύση :

- Αιολική ενέργεια
- Ηλιακή ενέργεια
- Πυρηνική ενέργεια
- Βιομάζα
- Γεωθερμία

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2:ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο απαριθμούνται οι μέθοδοι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Συμβατικές και Ανανεώσιμες). Γίνεται αναφορά στα είδη συμβατικών καυσίμων και στις μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αυτά, καθώς επίσης και στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από την χρήση αυτών. Επιπλέον, αναφέρονται οι υφιστάμενες μονάδες, οι νέες εντάξεις και οι αποσύρσεις των συμβατικών καυσίμων στο διασυνδεδεμένο σύστημα και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Επίσης, γίνεται αναφορά στις υδροηλεκτρικές μονάδες και στην υφιστάμενη κατάσταση στην Ελλάδα. Έπειτα, παρουσιάζονται οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τους, το θεσμικό πλαίσιο και η προβλεπόμενη ανάπτυξη τους. Αντίστοιχα, αναφέρονται οι υφιστάμενες μονάδες ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο και μη σύστημα. Στο τέλος, γίνεται λόγος για την συμπαραγωγή στην Ελλάδα, τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της και αναφέρεται το θεσμικό πλαίσιο για την συμπαραγωγή στην Ελλάδα.

2.1 Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής

2.1.1 Συμβατικά Καύσιμα

2.1.1.1 Λιγνίτης

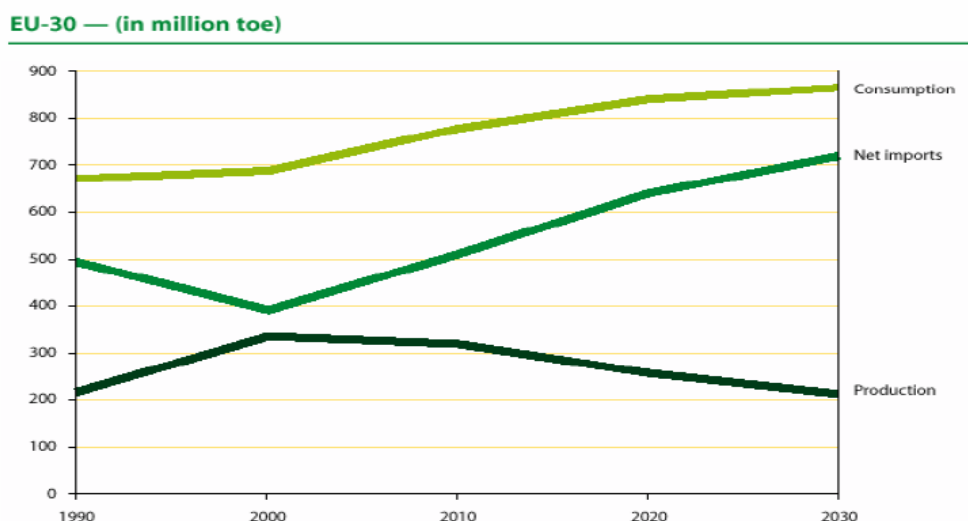
Οι λιγνίτες ανήκουν στις στερεές ορυκτές καύσιμες ύλες με τη γενική ονομασία γαιάνθρακες και προήλθαν από φυτικά υπολείμματα μέσω μιας σειράς διεργασιών ενανθράκωσης. Η θερμογόνος ισχύς των λιγνιτών είναι 3 έως 7 φορές χαμηλότερη από αυτήν του λιθάνθρακα και 5 έως 10 φορές μικρότερη από αυτήν του πετρελαίου. Γενικά, η ποιότητα των ελληνικών λιγνιτών είναι χαμηλή. Η θερμογόνος δύναμη περιορίζεται από 975-1380 kcal/kg στις περιοχές της Μεγαλόπολης, του Αμυνταίου και της Δράμας, ενώ στην περιοχή της Πτολεμαΐδας τα πράγματα είναι λίγο καλύτερα με τις τιμές να κυμαίνονται από 1261-1615 kcal/kg και τέλος στις περιοχές της Φλώρινας και της Ελασσόνας τα πράγματα είναι ακόμα καλύτερα όπου η θερμογόνος δύναμη είναι της τάξης του 1927-2257 kcal/kg. Το σημαντικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας μας συγκριτικά με τους λιγνίτες των υπόλοιπων χωρών είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε θείο. Ο λιγνίτης βρίσκεται σε αφθονία στο υπέδαφος της Ελλάδας. Η ΔΕΗ έχει δικαιώματα εκμετάλλευσης που καλύπτει ποσοστό της τάξεως του 60%. Σήμερα, οι 7 λιγνιτικοί σταθμοί καλύπτουν το 41,6% της εγκατεστημένης ισχύος της ΔΕΗ και παράγουν περίπου το 60% της ετήσιας ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία στο τρίγωνο Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου – Φλώρινας με υπολογισμένα αποθέματα περίπου 2 δις τόνους και στην Πελοπόννησο, στη Μεγαλόπολη συγκεκριμένα, με αποθέματα 251 εκ. τόνους[5]. Σημαντικά κοιτάσματα, τα οποία δεν αξιοποιούνται προς το παρόν, φαίνεται να υπάρχουν ακόμη και στην περιοχή της Δράμας (περίπου 900 εκ. τόνοι) καθώς και στην περιοχή της Ελασσόνας (169 εκ. τόνοι). Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται

εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (CO₂) κατά 40% και κατά 90% των σωματιδιακών ρύπων.

Ο ΑΔΜΗΕ, στη μελέτη Επάρκειας Στοιχείων 2013-2020, επισημαίνει ότι αν δεν κατασκευαστεί η Πτολεμαΐδα V θα υπάρξουν προβλήματα επάρκειας της ηλεκτρικής ενέργειας. Από το έργο υποστηρίζεται ότι θα προκύψουν οφέλη από την τηλεθέρμανση για την Πτολεμαΐδα και την Εορδαία και από τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, καθώς κατά τη διαδικασία κατασκευής της θα απασχοληθούν περίπου 3000 άτομα, ενώ με τη λειτουργία της η απασχόληση του μόνιμου προσωπικού θα ξεπεράσει τα 250 άτομα [3].

2.1.1.2 Πετρέλαιο

Το πετρέλαιο έχει το σημαντικότερο μερίδιο στην αγορά της ενέργειας από κάθε άλλο καύσιμο, μολονότι η αναλογία αυτή μειώνεται. Έτσι, ενώ το 1970 το πετρέλαιο αποτελούσε το 60% της βασικής ενέργειας, σήμερα το ποσοστό αυτό ανέρχεται στο 44%. Η ζήτηση του πετρελαίου αυξάνεται κυρίως στον τομέα των μεταφορών και για αυτό μια κρίση του πετρελαίου στο τομέα αυτό είναι δυσκολότερο να χαλιναγωγηθεί από οποιαδήποτε άλλη διακοπή παροχής οποιουδήποτε άλλου καυσίμου. Τα περισσότερα αποδεδειγμένα αποθέματα πετρελαίου βρίσκονται στη Μέση Ανατολή και αντιστοιχούν στο 64% του συνόλου, ενώ σημαντικές ποσότητες εντοπίζονται στην Αμερική και στην πρώην Σοβιετική Ένωση. Η παραγωγή, οι εισαγωγές και η κατανάλωση μέχρι το 2030 παρουσιάζονται στο παρακάτω διάγραμμα.

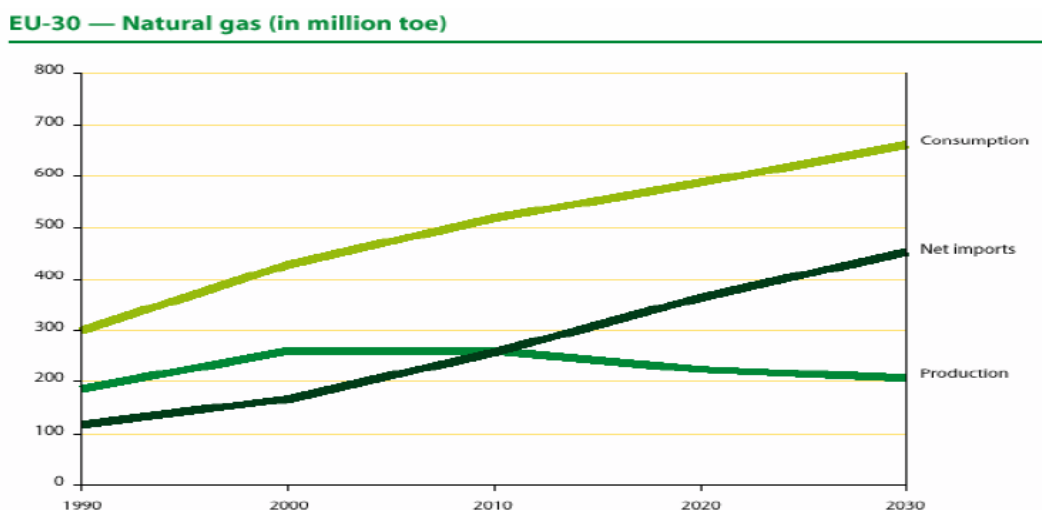


Σχήμα 2.2: Παραγωγή, εισαγωγή και κατανάλωση πετρελαίου στην Ευρώπη μέχρι το 2030[20]

2.1.1.3 Φυσικό Αέριο

Το φυσικό αέριο εισήχθη για πρώτη φορά στην Ελλάδα το 1988 όταν ιδρύθηκε η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ). Σήμερα η απελευθερωμένη ενεργειακή αγορά της Ελλάδας δίνει την δυνατότητα σε εταιρείες να συμμετέχουν στην μετάδοση και

διανομή φυσικού αερίου. Το φυσικό αέριο αποτελεί πλέον σημαντικό μέρος της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας, καθώς διευρύνει το φάσμα των ενεργειακών πόρων, περιλαμβάνοντας πιο καθαρούς ενεργειακούς πόρους και σε πιο ανταγωνιστικές τιμές[2].



Σχήμα 2.3: Παραγωγή, εισαγωγή και κατανάλωση ΦΑ στην Ευρώπη μέχρι το 2030[20]

Το Φυσικό Αέριο παρουσιάζει ορισμένα πλεονεκτήματα έναντι των υπολοίπων ορυκτών καυσίμων, τα οποία είναι:

- ο Συνεχής παροχή καυσίμου που συνεπάγεται απρόσκοπτη λειτουργία της εγκατάστασης
- ο Μειωμένες εκπομπές ρύπων
- ο Μειωμένο λειτουργικό κόστος διαχείρισης καυσίμου και συντήρησης
- ο Βελτίωση της ποιότητας των προϊόντων

2.1.2 Υφιστάμενη Κατάσταση Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής στην Ελλάδα

2.1.2.1 Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Υφιστάμενες Λιγνιτικές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Οι υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες στην Ελλάδα είναι 17 συνολικής ισχύος 4456 MW, από τις οποίες 15 βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία και 2 στη Μεγαλόπολη. Παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 2.1.

Πίνακας 2.1: Υφιστάμενες Λιγνιτικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα (Ιούνιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	300	274	1984
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	300	274	1984
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	310	283	1985
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	310	283	1986
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	375	342	1997
Δ.Ε.Η.	ΑΜΥΜΤΑΙΟ Ι	300	273	1987
Δ.Ε.Η.	ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	300	273	1987
Δ.Ε.Η.	ΚΑΡΔΙΑ Ι	300	275	1975
Δ.Ε.Η.	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	300	275	1975
Δ.Ε.Η.	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	300	280	1980
Δ.Ε.Η.	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	300	280	1981
Δ.Ε.Η.	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	300	255	1970
Δ.Ε.Η.	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	300	256	1970
Δ.Ε.Η.	ΜΕΛΙΤΗΣ	330	289	2003
Δ.Ε.Η.	ΠΤΟΛΕΜΪΔΑ Ι	125	116	1959
Δ.Ε.Η.	ΛΙΠΤΟΛ Ι	33	30	1956
Δ.Ε.Η.	ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	10	8	1965
ΣΥΝΟΛΟ		4193	4456	

Νέες Εντάξεις Λιγνιτικών Μονάδων στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Υπό το πρίσμα της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας, καθώς η ένταξη νέων μονάδων δεν σχεδιάζεται πλέον κεντρικά με στόχο τη μελλοντική επάρκεια του συστήματος, αλλά από ανεξάρτητους παραγωγούς με κριτήριο τη βιωσιμότητά των επενδύσεών τους. Το ακριβές χρονοδιάγραμμα υλοποίησης ήδη αποφασισμένων επενδύσεων εμπεριέχει επίσης σημαντική αβεβαιότητα λόγω απρόβλεπτων δυσκολιών που μπορεί να ανακύψουν, είτε κατά την αδειοδοτική διαδικασία, είτε κατά το κατασκευαστικό στάδιο.

Για τους σκοπούς αυτής της εργασίας έχει ληφθεί υπόψη μια νέα λιγνιτική μονάδα: ο νέος λιγνιτικός σταθμός παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε., ισχύος 660 MW, στην Πτολεμαίδα

Υφιστάμενες Πετρελαϊκές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Οι υφιστάμενες πετρελαϊκές μονάδες στην Ελλάδα είναι 4 συνολικής ισχύος 698MW και βρίσκονται 2 στο Αλιβέρι και 2 στη Λαύριο. Παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 2.2.

Πίνακας 2.2: Υφιστάμενες Πετρελαϊκές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ
Δ.Ε.Η.	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	150	144	1968
Δ.Ε.Η.	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	150	144	1969
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ Ι	130	123	1972
ΣΥΝΟΛΟ		430	411	

Υφιστάμενες μονάδες Φυσικού Αερίου στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στην Ελλάδα υπάρχουν 3 διατάξεις παραγωγής φυσικού αερίου. Ο συνδυασμένος κύκλος, αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου και η κατανεμομένη μονάδα ΣΗΘΥΑ. Οι υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου στην Ελλάδα είναι 15 συνολικής ισχύος 4652MW και παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 2.3, καθώς και οι νέες εντάξεις στον πίνακα 2.4.

Πίνακας 2.3: Υφιστάμενες Μονάδες Φυσικού Αερίου Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(MW)
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ			
Δ.Ε.Η.	ΑΛΙΒΕΡΙ	426,9	417
Δ.Ε.Η.	ΜΚΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ	484,6	476,3
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ	560	550,2
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ	385,2	377,6
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΜΚΣ ΕΝΘΕΣ	408,4	400,3
ΗΡΩΝ ΙΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΜΚΣ ΗΡΩΝ	432	422,1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ ROWER	ΜΚΣ ΑΓ. ΘΕΟΔΩΡΩΝ	436,6	433,5
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΜΚΣ ΘΙΣΒΗΣ	421,6	410
PROTERGIA	ΜΚΣ ΑΓ. ΝΙΚΟΛΑΟΥ	444,5	432,7
ΣΥΝΟΛΟ		3999,8	3919,9
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ			
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ	160	150
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	148,5	147,8
ΣΥΝΟΛΟ		308,5	298,8
ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘΥΑ			
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΥ	334	334
ΟΛΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ		4642,4	4652,7

Νέες Εντάξεις Μονάδων Φυσικού Αερίου

Πίνακας 2.4: Νέες Μονάδες Φυσικού Αερίου Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα(Ιούνιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΠΡΟΣΩΡΙΝΗ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΙΣΧΥΣ(MW)
EDF-HE&D	ΚΑΒΑΛΑ	440
ENELCO	ΒΟΩΤΙΑ	447
Δ.Ε.Η.	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ	845
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΒΟΙΩΤΙΑ	187
ΣΥΝΟΛΟ		1919

2.1.2.2 Στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Η θερμική ισχύς στα ΜΔΝ αποτελείται κυρίως από πετρέλαιο (Πίνακας 2.5).

Πίνακας 2.5: Υφιστάμενες Πετρελαϊκές Μονάδες Παραγωγής στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα(Μάιος2016)[27]

ΜΔΣ ΝΗΣΙΑ	ΘΕΡΜΙΚΗ ΙΣΧΥΣ(MW)
ΚΡΗΤΗ	813,02
ΡΟΔΟΣ	232,93
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	124,45
ΛΕΣΒΟΣ	87,51
ΣΑΜΟΣ	47,75
ΧΙΟΣ	69,93
ΠΑΡΟΣ	91,18
ΣΥΡΟΣ	39,7
ΛΗΜΝΟΣ	21,58
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	17,9
ΜΥΚΟΝΟΣ	68,66
ΜΗΛΟΣ	20,6
ΥΠΟΛΟΠΙΑ ΗΣ	144,59
ΣΥΝΟΛΟ	1779,8

2.1.2.3 Αποσύρσεις Συμβατικών Σταθμών

Στον Πίνακα 2.6 παρουσιάζονται οι αποσύρσεις συμβατικών σταθμών.

Πίνακας 2.6: Θερμικές μονάδες που αποσύρονται μέχρι το 2020(Μάιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΕΤΟΣ ΑΠΟΣΥΡΣΗΣ
Δ.Ε.Η.	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	ΜΑΖΟΥΤ	144	2019
Δ.Ε.Η.	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	ΜΑΖΟΥΤ	144	2019
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ Ι	ΜΑΖΟΥΤ	123	2022
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ ΙΙ	ΜΑΖΟΥΤ	287	2023
Δ.Ε.Η.	ΛΑΥΡΙΟ ΙΙΙ	ΦΑ	173	2032
Δ.Ε.Η.	ΛΙΠΤΟΛ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	30	
Δ.Ε.Η.	ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	8	2021
Δ.Ε.Η.	ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	117	2038
Δ.Ε.Η.	ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	116	2021
Δ.Ε.Η.	ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	274	2025
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 8	ΦΑ	151	2025
Δ.Ε.Η.	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 9	ΦΑ	188	2025
ΣΥΝΟΛΟ			1755	

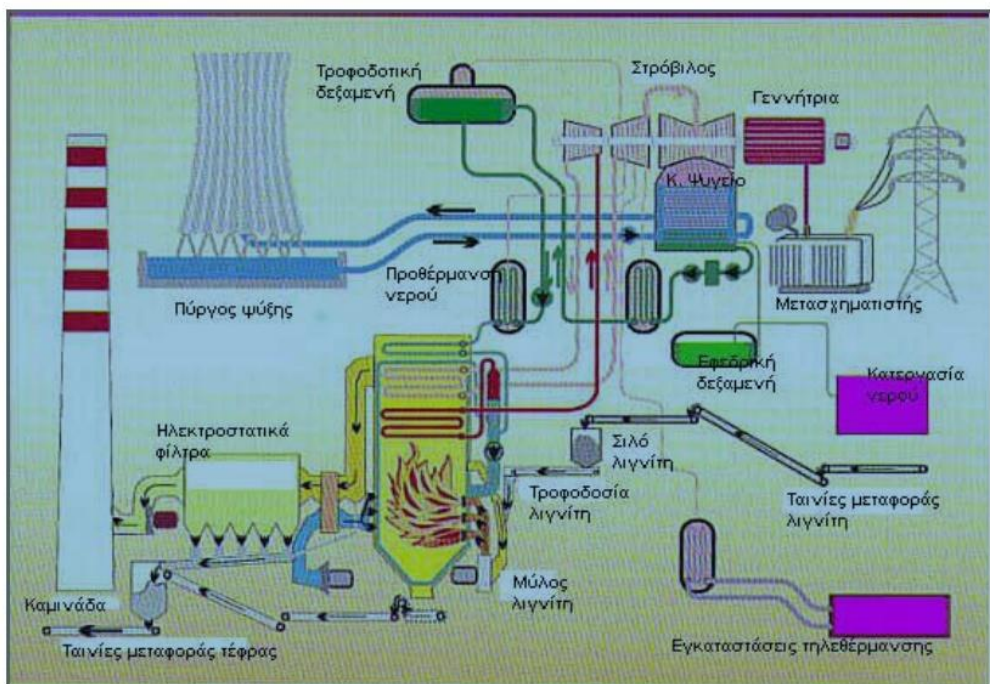
2.1.3 Μέθοδοι Παραγωγής Η.Ε. με χρήση Συμβατικών Ορυκτών Καυσίμων

Οι συνηθέστερες μέθοδοι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση συμβατικών ορυκτών καυσίμων[1] είναι:

- Οι συμβατικές, με καύση του καυσίμου για θέρμανση νερού και παραγωγή ατμού, περιστροφή ατμοστροβίλων και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη βοήθεια γεννητριών.
- Οι εξελιγμένες (συνδυασμένος κύκλος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αεριοστροβίλους και ατμοστροβίλους ή συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας ή συνδυασμός των παραπάνω) με δυνατότητα χρήσης όλων των τύπων ορυκτών καυσίμων με στόχο την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης, τη μείωση της κατανάλωσης μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ορυκτά καύσιμα), και τη μείωση των αερίων εκπομπών για προστασία του περιβάλλοντος.

2.1.3.1 Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί

Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί καλύπτουν το φορτίο βάσης του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, λόγω των οικονομικών πλεονεκτημάτων και των μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας που μπορούν να παράγουν. Η λειτουργία τους απεικονίζεται στο Σχήμα 2.4.



Σχήμα 2.4 Σχηματική Διάταξη Ατμοηλεκτρικού Σταθμού [5]

Το καύσιμο οδηγείται με ταινιόδρους στο σιλό των μύλων, απ' όπου με τροφοδότες καταλήγει στους μύλους όπου αλέθεται. Ο λιγνίτης υπό μορφή σκόνης οδηγείται σε ειδικούς καυστήρες οι οποίοι θερμαίνουν τους λέβητες για ατμοποίηση του νερού. Ο ατμοστρόβιλος που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού ύδατος λειτουργεί σε 540 βαθμούς Κελσίου και πίεση 170 ατμοσφαιρών, παράγοντας υπέρθερμο νερό. Ο ατμός αυτός οδηγείται με ατμαγωγούς στον στρόβιλο τον οποίο και στρέφει με 3000 στροφές το λεπτό. Ο ατμός μετά την εκτόνωση του στο στρόβιλο, συμπυκνώνεται στο συμπυκνωτή και μέσω προθερμαντών οδηγείται ξανά στο λέβητα για να συνεχίσει την ίδια διαδικασία. Ο ατμοστρόβιλος στρέφει τη γεννήτρια, η οποία παράγει ηλεκτρικό ρεύμα. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, έχει τάση 20kV, ανυψώνεται μέσω του μετασχηματιστή ανύψωσης στα 400kV και καταλήγει στο Εθνικό Δίκτυο διαμέσου του Κέντρου Υπερύψηλης Τάσης(KYT).

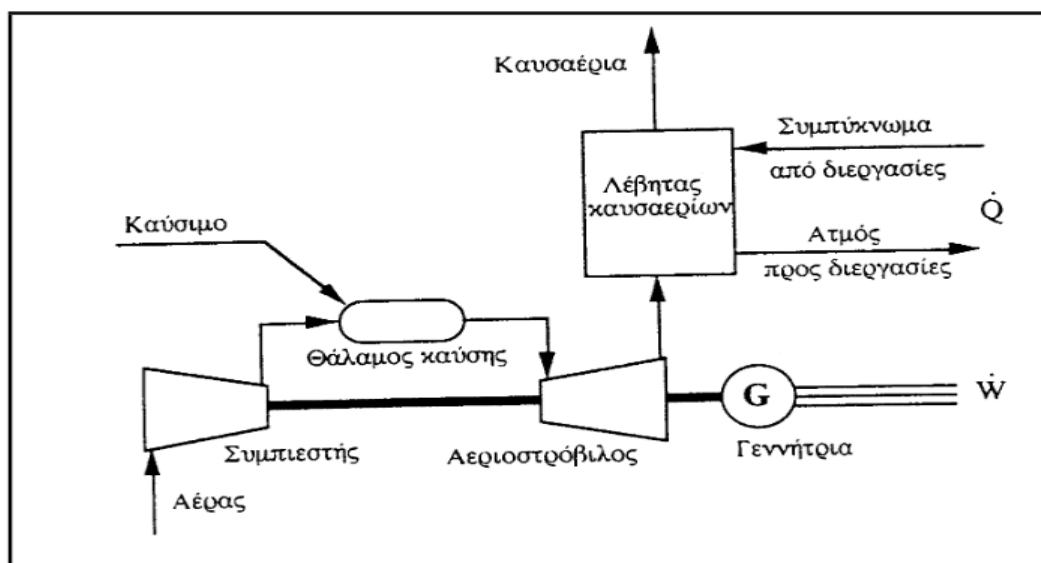
Κάθε ατμοηλεκτρική μονάδα καταναλώνει περίπου το 10% της ενέργειας που παράγει για δικές της ανάγκες. Ο βαθμός απόδοσης των ατμοηλεκτρικών μονάδων είναι περίπου 30% και οι απώλειες συγκεντρώνονται κυρίως στον λέβητα (περίπου 15%),στο συμπιεστή(περίπου 56%) και στη γεννήτρια (περίπου 1%)[9].

2.1.3.2 Αεριοστρόβιλοι Ανοικτού Κύκλου

Οι αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου αποτελούνται από ένα αεριοστρόβιλο και ένα μονωτήρα με τον οποίο γίνεται η κίνηση σε μια ηλεκτρογεννήτρια. Ο αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης. Στη συνέχεια τα καυσαέρια οδηγούνται στον αεριοστρόβιλο όπου εκτονώνονται,

απελευθερώνοντας ενέργεια με την οποία κινείται η ηλεκτρογεννήτρια και διαφεύγουν από αυτόν σε θερμοκρασία 300 – 600°C.

Τα συστήματα ανοικτού κύκλου έχουν ισχύ από 100kW έως 100MW. Έχουν το μειονέκτημα του μικρού βαθμού απόδοσης στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 20 – 25%, ενώ στις προηγμένες φτάνει έως 40%. Αυτό συμβαίνει διότι απαιτείται ισχύς για τη κίνηση του συμπιεστή, ενώ η θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι πολύ υψηλή. Λόγω της υψηλής θερμοκρασίας καθίστανται ιδανικές για συμπαραγωγή με την οποία αυξάνεται ο ολικός βαθμός απόδοσης στο 60%[23].



Σχήμα 2.5: Σύστημα Αεριοστρόβιλου Ανοικτού Κύκλου[24]

2.1.3.3 Συνδυασμένος Κύκλος

Τις τελευταίες δεκαετίες παρουσιάζεται μια συνεχής αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ενώ παράλληλα ανακύπτει και το ζήτημα μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων. Για τον λόγο αυτό υπάρχει μια έντονη προσπάθεια αύξησης του βαθμού απόδοσης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να μειωθεί η κατανάλωση καυσίμων και να καλυφθεί η αυξανόμενη ζήτηση.

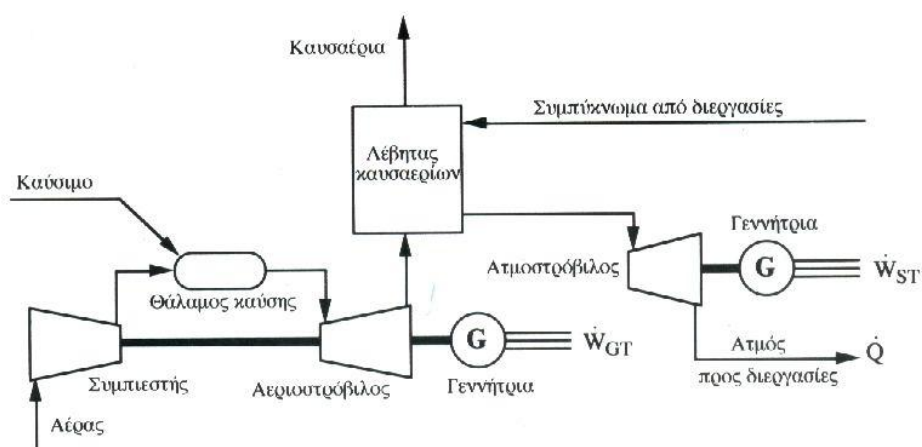
Την τελευταία εικοσαετία υπάρχει μια νέα τάση στην ηλεκτροπαραγωγή, η οποία συνίσταται στην εγκατάσταση μονάδων συνδυασμένου κύκλου, κάτι το οποίο σχετίζεται με την ύπαρξη μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου, το οποίο αποτελεί σχετικά φτηνό καύσιμο στους αεριοστρόβιλους, καθώς και με τα πολλαπλά πλεονεκτήματα των μονάδων αυτών.

Ένας άλλος λόγος για την ανάπτυξη των μονάδων αυτών είναι το ζήτημα των εκπομπών ρύπων, το οποίο έχει ανακύψει τις τελευταίες δεκαετίες λόγω της έντασης του φαινομένου του θερμοκηπίου, του φαινομένου δηλαδή απορρόφησης από την ατμόσφαιρα της εκπεμπόμενης προς το διάστημα θερμότητας από την γη, όπως

αναλύθηκε και στο πρώτο κεφάλαιο. Για τον λόγο αυτό και στον ενεργειακό τομέα παρατηρείται μια τάση για αντικατάσταση των ‘παραδοσιακών’ καυσίμων (γαιάνθρακες) τα οποία είχαν μεγάλες εκπομπές CO₂ από πιο ‘καθαρά’ καύσιμα όπως το φυσικό αέριο.

Η αύξηση της απόδοσης ενός θερμοδυναμικού κύκλου επιτυγχάνεται με την αύξηση της πίεσης και της θερμοκρασίας λειτουργίας. Ωστόσο η διαδικασία αυτή έχει κάποια όρια, λόγω τόσο των κατασκευαστικών περιορισμών των υλικών μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, όσο και οικονομικών αφού πολλές φορές η προμήθεια υλικών με μεγαλύτερες αντοχές καθίσταται ασύμφορη.

Η κεντρική ιδέα των μονάδων συνδυασμένου κύκλου είναι η χρησιμοποίηση της θερμότητας των καυσαερίων ενός ή περισσοτέρων αεριοστρόβιλων προκειμένου να παραχθεί ατμός σε έναν ατμοπαραγωγό και στην συνέχεια να κινηθεί ένας ατμοστρόβιλος. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.6, ο αέρας συμπιέζεται στην αρχή και αναμειγνύεται με το καύσιμο στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου, όπου το μείγμα καίγεται. Τα καυσαέρια αφού εκτονωθούν στον στρόβιλο οδηγούνται σε έναν ατμοπαραγωγό ο οποίος απάγει μέρος της θερμότητας τους για την παραγωγή ατμού και κινεί τον ατμοστρόβιλο[9].



Σχήμα 2.6: Σύστημα συνδυασμένου κύκλου[24]

Πλεονεκτήματα μονάδων συνδυασμένου κύκλου

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου πλεονεκτούν σε σχέση με τις υπόλοιπες θερμικές σε διάφορα επίπεδα.

- **Αυξημένος βαθμός απόδοσης:** Η εκτόνωση των αερίων από τον θάλαμο καύσης καθώς και η χρησιμοποίηση των καυσαερίων, λόγω της υψηλής θερμοκρασίας τους αυξάνει αρκετά την απόδοση η οποία φτάνει το 55%, το οποίο είναι 20% περισσότερο από την απόδοση παραδοσιακών θερμικών μονάδων .
- **Γρήγορη απόκριση σε διαταραχές.** Οι αεριοστρόβιλοι έχουν μεγάλο ρυθμό ανάληψης φορτίου (20% ανά λεπτό). Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι ατμοστρόβιλοι έχουν ρυθμούς ανάληψης φορτίου της τάξης του 2% ανά λεπτό. Στις σημερινές αγορές ενέργειας όπου η ζήτηση του φορτίου είναι

συχνά αβέβαιη οι αεριοστοβιλικές μονάδες μπορούν να αντιμετωπίσουν διαταραχές στην ισορροπία παραγωγής ισχύος και φορτίου αρκετά γρήγορα.

- **Φίλικοί προς το περιβάλλον.** Η παραγωγή CO₂, καθώς και άλλων αερίων που σχετίζονται με το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι αναπόφευκτη στο βαθμό που αναφερόμαστε σε μονάδες παραγωγής οι οποίες καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα. Ωστόσο η εκπομπή των αερίων αυτών, είναι αρκετά χαμηλότερη από άλλες θερμικές μονάδες ορυκτών καυσίμων λόγω του σχετικά υψηλού βαθμού απόδοσης του συνδυασμένου κύκλου, καθώς και της υψηλής αναλογίας υδρογόνου σε σχέση με τον άνθρακα στο μεθάνιο (CH₄), το οποίο είναι βασικό συστατικό του φυσικού αερίου. Οι τυπικές εκπομπές μονάδων συνδυασμένου κύκλου παράγουν περίπου 0.8lbCO₂/KWh ενώ οι αντίστοιχες εκπομπές μονάδων που χρησιμοποιούν γαιάνθρακες είναι 2lbCO₂/KWh [7]. Επιπλέον με χρήση καταλυτών οι εκπομπές οξειδίων του αζώτου και θείου, καθώς και μονοξειδίου του άνθρακα μειώνονται σε επίπεδα πολύ χαμηλότερα σε σχέση με αυτά άλλων θερμικών μονάδων παραγωγής.
- **Ευελιξία:** Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου είναι αρκετά ευέλικτες καθώς μπορούν να χρησιμοποιούν μια σειρά καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, πετρελαϊκά προϊόντα καθώς και άλλα καύσιμα. Οι μονάδες αυτού του τύπου γενικά κοστίζουν περισσότερο κατά την εγκατάσταση από τις συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες λόγω της τεχνολογίας καθώς και των υλικών που χρησιμοποιούνται. Ωστόσο απαιτούν μικρότερο χώρο και έχουν μικρότερο χρόνο και κόστος εγκατάστασης [9].

2.1.4 Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις από την χρήση Συμβατικών Καυσίμων

Οι παγκόσμιες, αλλά και οι εθνικές, ετήσιες εκπομπές άνθρακα στην ατμόσφαιρα από την κατανάλωση των συμβατικών ορυκτών καυσίμων, μπορούν να υπολογιστούν με τη βοήθεια της ενεργειακής έντασης κάθε συμβατικού καυσίμου και από την παγκόσμια ή εθνική κατανάλωσή τους. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εκπέμπουν CO ως προϊόν της καύσης του άνθρακα που περιέχει το καύσιμο και είναι ανάλογο του καυσίμου που καίγεται για την παραγωγή μιας ωφέλιμης μονάδας ενέργειας (ηλεκτρικής ή/και θερμικής). Στην περίπτωση των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, η εξαιρετικά χαμηλή θερμογόνος δύναμη του συνεπάγεται πολύ χαμηλούς βαθμούς απόδοσης της τάξης του 33%.

Η πραγματική ενεργειακή απόδοση από την καύση των καυσίμων είναι υποπολλαπλάσια της ενέργειας που απελευθερώνεται από την αντίδραση καύσης τους και κυμαίνεται από 30-60% [1] για τα διάφορα καύσιμα (άνθρακες, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) και μεθόδους παραγωγής ενέργειας (συμβατικές θερμικές, συνδυασμένου κύκλου παραγωγής θερμότητας και ατμού). Λόγω αυτής της χαμηλής συνολικής ενεργειακής απόδοσης (μη τέλεια καύση και θερμικές απώλειες στο σύστημα κατά τη μετατροπή από μια μορφή ενέργειας σε άλλη), οφείλεται η μεγάλη παραγωγή αερίων εκπομπών του θερμοκηπίου ανά μονάδα εισαγόμενης ή παραγόμενης ενέργειας και η σημαντική συμβολή άλλων αερίων εκπομπών (SO₂, CO) στο φαινόμενο της όξινης βροχής και στην αιθαλομίχλη. Οι εκπομπές CO₂ κατά τη λειτουργία σταθμών παραγωγής ενέργειας εξαρτώνται τόσο από τη φύση του ορυκτού καυσίμου, όσο και από την απόδοση καύσης της μονάδας παραγωγής ενέργειας (τεχνολογική εξέλιξη της μεθόδου ή εφαρμογή μεθόδων συνδυασμένου

κύκλου με συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας ή ατμού κλπ.). Οι μεγαλύτερες τιμές εκπομπών, όσον αφορά στο CO₂, δίνει η καύση των διαφόρων τύπων ανθράκων, ενώ τις μικρότερες δίνει το φυσικό αέριο. Οι τιμές εκπομπών κατά την καύση πετρελαίου είναι ενδιάμεσες. Το πετρέλαιο όμως έχει το μειονέκτημα να παράγει SO₂ κατά την καύση του, λόγω του περιεχομένου σε αυτό S.

Οι εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου, σε σχέση με άλλα καύσιμα (σε γρύπου ανά KWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου), είναι χαμηλότεροι. Το φυσικό αέριο είναι το πιο καθαρό σε σχέση με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα επειδή δεν περιέχει ενώσεις του θείου και η καύση του παράγει λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα και δεν εκπέμπει αιθάλη και αιωρούμενα σωματίδια.

Πίνακας 2.7: Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση ορυκτών καυσίμων (gr/KWh)³[36]

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

Εκτός από την διαδικασία της καύσης, κατά την οποία εκλύονται αέριοι ρύποι, και κατά τη διαδικασία εξόρυξης των πρώτων υλών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται ατμοσφαιρική επιβάρυνση. Οι ρύποι αυτοί ποικίλλουν ανάλογα με την πρώτη ύλη που εξορύσσεται. Οι κυριότεροι από αυτούς είναι το διοξείδιο του άνθρακα, το μεθάνιο, το μονοξείδιο του άνθρακα και τα οξείδια του αζώτου. Η εξόρυξη λιγνίτη επιβαρύνει σε πολύ μεγάλο ποσοστό την ατμόσφαιρα εκλύοντας διοξείδιο άνθρακα σε επίπεδα χιλιάδων kt. Το υψηλότερο σημείο των τελευταίων ετών, για τη χώρα μας, εμφανίζεται το 2000 ενώ τα επόμενα έτη παρατηρείται μείωση του επιπέδου αυτού. Το 2009 εμφανίζει μεγάλη πτώση, γεγονός το οποίο δικαιολογείται τόσο από τη διεύθυνση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αλλά κυρίως από την οικονομική κατάσταση της χώρας. Όσον αφορά στο αργό πετρέλαιο έχει σαφώς χαμηλότερα επίπεδα έκλυσης CO₂ από το λιγνίτη, παρόλα αυτά τα επίπεδα των εκπομπών δε μειώνονται αλλά συνεχώς αυξάνονται. Επίσης το αργό πετρέλαιο συνεισφέρει εξολοκλήρου, σε σχέση με το λιγνίτη, στις εκπομπές μονοξειδίου του άνθρακα και οξειδίων του αζώτου κατά τη διαδικασία της εξόρυξης αυτού[35]. Τα επίπεδα των εκπομπών έχουν φθίνουσα πορεία την δεκαετία 2000-2009. Η πορεία αυτή πιθανώς εξηγείται από την εφαρμογή πιο φιλικών μεθόδων κατά την εξόρυξη των πρώτων υλών.

2.2 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

2.2.1 Ιστορική Αναδρομή

Ο άνθρωπος, από την αρχαιότητα προσπάθησε να δαμάσει το νερό για να εξυπηρετήσει τους σκοπούς και τις ανάγκες του. Αναμφισβήτητα, η υδροληψία αποτελεί ιστορικά μία από τις παλαιότερες εφαρμογές των επιστημών προς όφελος του ανθρώπου. Ήδη, από τη 2^η π.Χ., τα έργα ύδρευσης γνώρισαν μεγάλη ακμή σε χώρες όπως η Αίγυπτος, η Κίνα, η Μεσοποταμία και η Κρήτη. Ακόμα και εκτροπές ποταμών είναι γνωστές από τους αρχαίους μύθους. Ένα από τα βασικότερα έργα για την εκμετάλλευση του πολύτιμου αυτού αγαθού, είναι τα φράγματα.

Τα φράγματα είναι από τα πρώτα τεχνικά επιτεύγματα του ανθρώπου, αφού οι πρώτες κατασκευές ανάγονται στα προϊστορικά χρόνια. Από τα παλιότερα φράγματα, αναφέρονται εκείνο του ποταμού Ιορδάνη και του Τίγρη. Στα 4.000 π.Χ., κατασκευάστηκε φράγμα στον ποταμό Νείλο της Αιγύπτου, το οποίο διατηρήθηκε περίπου 4.500 χρόνια. Στα νεότερα χρόνια, σπουδαίο θεωρήθηκε το φράγμα Puentes στην Ισπανία, που κατασκευάστηκε το 1753 και καταστράφηκε το 1891.

Στην Ελλάδα, το πρώτο φράγμα κατασκευάστηκε στην αρχαία Αλυζία της Ακαρνανίας μεταξύ 1^{ου} και 5^{ου} αιώνα π.Χ. αιώνα. Το πρώτο σύγχρονο φράγμα ήταν του Μαραθώνα, το οποίο κατασκευάστηκε από την ΕΥΑΑΠ το 1931. Επίσης, το πρώτο φράγμα που κατασκευάστηκε από τη ΔΕΗ ήταν εκείνο Λούρου, το 1954, του Λάδωνα το 1955 και του Ταυρωπού το 1959. Ήταν και τα τρία από σκυρόδεμα, βαρύτητας του Λούρου, τοξωτό του Ταυρωπού και βαρύτητας μετά διακένων του Λάδωνα. Ακολούθησε το φράγμα Καστρακίου το 1965, το οποίο παρουσίασε ιδιαίτερο ενδιαφέρον από την άποψη ότι κατασκευάστηκε από ελληνικές εταιρίες. Το Υπουργείο Γεωργίας άρχισε να ενδιαφέρεται για την κατασκευή φραγμάτων στη χώρα μας από τα μέσα της δεκαετίας του 60. Ορισμένα φράγματα επίσης κατασκευάστηκαν και από το ΥΠΕΧΩΔΕ.

2.2.2 Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα

Τα κύρια πλεονεκτήματα της υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι:

- Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί είναι δυνατόν να τεθούν σε λειτουργία αμέσως μόλις απαιτηθεί, σε αντίθεση με τους θερμικούς που απαιτούν σημαντικό χρόνο προετοιμασίας.
- Είναι μια καθαρή και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας.
- Μέσω των ταμιευτήρων ικανοποιούνται και άλλες ανάγκες, όπως ύδρευση, άρδευση, δημιουργία υγρότοπων κ.α.

Τα κύρια πλεονεκτήματα της υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι:

- Το μεγάλο κόστος κατασκευής φραγμάτων και εγκατάστασης εξοπλισμού.
- Η έντονη περιβαλλοντική αλλοίωση του τόπου του έργου.

2.2.3 Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές μονάδες στο διασυνδεδεμένο σύστημα

Οι υφιστάμενες υδροηλεκτρικές μονάδες στο διασυνδεδεμένο σύστημα, καθώς και οι νέες εντάξεις δίνονται στους Πίνακες 2.8 και 2.9, αντίστοιχα.

Πίνακας 2.8: Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Σύστημα (Ιούνιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ - ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ(MW)	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ
Δ.Ε.Η.	ΑΓΡΑΣ	50,0	1954
Δ.Ε.Η.	ΑΣΩΜΑΤΑ	108,0	1955
Δ.Ε.Η.	ΑΩΟΣ	210,0	1991
Δ.Ε.Η.	ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19,0	1969
Δ.Ε.Η.	ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384,0	1988
Δ.Ε.Η.	ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ	155,0	2013
Δ.Ε.Η.	ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320,0	1969
Δ.Ε.Η.	ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437,2	1967
Δ.Ε.Η.	ΛΑΔΩΝΑΣ	70,0	1955
Δ.Ε.Η.	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	129,9	1962
Δ.Ε.Η.	ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116,0	1999
Δ.Ε.Η.	ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375,0	1975
Δ.Ε.Η.	ΠΟΥΡΝΑΡΙ Ι	300,0	1981
Δ.Ε.Η.	ΠΟΥΡΝΑΡΙ ΙΙ	33,6	1999
Δ.Ε.Η.	ΣΤΡΑΤΟΣ	150,0	1989
Δ.Ε.Η.	ΣΦΗΚΙΑ	315,0	1986
ΣΥΝΟΛΟ		3172,7	

Νέες Εντάξεις

Πίνακας 2.9: Νέες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής (Ιούνιος 2016)[26]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΠΡΟΣΩΡΙΝΗ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΙΣΧΥΣ(MW)
Δ.Ε.Η.	ΥΗΣ ΜΕΤΣΟΒΙΤΙΟΥ	29
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ ΑΥΛΑΚΙΟΥ	60
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ ΠΥΡΓΟΥ	220
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ ΑΓ.ΓΕΩΡΓΙΟΥ ΑΜΦΙΛΟΧΙΑΣ	370
ΣΥΝΟΛΟ		679

2.3 Εναλλακτικοί Σταθμοί Παραγωγής – ΑΠΕ

Ήδη έχει χορηγηθεί ιδιαίτερα μεγάλος αριθμός Αδειών Παραγωγής για έργα ΑΠΕ περί τα 30 GW σε όλη τη χώρα. Οι Άδειες αυτές αφορούν κυρίως αιολικά πάρκα (Α/Π) και φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Φ/Β) και σε μικρότερη έκταση μονάδες καύσης βιομάζας και βιοαερίου (ΣΒΙΟ) και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΣ). Επίσης, περιλαμβάνονται και οι σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Έως το τέλος του Οκτωβρίου του 2015, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν σταθμοί ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4586 MW, εκ των οποίων τα 1768 MW αφορούν Α/Π και τα 2443 MW Φ/Β (συμπεριλαμβανομένων των Φ/Β του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β 1079/2009). Παράλληλα, έχουν χορηγηθεί Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης 12 για επιπλέον 141 σταθμούς ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2111 MW για σύνδεση στο Σύστημα (δεν περιλαμβάνονται οι μονάδες που εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης Άδειας Παραγωγής προ του Ν. 3851/2010). Από αυτές τις Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης, οι 92 με συνολική ισχύ 1901 MW είναι της αρμοδιότητας του ΑΔΜΗΕ. Από το γενικό σύνολο των 141 Οριστικών Προσφορών Σύνδεσης οι 110 αφορούν Α/Π ισχύος 2020 MW περίπου.

Πίνακας 2.10: Ισχύς των Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) ανά είδος και ως προς το στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2015) [16]

ΕΙΔΟΣ	ΣΕ ΜΗ ΔΕΣΜΕΥΤΙΚΕΣ ΠΡΟΣΦΟΡΕΣ(MW)	ΣΕ ΔΕΣΜΕΥΤΙΚΕΣ ΠΡΟΣΦΟΡΕΣ(MW)	ΣΕ ΔΕΙΤΟΥΡΓΙΑ(MW)
Α/Π	17829	2020	1768
ΜΥΗΣ	329	26	224
Φ/Β	2506	30	2443
ΣΒΙΟ	221	35	52
Η/Θ	146	0	0
ΣΗΘΥΑ	19	0	100
ΣΥΝΟΛΟ	21113	2111	4586

2.3.1 Ιστορική Αναδρομή

Στην Ελλάδα, η ιστορία της ανάπτυξης των ΑΠΕ ξεκινά το 1985 με την πρώτη προσπάθεια νομοθετικής ρύθμισης θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από εναλλακτικές μορφές ενέργειας. Ουσιαστικό βήμα για την ένταξη των ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα πραγματοποιήθηκε το 1994 με την ψήφιση του νόμου 2244/94, που περιείχε εξαιρετικά ευνοϊκούς όρους για τους επενδυτές. Έκτοτε, το ενδιαφέρον του ιδιωτικού τομέα για επενδύσεις στις ΑΠΕ έχει υπάρξει έντονο, με το σύνολο των αιτήσεων να φτάνει το 2004 τα 16000 MW. Παρόλα αυτά, η υλοποίηση των αντιστοιχών έργων καθυστερεί σημαντικά λόγω της δαιδαλώδους αδειοδοτικής διαδικασίας, της ανάγκης εκσυγχρονισμού κι επέκτασης του δικτύου, καθώς και των έντονων αντιδράσεων των κατοίκων σε ορισμένες περιοχές. Η οδηγία της ΕΕ «Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» προβλέπει για την Ελλάδα ενδεικτικό στόχο κάλυψης από Α.Π.Ε., περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, σε ποσοστό της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (νοείται ως η μέση εθνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβανομένης αυτοπαραγωγής συν εισαγωγές

μείον εξαγωγές) κατά το έτος 2010 ίσο με 20,1%. Ο στόχος αυτός είναι συμβατός με τις διεθνείς απαιτήσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο που υπογράφηκε το Δεκέμβριο του 1997 στη σύμβαση - πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος. Το πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει για την Ελλάδα συγκράτηση του ρυθμού αύξησης κατά το έτος 2010 του CO₂ και άλλων αερίων που επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 25% σε σχέση με το έτος βάση 1990. Με δεδομένο ότι κατά το έτος 2010 η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα έχει φθάσει τις 72 TWh υφίσταται ανάγκη συμμετοχής των εν λόγω μη συμβατικών ενεργειακών πηγών σε επίπεδο τάξης 14 TWh.

2.3.2 Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα ΑΠΕ

Τα πλεονεκτήματα των Α.Π.Ε. είναι πολλά

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης.
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτητοποίησης και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- Είναι διάσπαρτες γεωγραφικά και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας έτσι τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες από τη μεταφορά ενέργειας.
- Προσφέρουν τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων, καλύπτοντας ένα ευρύ φάσμα των ενεργειακών αναγκών των χρηστών (π.χ. ηλιακή ενέργεια για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών, αιολική ενέργεια για ηλεκτροπαραγωγή).
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Είναι φιλικές προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από το κοινό.

Ανάμεσα στα μειονεκτηματά τους συγκαταλέγονται τα εξής:

- Ο συντελεστής απόδοσης τους είναι χαμηλός. Μέχρι στιγμής χρησιμοποιούνται ως συμπληρωματικές μονάδες.
- Η παροχή και η απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους, αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Το κόστος παραγωγής ανά Kwh, είναι μεγαλύτερο σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, ειδικά στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών.

2.3.3 Θεσμικό Πλαίσιο για ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η πρώτη προσπάθεια προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα συνίσταται στην έκδοση του νόμου Ν.1559/85, με τον οποίο δίνεται η δυνατότητα σε ιδιώτες αυτοπαραγωγούς, ΔΕΗ και ΟΤΑ, παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Η προώθηση αυτή, συνεχίζεται με την ίδρυση του ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας) με σκοπό την προώθηση και την υποστήριξη δραστηριοτήτων ΑΠΕ. Με τον Νόμο 2244/94 ρυθμίζονται θέματα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα (αδειοδοτική διαδικασία) και δίνεται η δυνατότητα σε ιδιώτες να παράγουν Ηλεκτρική Ενέργεια από ΑΠΕ, ως ανεξάρτητοι παραγωγοί.

Ο νόμος Ν.2773/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθιερώνει την άδεια παραγωγής. Με την Υπουργική Απόφαση, ΥΑ 2000/2002, η άδεια παραγωγής αποτελεί προϋπόθεση για την έναρξη της αδειοδοτικής διαδικασίας. Με την Κοινή Υπουργική Απόφαση, ΚΥΑ 1726/2003, καταβλήθηκε προσπάθεια αντιμετώπισης κυρίως του φαινομένου της χρονικής καθυστέρησης στην περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων ΑΠΕ. Η ΚΥΑ 1726/2003, καταργήθηκε από τις πρόσφατες Οίκ. του 2006: 104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ (σύμφωνα με το αρ. 4 του Ν.1650/1986, όπως αντικαταστήθηκε με το αρ.2 του Ν.3010/2002) και 104248/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ, οι οποίες ρυθμίζουν θέματα που σχετίζονται με την διαδικασία προκαταρκτικής περιβαλλοντικής εκτίμησης και αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και έγκρισης περιβαλλοντικών όρων (Ε.Π.Ο.) έργων ΑΠΕ, καθώς και με το περιεχόμενο και τα δικαιολογητικά των προμελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.). Το 2006, ψηφίστηκε ο νόμος 3468/2006, ο οποίος κατήργησε κάποια άρθρα των νόμων 3175/2003, 2773/1999 και 2244/1994 και αφορά θέματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης.

Παράλληλα, η αδειοδοτική διαδικασία των έργων ΑΠΕ, στηρίζεται και σε ένα πλήθος συναφών νόμων, υπουργικών αποφάσεων κλπ, που αφορούν κυρίως στο περιβαλλοντικό τμήμα της αδειοδότησης, καθώς και στην επέμβαση σε δημόσιες (δασικές) εκτάσεις. Ενδεικτικά αναφέρονται ο νόμος Ν.3010/2002 (Διαδικασία Περιβαλλοντικής Αδειοδότησης), η Υπουργική Απόφαση 15393/2332/5.8.02, ο νόμος Ν.3028/02 (Περί Προστασίας Αρχαίων Μνημείων) και ο νόμος Ν.2941/01 (Απλούστευση Διαδικασιών Αδειοδότησης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας). Το 2008, εκδόθηκε η Εγκύκλιος με αρ. πρωτ.: 97800/3094/4.8.2006 με θέμα «Επεμβάσεις σε εκτάσεις που τελούν υπό την προστασία των Δασικών Υπηρεσιών, για την εγκατάσταση έργων ΑΠΕ». Σύμφωνα με την ευρωπαϊκή οδηγία, η οποία τέθηκε σε ισχύ τον Ιούνιο του 2009 (2009/28/ΕΚ), διατυπώνονται φιλόδοξοι στόχοι για τη χρήση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Συγκεκριμένα, πρέπει μέχρι το 2020, το 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (στο τομέα των μεταφορών το 10%). Επιπλέον,

- Δεσμευτικός στόχος για το 2020: συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό 20% (από 18% της Οδηγίας) στη ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας.
- Συμμετοχή των ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%. Σήμερα περί το 10% (το 2007 στο 7%, το 2006 στο 13%).

Μέχρι σήμερα έχουν υπάρξει δύο Ευρωπαϊκές Οδηγίες για την προώθηση των ΑΠΕ, μία για την ηλεκτρική ενέργεια (2001/77/ΕΚ) και μία για τα βιοκαύσιμα(2003/30/ΕΚ).Ένα βασικό στοιχείο της πρώτης, η οποία τέθηκε σε ισχύ το 2001, ήταν να αυξηθεί το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, από 14% που ήταν το 1997, σε 21% μέχρι το 2010 (ΕΕ-25). Η Οδηγία για τα βιοκαύσιμα, έθετε ως στόχο, το 5,75% της κατανάλωσης καυσίμων μέχρι το 2010 να προέρχεται από βιοκαύσιμα. Και οι δύο Οδηγίες, έχουν αντικατασταθεί από την Οδηγία 2009/28/ΕΚ.

Σύμφωνα με το Ν.4011/2011, το θεσμικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ λειτουργώντας με ρόλο ρυθμιστή στην Ελλάδα, στα πλαίσια ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού, λαμβάνει υπόψη του τα ακόλουθα:

- Τα υπάρχοντα και πιθανολογούμενα ενεργειακά αποθέματα σε εθνικό, περιφερειακό και διεθνές επίπεδο.
- Το διακοινοτικό πρόγραμμα ανάπτυξης των δικτύων Ηλεκτρικής Ενέργειας και Φυσικού Αερίου.
- Τις τάσεις της διεθνούς αγοράς ενέργειας.
- Η ολοκλήρωση της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς ενέργειας μέσω της αύξησης του διασυνοριακού εμπορίου.
- Η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας και η εφαρμογή βιώσιμης πολιτικής για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας, εντός της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς.
- Η προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας και η παροχή των κατάλληλων οικονομικά και αποτελεσματικών κίνητρων.
- Η ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας με κύριο στόχο την ενσωμάτωση των απομονωμένων δικτύων στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και τη δημιουργία μίας ενιαίας εθνικής και ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς.
- Η βελτίωση της παραγωγικότητας και ανταγωνιστικότητας της εθνικής οικονομία και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού.
- Η καταπολέμηση της Ενεργειακής Πενίας με τη διαμόρφωση ενός Εθνικού Σχεδίου Δράσης.

2.3.4 Εθνικοί Στόχοι – Μέτρα Πολιτικής

Σύμφωνα με την Οδηγία 77/2001 θα πρέπει η συμμετοχή των ΑΠΕ στη συνολικά καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην Ε.Ε. το 2010 να ήταν της τάξης του 12%. Για την Ελλάδα το ποσοστό αυτό ορίστηκε σε 20,1%. Για το 2020, προτείνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή δεσμευτικοί στόχοι γνωστοί ως «20-20-20»:

- 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο,
- 20% μείωση των εκπομπών αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) σε σχέση με το 1990,
- 20% εξοικονόμηση ενέργειας,
- 10% συμμετοχή των βιοκαυσίμων στις μεταφορές.

Ο στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική ενέργεια για την Ελλάδα εξειδικεύεται σε 18%, συνεπώς η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) πρέπει να φτάσει σε ποσοστό 30-35%.

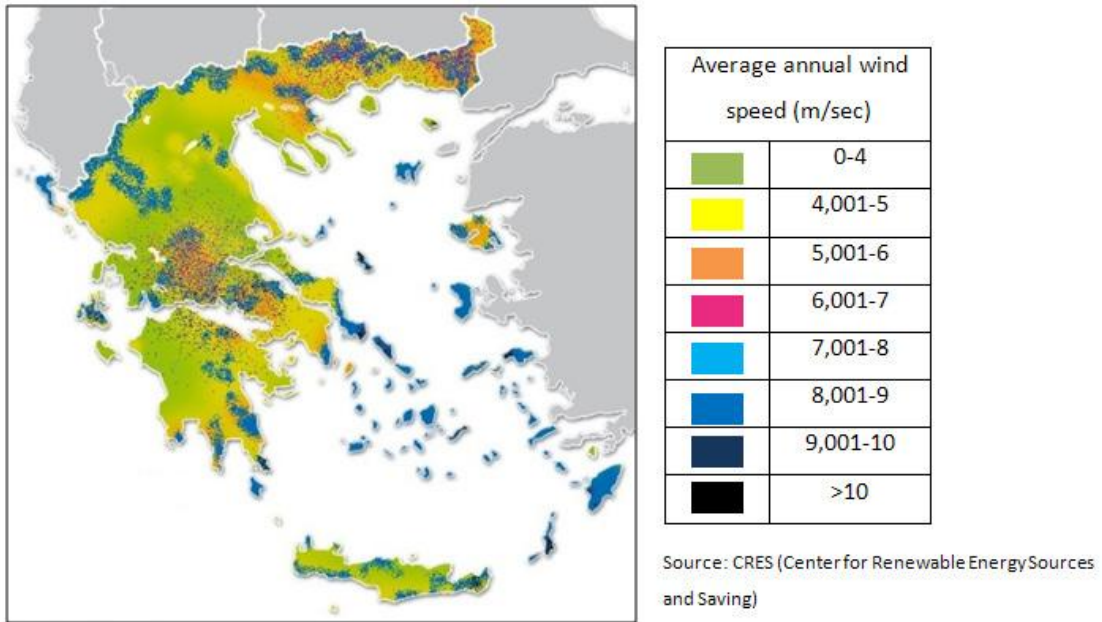
Τα μέτρα πολιτικής για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα είναι:

- Προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας σταθμών ΑΠΕ.
- Ελκυστικές τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας διαφοροποιούμενες ανά τεχνολογία.
- Επιχορήγηση μέχρι 40% της επένδυσης από τον Αναπτυξιακό Νόμο/ΥΠΕΘΟ.
- 10ετής σύμβαση αγοροπωλησίας μεταξύ Παραγωγού – Διαχειριστή με δυνατότητα μονομερούς ανανέωσης από τον κάτοχο της άδειας για άλλα 10 έτη.
- Απαλλαγή από τέλη χρήσης Συστήματος ή Δικτύου.
- Απαλλαγή από το τέλος 3% υπέρ ΟΤΑ για φ/β σταθμούς.

2.3.5 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα

2.3.5.1 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια πρωταγωνιστεί στην ανάπτυξη των Α.Π.Ε. και παρουσιάζει σημαντικές επενδυτικές δυνατότητες στην Ελλάδα. Το εξαιρετικά υψηλό αιολικό δυναμικό της χώρας κατατάσσεται μεταξύ των πλέον ελκυστικών στην Ευρώπη, με απόδοση πάνω από 8 μέτρα/δευτερόλεπτο ή/και 2500 ώρες παράγωγης αιολικής ενέργειας σε πολλά σημεία της χώρας. Η «Στατιστική» της **αιολικής ενέργειας** στην Ελλάδα για το έτος 2015 ότι η συνολική καθαρή αιολική ισχύς που εγκαταστάθηκε κατά το 2015 ήταν **171,8 MW**. Πέραν αυτής της νέας ισχύος, κατά την 31.12.2015 ήταν ήδη υπό κατασκευή νέα αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 210,7 MW. Με βάση την Στατιστική, το σύνολο της αιολικής ισχύος που κατά τα τέλη 2015 βρισκόταν σε εμπορική ή δοκιμαστική λειτουργία είναι: 2150,8 MW αυξημένη κατά 8,7% σε σχέση με πέρυσι[15].



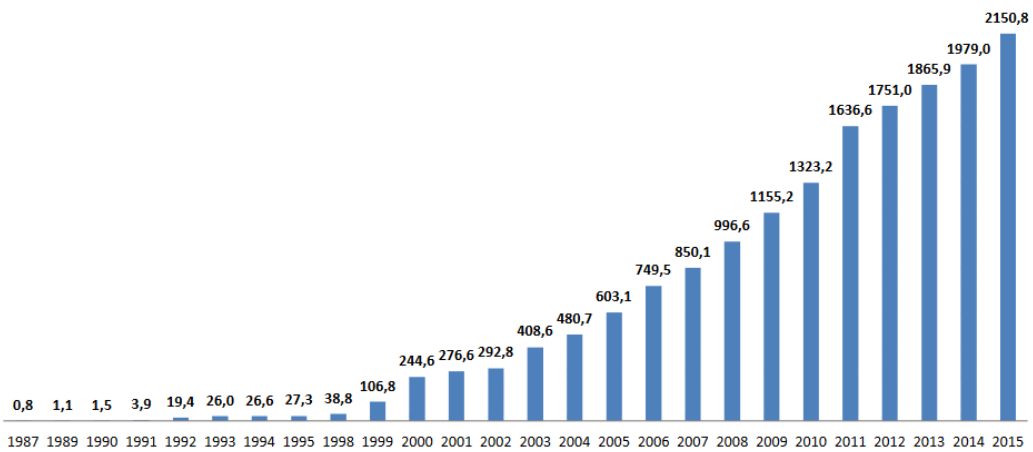
Σχήμα 2.7: Αιολικό Δυναμικό της Ελλάδας[30]



HWEA Wind Energy Statistics – 2015



Total installed MW per year



The HWEA Wind Energy Statistics take into account the wind capacity which is in commercial or test operation in Greece and it is based on sources from the market actors.

Σχήμα 2.8: Εξέλιξη Αιολικής Ενέργειας[33]

Η ισχύς αυτή κατανέμεται ως εξής:

* Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά : 322,6 MW

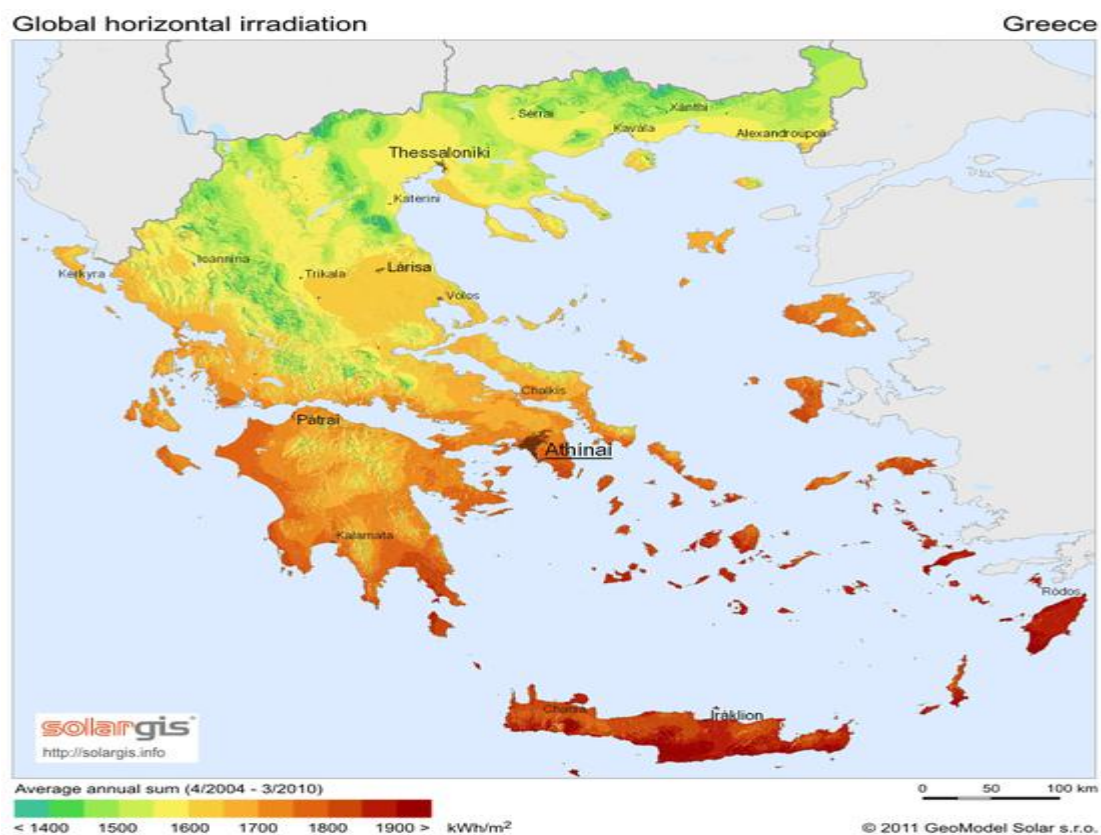
* Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα: 1856,2 MW

Σε επίπεδο Περιφερειών η Στερεά Ελλάδα παραμένει στην κορυφή των αιολικών εγκαταστάσεων αφού φιλοξενεί 415,28 MW και ακολουθεί η Πελοπόννησος με 411,75 MW και η Ανατολική Μακεδονία – Θράκη όπου βρίσκονται 300,35 MW, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.

2.3.5.2 Ηλιακή Ενέργεια

Η Ελλάδα διαθέτει πλούσιο ηλιακό δυναμικό και εκτιμάται ότι η ηλιακή ενέργεια μπορεί να καλύψει το ένα τρίτο των ενεργειακών αναγκών της χώρας. Οι ειδικοί πιστεύουν ότι η αγορά θα αναπτυχθεί σημαντικά και η αξία της θα ξεπεράσει τα 4 δισεκατομμύρια ευρώ στα επόμενα χρόνια.

Η Ελλάδα ενθαρρύνει την ανάπτυξη της ηλιακής θερμικής ενέργειας και μέχρι σήμερα πλήθος μικρών και μεσαίων εταιρειών έχουν επενδύσει στον τομέα αυτό. Ως αποτέλεσμα η σημερινή δυναμικότητα των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στη χώρα έχει φτάσει τα 2400 MW, που σημαίνει ότι έχει υπερκαλύψει τα 2200 MW μέχρι το έτος 2020.



Σχήμα 2.9: Ηλιακό Δυναμικό της Ελλάδας[30]

Το μέγιστο θεωρητικό ποσό ενέργειας που μπορεί να απορροφήσει ένα φωτοβολταϊκό κύτταρο είναι περίπου το 25% της ενέργειας που δέχεται, αλλά το πιο συνηθισμένο ποσοστό είναι λιγότερο από 15%. Καθώς η ηλιακή ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία δεν είναι μονοχρωματική, αποτελείται από φάσμα διαφορετικών μηκών κυμάτων, άρα και από φωτόνια διαφορετικών επιπέδων ενέργειας. Τα φωτόνια χαμηλού ενεργειακού περιεχομένου δεν μπορούν να διεγείρουν ηλεκτρόνια του ημιαγωγού και απλώς διέρχονται μέσα από το φωτοβολταϊκό κύτταρο. Μόνο τα φωτόνια που μεταφέρουν μεγαλύτερη ή ίση ενέργεια από ένα συγκεκριμένο ποσό που εξαρτάται από το υλικό που είναι κατασκευασμένο το κύτταρο μπορούν να ελευθερώσουν ηλεκτρόνια[21]. Η τεχνολογία των ημιαγωγικών υλικών επέτρεψε την αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας στην παραγωγή ηλεκτρισμού, καθώς ενδεχόμενη χρήση αγωγικών υλικών, όπως τα μέταλλα, θα οδηγούσε μεν σε μεγαλύτερη ροή ηλεκτρονίων αλλά θα παρουσίαζε πολύ χαμηλή τάση πεδίου.[37]

Η μέγιστη πραγματική απόδοση των φωτοβολταϊκών στοιχείων, ανάλογα με το υλικό κατασκευής τους, κυμαίνεται από 7% (ηλιακά στοιχεία άμορφου πυριτίου) έως 12-15%(ηλιακά στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου). Η απόδοση επίσης εξαρτάται από τη τοποθεσία, το προσανατολισμό και τη κλίση. Τα φωτοβολταϊκά έχουν τη μέγιστη απόδοση όταν έχουν νότιο προσανατολισμό.

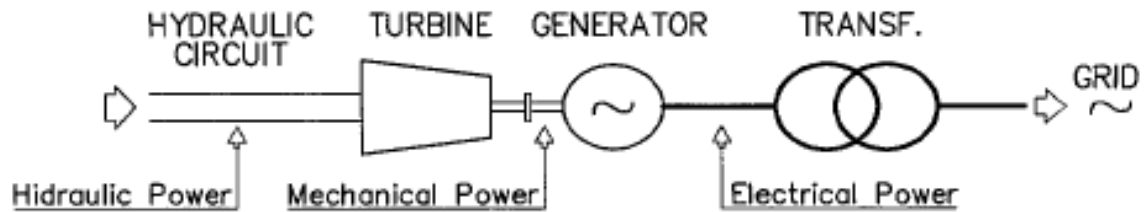
Ας σημειωθεί ότι 1kWp (ισχύος αιχμής του Φ/Β συστοιχίας σε κατάσταση πλήρους ηλιοφάνειας 1000W/m² και θερμοκρασία 25°C) Φ/Β κρυσταλλικού Πυριτίου ανάλογα με την απόδοση που διαθέτει και παράγει κατά μέσο όρο 1.350 kWh AC το χρόνο (με ηλιοφάνεια Αττικής), πάνω σε σταθερή βάση στήριξης. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι τα Φ/Β συστήματα παρακολούθησης του ήλιου σε 2 άξονες αποδίδουν περίπου 25 με 30% επιπλέον ενέργεια το χρόνο στην Ελλάδα ενώ το κόστος τους είναι 10 με 15% ανώτερο από αυτό των Φ/Β συστημάτων σε σταθερές βάσεις. Ένα Φ/Β σύστημα 100 kW παράγει ετησίως ενέργεια 13.500 kWh. Μελέτες σε περιοχές με αντίστοιχες κλιματικές συνθήκες με την Ελλάδα έδειξαν ότι κάθε μεγαβάτ (MW) φωτοβολταϊκών υποκαθιστά έως και 0,8 MW συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής τις καλοκαιρινές ώρες αιχμής. Ο μέσος συντελεστής εγγυημένης ισχύος (capacitycredit) των φωτοβολταϊκών σε ετήσια βάση είναι, για περιοχές σαν τη δική μας, 64% και ανέρχεται σε 80% τις καλοκαιρινές ώρες αιχμής.

2.3.5.3 Μικρά Υδροηλεκτρικά

Η αρχή λειτουργίας των ΜΥΗΕ βασίζεται στην εκμετάλλευση της δυναμικής ενέργειας των επιφανειακών νερών, με μετατροπή της αρχικά σε κινητική και εν συνεχεία σε ηλεκτρική ενέργεια, σύμφωνα με τους νόμους των ηλεκτρομαγνητικών πεδίων. Στο Σχήμα 2.10 παρουσιάζεται ενδεικτικά η διαδικασία μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική (περιστροφική κίνηση), μέσω του στροβίλου και σε ηλεκτρική, μέσω της γεννήτριας. Η εγκατάσταση ενός ΜΥΗΕ αξιοποιεί τη φυσική πτώση των επιφανειακών υδάτων, μέσω ενός υπό πίεση υδραυλικού συστήματος που διοχετεύει το νερό στο στρόβιλο.

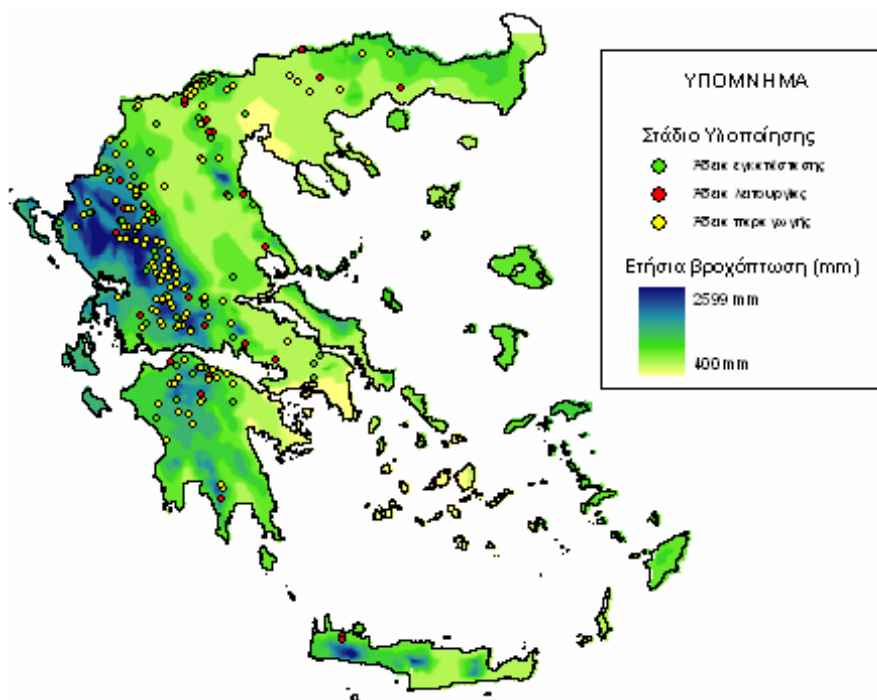
Μια σημαντική διαφορά των Μ.Υ.Η.Ε. από τα μεγάλα υδροηλεκτρικά εκτός του τυπικού ορίου των 10MW εγκατεστημένης ισχύος έγκειται στον τρόπο λειτουργίας της υδροληψίας. Ο αναβαθμός που κατασκευάζεται στις υδροληψίες των Μ.Υ.Η.Ε.

έχει πολύ μικρό ύψος και δε στοχεύει στην αναρρύθμιση της φυσικής απορροής με τη δημιουργία ταμιευτήρα, αλλά στη διαμόρφωση κατάλληλων συνθηκών για τη διοχέτευση της απαιτούμενης παροχής στο σύστημα προσαγωγής[18].



Σχήμα 2.10: Διάγραμμα μετατροπής ενέργειας των ΜΥΗΕ [18]

Στην Ελλάδα η πλουσιότερες υδρολογικά λεκάνες συγκεντρώνονται κυρίως στις βόρειες και δυτικές περιοχές της ηπειρωτικής χώρας, που οριοθετούνται κατά κύριο λόγο από την οροσειρά της Πίνδου. Στο παρακάτω χάρτη παρουσιάζεται η κατανομή των ΜΥΗΕ στο χώρο, ανάλογα με το στάδιο υλοποίησής τους. Στο χάρτη επίσης, φαίνεται η χωρική κατανομή της μέσης ετήσιας βροχόπτωσης.



Σχήμα 2.11: Κατανομή ΜΥΗΕ ανά στάδιο υλοποίησης και μέση βροχόπτωση στην ελληνική επικράτεια[18]

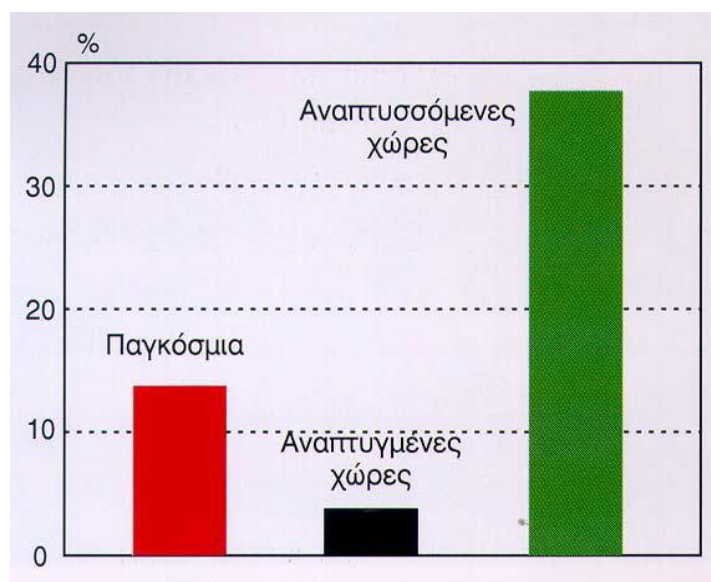
Όσον αφορά τα έργα που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία οι περιφέρειες Κεντρικής Μακεδονίας, Στερεάς Ελλάδας και Ηπείρου συγκεντρώνουν 34 από τα 48 λειτουργούντα έργα, δηλαδή ποσοστό 71%. Σε όρους εγκατεστημένης ισχύος, οι τρεις αυτές περιφέρειες μαζί με την περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας συγκεντρώνουν το

91% του συνόλου, καθώς η μέση ισχύς των έργων αυτών είναι μεγαλύτερη λόγω πλουσιότερου ενεργειακού δυναμικού.

2.3.5.4 Βιομάζα –Βιοαέριο

Βιομάζα

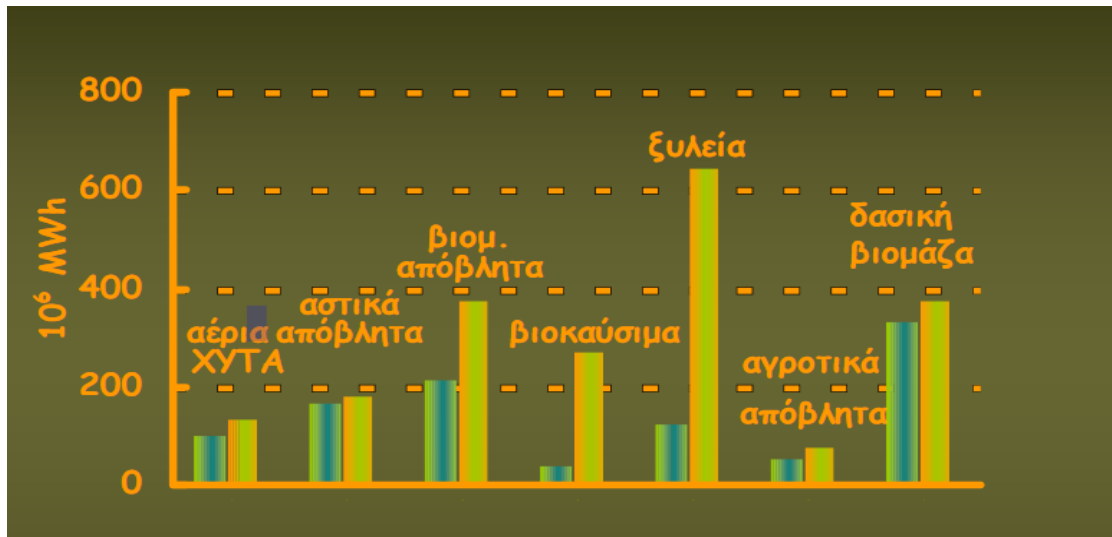
Η βιομάζα που παράγεται κάθε χρόνο στον πλανήτη μας υπολογίζεται ότι ανέρχεται σε 172 δισ. τόνους ξηρού υλικού, με ενεργειακό περιεχόμενο δεκαπλάσιο της ενέργειας που καταναλίσκεται παγκοσμίως στο ίδιο διάστημα. Το τεράστιο αυτό ενεργειακό δυναμικό παραμένει κατά το μεγαλύτερο μέρος του ανεκμετάλλευτο, καθώς, σύμφωνα με πρόσφατες εκτιμήσεις, μόνο το 1/7 της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας καλύπτεται από τη βιομάζα και αφορά κυρίως τις παραδοσιακές χρήσεις της (καυσόξυλα κλπ.).



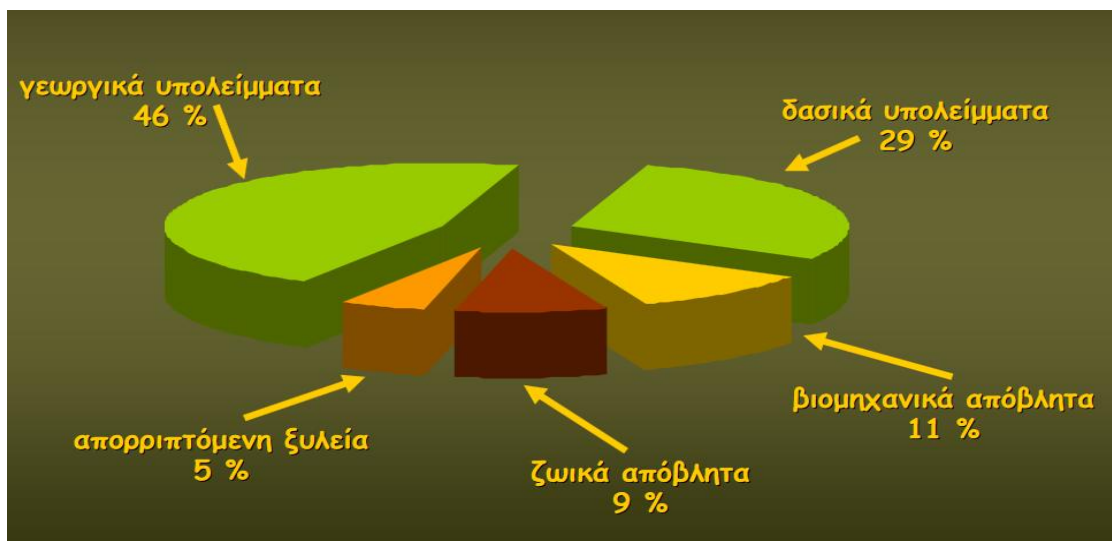
Σχήμα 2.12: Η συμμετοχή της βιομάζας (%) στην παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας [19]

Στην Ελλάδα, τα κατ' έτος διαθέσιμα γεωργικά και δασικά υπολείμματα ισοδυναμούν ενεργειακά με 3-4 εκατ. τόνους πετρελαίου, ενώ το δυναμικό των ενεργειακών αι δασικών υπολειμμάτων. Το ποσό αυτό αντιστοιχεί ενεργειακά στο 30-40% της ποσότητας του πετρελαίου που καταναλώνεται ετησίως στη χώρα μας. Σημειώνεται ότι 1 τόνος βιομάζας ισοδυναμεί με περίπου 0,4 τόνους πετρελαίου. Εντούτοις, με τα σημερινά δεδομένα, καλύπτεται μόλις το 3% περίπου των ενεργειακών αναγκών της με τη χρήση της διαθέσιμης βιομάζας. Η βιομάζα στη χώρα μας χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή, κατά τον παραδοσιακό τρόπο, θερμότητας στον οικιακό τομέα (μαγειρική, θέρμανση), για τη θέρμανση θερμοκηπίων, σε ελαιουργεία, καθώς και, με τη χρήση πιο εξελιγμένων τεχνολογιών, στη βιομηχανία (εκκοκκιστήρια βαμβακιού, παραγωγή προϊόντων ξυλείας, ασβεστοκάμινοι κ.ά.), σε περιορισμένη, όμως, κλίμακα. Ως πρώτη ύλη σε αυτές τις περιπτώσεις χρησιμοποιούνται υποπροϊόντα της βιομηχανίας ξύλου, ελαιοπυρηνόξυλα, κουκούτσια ροδάκινων και άλλων φρούτων, τσόφλια αμυγδάλων, βιομάζα δασικής προέλευσης, άχυρο σιτηρών,

υπολείμματα εκκοκκισμού κ.ά. Από πρόσφατη απογραφή, έχει εκτιμηθεί ότι το σύνολο της άμεσα διαθέσιμης βιομάζας στην Ελλάδα συνίσταται από 7.500.000 περίπου τόνους υπολειμμάτων γεωργικών καλλιεργειών (σιτηρών, αραβόσιτου, βαμβακιού, καπνού, ηλίανθου, κλαδοδεμάτων, κληματίδων, πυρηνόξυλου κ.ά.), καθώς και από 2.700.000 τόνους δασικών υπολειμμάτων υλοτομίας (κλάδοι, φλοιοί κ.ά.). Παρακάτω παρουσιάζονται τα σενάρια συμμετοχής των διαφόρων τύπων βιομάζας μέχρι το 2020 και η συμμετοχή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο[19].



Σχήμα 2.13: Σενάρια συμμετοχής των διαφόρων τύπων βιομάζας μέχρι το 2020[30]



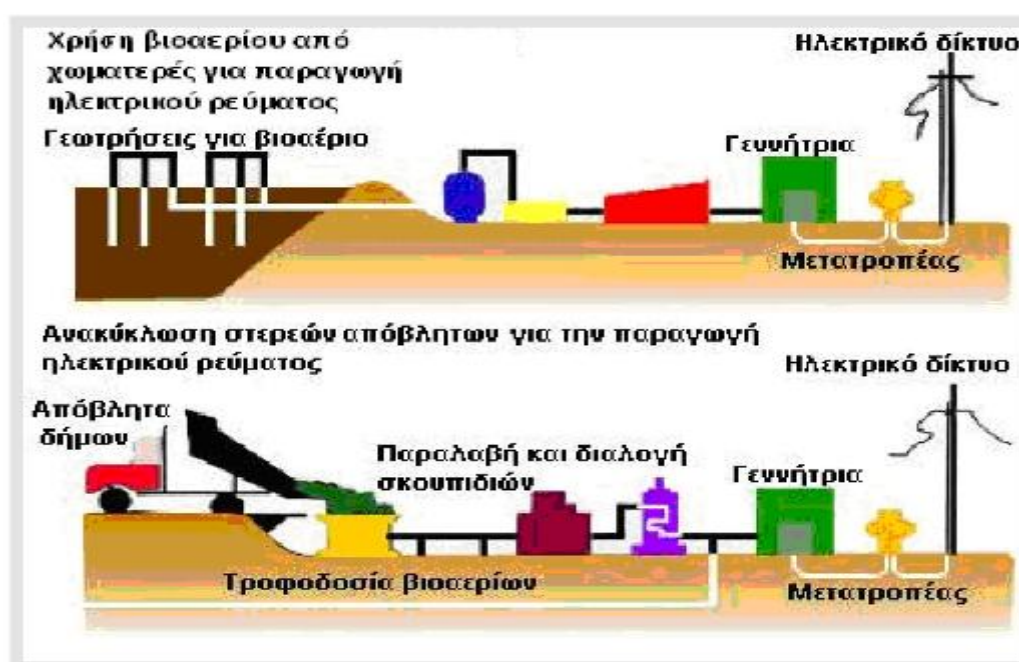
Σχήμα 2.14: Συμμετοχή των διαφόρων τύπων βιομάζας στο ενεργειακό ισοζύγιο[30]

Βιοαέριο

Το βιοαέριο, παράγεται από την αναερόβια χώνευση αποβλήτων (λύματα από χοιροστάσια, βουστάσια, κτηνοτροφικές μονάδες προβάτων, ελαιουργεία, τυροκομεία, σφαγεία κλπ), όπως και ενεργειακών φυτών και των υπολειμμάτων αυτών. Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, θερμότητας, φυσικού αερίου και

οργανικού λιπάσματος από τα παραπάνω αρνητικής αξίας απόβλητα και υπολείμματα, έχει το μοναδικό αποτέλεσμα της παραγωγής αυξημένης αξίας προϊόντων, τόσο για την τοπική κοινωνία όσο και για την συνολική οικονομία. Το βιοαέριο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα με περιεκτικότητες 55 – 70% και 30 – 45% αντίστοιχα ενώ περιέχει ελάχιστες ποσότητες άλλων αερίων, όπως άζωτο, υδρογόνο, αμμωνία, υδρατμούς και υδρόθειο. Η θερμογόνο δύναμη του βιοαερίου κυμαίνεται από 5,5 έως 7,0 kWh / m³. [15]

Η πρώτη ύλη που χρησιμοποιείται για τη διεργασία αυτή δυνητικά περιέχει επιβαρυντικούς χημικούς καθώς και μολυσματικούς βιολογικούς παράγοντες. Ο εργαστηριακός ποιοτικός έλεγχος του οργανικού φορτίου που προορίζεται ως πρώτη ύλη στον αναερόβιο βιοαντιδραστήρα είναι επιβεβλημένος ώστε να εξασφαλιστεί η ασφαλής περαιτέρω αξιοποίηση του οργανικού κλάσματος ως λίπασμα σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Κανονισμό 1069/2009 που καθορίζει τους κανόνες υγιεινής και θέτει τα μέτρα που πρέπει να εφαρμόζονται π.χ. στα ζωικά υποπροϊόντα, ώστε να μπορούν αυτά να υποβληθούν σε επεξεργασία στις εγκαταστάσεις παραγωγής βιοαερίου. Στην ακόλουθη εικόνα παρίσταται η εκμετάλλευση του βιοαερίου για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος μέσω γεωτρήσεων.



Σχήμα 2.15: Σχηματική απεικόνιση παραγωγής βιοαερίου [15]

Το βιοαέριο μπορεί να τροφοδοτήσει Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (Μ.Ε.Κ.), καυστήρες αερίου ή και αεριοστρόβιλους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Μπορεί, επίσης, να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο μεταφορών, αφού προηγηθεί ένα στάδιο καθαρισμού / αναβάθμισης του. [15]

Πλεονεκτήματα Βιοαερίου

Για την κτηνοτροφία:

Η λειτουργία μιας μονάδας βιοαερίου σε μια αγροτοκτηνοτροφική περιοχή, έχει τα εξής άμεσα αποτελέσματα για την τοπική οικονομία και κυρίως για τις κτηνοτροφικές μονάδες:

- Απαλλάσσει τις κτηνοτροφικές μονάδες από επιπλέον κόστη επένδυσης και λειτουργίας, αναποτελεσματικών στην πράξη, βιολογικών καθαρισμών
- Απαλλάσσει τις κτηνοτροφικές μονάδες από το υπάρχον κόστος διαχείρισης των αποβλήτων
- Δίνει την δυνατότητα στις κτηνοτροφικές μονάδες της απόκτησης αδειας λειτουργίας χωρίς καμία επιπλέον επένδυση.
- Μείωση του κόστους της διατροφής των ζώων μέσω μειωμένου κόστους λίπασματος για τα σιτηρά.
- Απελευθέρωση χώρου στις κτηνοτροφικές μονάδες και δυνατότητα επέκτασης τους

Για την γεωργία και την ελληνική οικονομία:

- Επιπλέον σταθερό εισόδημα για τους αγρότες μέσω της συμβολαιακής γεωργίας.
- Αυξημένη απόδοση λίπανσης: Μέσω της νιτροποίησης που λαμβάνει χώρα κατά την αναερόβια χώνευση των ζωικών υποπροϊόντων/λυμάτων, οργανικά συσσωματώματα με ισχυρούς χημικούς δεσμούς διασπώνται σε ανόργανες ενώσεις που είναι άμεσα απολήψιμες από τα φυτά. Αυτό έχει σαν άμεση συνέπεια, την αύξηση της γεωργικής παραγωγής με ταυτόχρονη μείωση του κόστους καλλιέργειας.
- Οργανικό-εδαφοβελτιωτικό λίπασμα. Εξοικονόμηση χρημάτων για τους αγρότες και του κτηνοτρόφους: Το συγκεκριμένο πλεονέκτημα των μονάδων βιοαερίου, αποτελεί ίσως το μεγαλύτερο όφελος για την ελληνική γεωργία και κτηνοτροφία, εξασφαλίζοντας μειωμένο κόστος του σιτηρέσιου. Όπως είναι γνωστό, το σημαντικό κόστος των καλλιεργειών είναι το λίπασμα, και των κτηνοτρόφων το κόστος διατροφής των ζώων, το οποίο συνεχώς αυξάνεται. Ανάλογα με το μείγμα των οργανικών ζωικών υποπροϊόντων/λυμάτων και των αγροτικών υπολειμμάτων και ενσιρωμάτων σε μια περιοχή (π.χ. αγελαδοτροφεία, άλλες κτηνοτροφικές μονάδες), η περιεκτικότητα του χωνεμένου υπολείμματος σε ανόργανα στοιχεία μπορεί να είναι περισσότερο κατάλληλη για χρήση στη γεωργία. Κάτι τέτοιο έχει ως επακόλουθο τη μείωση των αναγκών σε λιπάνσεις με χημικά σκευάσματα και επομένως στην εξοικονόμηση χρημάτων των αγροτών. Με εκτιμήσεις του Δανικού Ινστιτούτου Γεωργικών Ερευνών (Danish Institute of Agricultural Sciences), η εφαρμογή επεξεργασμένων αποβλήτων ως εδαφοβελτιωτικό σε ένα εκτάριο αγρωστωδών εξασφαλίζει κέρδος 20 € από την εξοικονόμηση 34 κιλών αζωτούχου λίπασματος. Μία μικρή μονάδα βιοαερίου παράγει ποσότητα υγρού ή στερεού βιολογικού λιπασματος (σαν δωρεάν παραπροϊόν), αρκετή ώστε να καλύψει την οργανική λίπανση 5.000 – 10.000 στρεμμάτων, η οποία μπορεί να δοθεί δωρεάν στους αγρότες. Είναι γνωστό ότι τα εδάφη στην Ελλάδα, μετά από την αλόγιστη χρήση επί σειρά ετών, χημικών λιπασμάτων

έχουν σοβαρό πρόβλημα λίπανσης. Επίσης σημαντικό είναι ότι με την χρήση του λιπάσματος από την μονάδα βιοαερίου, το κόστος λίπανσης για τον μέσο Έλληνα αγρότη, μειώνεται κατά 40%.

Για το περιβάλλον:

- Καθαρίζει κυριολεκτικά ολόκληρες περιοχές από ότι οργανικό απόβλητο παράγεται.
- Αναβαθμίζει άμεσα την ποιότητα ζωής και την υγεία των κατοίκων.
- Εξοικονόμηση CO₂ με τεράστιο περιβαλλοντικό όφελος: Εκτός από την παραγωγή ρεύματος από ΑΠΕ, πλήθος οργανικών αποβλήτων (κοπριές ζώων, τυρόγαλα, κατσίγαρος, υπολείμματα αγροτικών και βιομηχανικών επεξεργασιών), θα μετατραπούν σε χρήσιμες πρώτες ύλες αυξάνοντας την περιβαλλοντική συνεισφορά όπως πιο πάνω τεχνολογίας.
- Συνεισφέρει στη μείωση των παθογόνων οργανισμών (προερχόμενων από οργανικά υποπροϊόντα), καθώς και στη μείωση των οσμών και όπως οπτικής ρύπανσης που προκαλούν. Δυστυχώς, απουσία επιστημονικών μελετών, δεν είναι γνωστό στην Ελλάδα, πόσο πολύ επιβαρύνεται η υγεία των κατοίκων όπως επαρχίας, εξαιτίας όπως μη διάθεσης των οργανικών υποπροϊόντων/αποβλήτων.
- Μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου έτσι ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι του πρωτοκόλλου του Κιότο για τη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα και των άλλων αερίων του θερμοκηπίου. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι για κάθε τόνο επεξεργασμένων αποβλήτων εξοικονομούνται 0,090 τόνοι ισοδυνάμου CO₂ (RISO, 2005).
- Μείωση των οργανικών αποβλήτων και όπως ρύπανσης που αυτά προκαλούν: Η χρήση των οργανικών αποβλήτων ως πρώτες ύλες στην μονάδα βιοαερίου συμβάλει στην μείωση ποσοτήτων αποβλήτων πτηνοτροφείων, βουστασιών και χοιροτροφείων όπως ευρύτερης περιοχής, τα οποία σε συνήθειες διαδικασίες διατίθενται ανεξέλεγκτα στο περιβάλλον, συμβάλλοντας στην αύξηση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.
- Μείωση οσμών και οπτικής ρύπανσης: Με την αναερόβια χώνευση μειώνονται δραστικά οι οσμές των κτηνοτροφικών αποβλήτων έως και κατά 80%. Ενώσεις που χαρακτηρίζονται από δυσάρεστες οσμές, όπως τα πτητικά λιπαρά οξέα και οι μερκαπτάνες διασπώνται σε μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα από αναερόβια βακτήρια (Epa, 2005)

2.3.6 Υφιστάμενη Κατάσταση Σταθμών ΑΠΕ στην Ελλάδα

2.3.6.1 Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Όσον αφορά στο διασυνδεδεμένο σύστημα, οι Υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.11.

Πίνακας 2.11: Υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ Συνδεδεμένες στο Σύστημα (Μάιος 2016)[33]

ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	Α/Π	Φ/Β	ΒΙΟΑΕΡΙΟ	ΜΥΗΣ
	ΙΣΧΥΣ (MW)			
ΕΥΒΟΙΑ	250,4			
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	458,28	315,32	0,4	32,89
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ & ΘΡΑΚΗ	304,35	214,94	0,5	2,97
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	52,9	98,2	0,88	14,28
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	41	320,24	11,05	49,4
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	130,35	275,73	0,5	43,98
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	414,3	297,4		3,99
ΝΗΣΙΑ ΙΟΝΙΟΥ	83,7	26,96		
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	17	265,21	2,35	27,12
ΑΤΤΙΚΗ	102,36	167,29	35,36	0,63
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	1,975			
ΗΠΕΙΡΟΣ		108,71	1,2	48,27
ΒΟΡΕΙΟ ΑΙΓΑΙΟ		0,09		
ΝΟΤΙΟ ΑΙΓΑΙΟ		2,41		
ΣΥΝΟΛΟ	1856,615	2092,5	52,24	223,53

2.3.6.2 Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στα μη ΜΔΝ λειτουργούν 98 αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 322,69 MW και 1.758 Φ/Β σταθμοί συνολικής ισχύος 135,98MW και ένας ΜΥΗΣ ισχύος 3,3MW

Πίνακας 2.12: Υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ στο ΜΔΣ (Μάιος 2016)[27]

ΜΔΣ ΝΗΣΙΑ	Α/Π	Φ/Β	ΜΥΗΣ
	ΙΣΧΥΣ (MW)		
ΚΡΗΤΗ	200,31	78,29	
ΡΟΔΟΣ	49,15	18,16	
ΚΩΣ- ΚΑΛΥΜΝΟΣ	15,2	8,78	
ΛΕΣΒΟΣ	13,95	8,84	
ΣΑΜΟΣ	8,38	4,37	
ΧΙΟΣ	9,08	5,17	
ΠΑΡΟΣ	12,96	4,21	
ΣΥΡΟΣ	2,84	0,99	
ΔΗΜΝΟΣ			
ΚΑΡΠΑΘΟΣ			
ΜΥΚΟΝΟΣ			
ΜΗΛΟΣ			
ΥΠΟΛΟΠΙΑ ΗΣ	10,82	7,17	
ΣΥΝΟΛΟ	322,69	135,98	0,3

2.3.7 Προβλεπόμενη εξέλιξη ΑΠΕ

Η πρόβλεψη της εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ παρουσιάζει αντίστοιχες ή και μεγαλύτερες δυσχέρειες από αυτές της πρόβλεψης φορτίου. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ εξαρτάται τόσο από την πρόοδο της αδειοδοτικής διαδικασίας των έργων, όσο και από τις επενδυτικές πρωτοβουλίες και δυνατότητες των επενδυτών. Στον Πίνακα 2.13 που ακολουθεί περιγράφονται τα δύο Σενάρια Διείσδυσης των ΑΠΕ που έχουν θεωρηθεί για τους σκοπούς αυτής της εργασίας.

Πίνακας 2.13: Προβλεπόμενη Ανάπτυξη ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα[26]

ΕΙΔΗ ΑΠΕ	Τωρινή Κατάσταση	Ήπια Διείσδυση		Αυξημένη Διείσδυση	
		2016	2020	2016	2020
	(MW)				
Αιολικά	1831	1920	2800	1960	3000
Φωτοβολταϊκά	2092	3120	4000	3220	4500
Μικρά Υδροηλεκτρικά	52	226	250	236	300
Βιομάζα/Βιοαέριο	223	136	200	146	250
ΣΗΘΥΑ	100	119	119	173	390
ΣΥΝΟΛΟ	4298	5521	7369	5735	8440

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η προβλεπόμενη εξέλιξη των ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Πίνακας 2.14: Προβλέψεις ΑΠΕ στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα[27]

ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ ΜΔΝ 2016 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά						334	337	339	342	345	348	350
Φ/Β						136	136	136	136	136	136	136
Φ/Β Στέγες						23	23	23	23	23	23	23
ΣΥΝΟΛΟ						493	496	498	501	504	507	509
ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ ΜΔΝ 2017 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά	352	353	355	357	358	360	362	363	365	367	368	370
Φ/Β	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
Φ/Β Στέγες	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
ΣΥΝΟΛΟ	511	512	514	516	517	519	521	522	524	526	527	529
ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ ΜΔΝ 2018 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά	372	373	375	377	378							
Φ/Β	136	136	136	136	136							
Φ/Β Στέγες	23	23	23	23	23							
ΣΥΝΟΛΟ	531	532	534	536	537							

2.4 Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

2.4.1 Ιστορική Αναδρομή της Συμπαράγωγής στην Ελλάδα

Η Συμπαράγωγή στην Ελλάδα ξεκινά από τις αρχές του 20ου αιώνα, όταν στο Βόλο και ειδικότερα στην κεραμοποιεία Τσαλαπάτα εγκαταστάθηκε, από Βέλγους μηχανικούς, σύστημα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας για τις ανάγκες της, που λειτούργησε μέχρι και τα τέλη της δεκαετίας του '70. Σε ευρύτερη κλίμακα, οι πρώτες μονάδες Συμπαράγωγής εγκαταστάθηκαν σε μεγάλες ελληνικές βιομηχανίες στις αρχές της δεκαετίας του '70. Σήμερα, λειτουργούν μονάδες Συμπαράγωγής σε βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, δυλιστήρια πετρελαίου, κλωστοϋφαντουργίες, κ.λ.π. Επίσης, ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε να καλύπτουν τις θερμικές ανάγκες αστικών περιοχών με τα δίκτυα τηλεθέρμανσης, όπως τα δίκτυα της Κοζάνης, της Πτολεμαΐδας, του Αμυνταίου και της Μεγαλόπολης. Αναλύοντας τα στοιχεία των εγκαταστάσεων μέχρι σήμερα φαίνεται ότι από το 1990 και μετά έχουμε σημαντικές βελτιώσεις στις εγκαταστάσεις ΣΗΘ στις ελληνικές βιομηχανίες. Η βελτίωση δεν ήταν μόνον ποιοτική αλλά και ποσοτική (αύξηση εγκατεστημένης ισχύος) σε επίπεδο βιομηχανίας. Μετά τα μέσα της δεκαετίας του 1990, η άφιξη του φυσικού αερίου στην Ελλάδα και οι δυνατότητες που προσφέρει η τεχνολογία της Συμπαράγωγής, οδήγησαν στη δραστηριοποίηση ενός σημαντικού αριθμού εταιρειών ή οργανισμών, με στόχους την ενημέρωση του επιχειρηματικού κόσμου, την παροχή συμβουλευτικών υπηρεσιών για τη μελέτη και κατασκευή εγκαταστάσεων

συμπααραγωγής με το "κλειδί στο χέρι", τη συντήρηση, λειτουργία και εκμετάλλευση εγκαταστάσεων συμπααραγωγής[10].

Πίνακας 2.15: Εγκαταστάσεις ΣΗΘ στην Ελλάδα μέχρι το 1991 [10]

α/α	Βιομηχανικός Τομέας	Είδος Βιομηχανίας	Παραγωγή (MWh)	Εγκατεστημένη Ηλ. Ισχύς (MWe)
1*	Ελλ. βιομηχανία Ζάχαρης (Λάρισας)	Βιομ. Ζάχαρης	13748	12,0
2*	Ελλ. βιομηχανία Ζάχαρης (Πλατέως)	Βιομ. Ζάχαρης	18346	12,0
3*	Ελλ. βιομηχανία Ζάχαρης (Σερρών)	Βιομ. Ζάχαρης	13559	6,0
4*	Ελλ. βιομηχανία Ζάχαρης (Ξάνθης)	Βιομ. Ζάχαρης	14314	16,0
5*	Ελλ. βιομηχανία Ζάχαρης (Ορεστιάδας)	Βιομ. Ζάχαρης	12590	10,0
6*	ΕΤΜΑ	Κλωστοϋφαντουργία	47884	9,4
7*	Πειραική Πατραϊκή	Κλωστοϋφαντουργία	---	1,25
8*	Αθηναϊκή Χαρτοποιία	Χαρτοποιία	---	34,6
9	Θεσσαλική Χαρτοποιία	Χαρτοποιία	---	5,5
10*	Λαδόπουλος	Χαρτοποιία	---	3,0
11	Χαλυβουργική	Βιομ. Χάλυβα	---	80,0
12	MOTOR OIL	Διυλιστήριο	226060	23,0
13*	Ελλ. Διυλιστήρια Ασπροπύργου	Διυλιστήριο	267302	50,0
14*	Ε.Π.Β. Αιγαίου	Εξόρ. Πετρελαιοειδών	90410	16,5
15*	Α.Ε.Ε.Χ.Π.Λ.	Βιομ. Λιπασμάτων	37737	11,8
16	Β.Φ. Λιπασμάτων	Βιομ. Λιπασμάτων	86447	25,0
17*	Χ.Β.Β.Ε.	Βιομ. Λιπασμάτων	16128	11,6
18*	Αλουμίνιο της Ελλάδος	Βιομ. Παραγωγής Αλουμινίου	66093	11,6
Ολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)				338,6
Εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς των λειτουργούντων συστημάτων (MW)				214,3
Συνολική παραγωγή 1991 (MWh)			910718	

* Με μαύρο όσες δεν λειτουργούσαν το 1991.

2.4.2 Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα ΣΗΘ

Τα πλεονεκτήματα της συμπααραγωγής είναι:

- Αυξημένη απόδοση κατά την χρήση και την παραγωγή ενέργειας. Είναι ο πλέον ενδεδειγμένος τρόπος ηλεκτροπαραγωγής και παραγωγής θερμικής ενέργειας
- Λόγω της καλύτερης αξιοποίησης του καυσίμου, μειώνει πολύ τις εκπομπές ρύπων και του CO₂, βοηθώντας την προσέγγισή των στόχων του πρωτοκόλλου του Κιότο
- Σε αγροτικές εφαρμογές και όπου έχουμε παραγωγή βιοαερίου αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο μειώνοντας ακόμα περισσότερο το οικολογικό αποτύπωμα
- Σε μεγάλες εγκαταστάσεις συμπααραγωγής μπορεί να εφαρμοστεί η τηλεθέρμανση με πολλά οφέλη σε τοπικές κοινωνίες
- Περιορισμός των απωλειών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της αποκεντρωμένης παραγωγής

- Προσφέρει σημαντική εξοικονόμηση εισαγόμενων μη ανανεώσιμων πόρων συμβάλλοντας στην απεξάρτηση της χώρας από το εξωτερικό
- Οι σταθμοί ΣΗΘ σχεδιάζονται να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλωτών, παρέχοντας υψηλή απόδοση, αποφεύγοντας απώλειες μεταφοράς της ενέργειας και αυξάνοντας την ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρικού συστήματος. Το πλεονέκτημα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό, όταν το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται σαν κύριο καύσιμο
- Η αποκέντρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βοηθάει στην αύξηση της διαθεσιμότητας του δικτύου και στην μείωση του κινδύνου να μείνουν μεγάλα κομμάτια χωρίς ρεύμα

Τα κυριότερα μειονεκτήματα της συμπαραγωγής είναι:

- Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαραγωγής εξαρτώνται από εισαγόμενα καύσιμα. Γενικά χρειάζεται να υπάγονται σε ενεργειακή στρατηγική σε επίπεδο χώρας
- Ενδεχόμενα προβλήματα στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να παρουσιαστούν. Απαιτείται η τήρηση προδιαγραφών όπως αυτές ορίζονται από την ΔΕΗ (εύρος τάσης, συχνότητα, νησιδοποίηση κ.τ.λ.)
- Η μη τήρηση ενός εθνικού σχεδιασμού μπορεί σταδιακά να οδηγήσει σε αύξηση του κόστους ενέργειας. Και αυτό γιατί μπορεί να κατασκευαστούν περισσότεροι σταθμοί από όσους χρειάζονται για τις καταναλώσεις. Προς το παρόν δεν υπάρχει τέτοιος κίνδυνος στην Ελλάδα αφού εισάγει ρεύμα
- Οι μικρές και μεσαίες εγκαταστάσεις που αντικαθιστούν σταθμούς βάσης μπορεί σε τοπικό επίπεδο να αυξήσουν τις εκπομπές ρύπων. Αυτό συμβαίνει γιατί οι κεντρικές μονάδες είναι συνήθως μακριά από τα αστικά κέντρα και είναι πιο εύκολο να ελεγχθούν με αντιρρυπαντική τεχνολογία. Πρέπει να υπάρχει αυστηρώς έλεγχος της συντήρησης των μονάδων εντός του αστικού ιστού και των εκπομπών τους
- Η αποκομιδή των καταλοίπων της καύσης καθώς και η διακίνηση των καυσίμων μπορεί να οδηγήσει σε ρύπανση του εδάφους, σε τοπικό επίπεδο. Εντός του αστικού ιστού μπορεί να δημιουργηθούν και προβλήματα με την ηχορύπανση.

2.4.3 Το θεσμικό πλαίσιο για την συμπαραγωγή στην Ελλάδα

Η συμπαραγωγή διέπεται στη Ελλάδα συνολικά από 14 Νόμους και Υπουργικές Αποφάσεις. Θα ήταν θεμιτό η νομοθεσία να ήταν εξαρχής απλή και κατανοητή ώστε να προωθήσει την συμπαραγωγή ως τεχνολογία και απάντηση στις σύγχρονες ενεργειακές απαιτήσεις. Αντί αυτού, μόλις το 2006 άρχισε να αποσαφηνίζεται το

τοπίο για την ΣΗΘ στην Ελλάδα. Συνοπτικά παρουσιάζονται οι νόμοι παρακάτω. Αναλυτικά μπορούν να βρεθούν στις ιστοσελίδες του ΕΣΣΗΘ και της ΡΑΕ.

- ***N.2244/1994«Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις»:***
Με αυτόν το νόμο καθορίστηκε η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας από μονάδες παραγωγής έως 50 MWe από ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ. Δόθηκε επίσης η δυνατότητα για χρήση φυσικού αερίου. Στους ανεξάρτητους παραγωγούς επιτράπη η παραγωγή από μονάδες ΣΗΘ μέχρι την ονομαστική θερμική και ψυκτική ισχύ των επιχειρήσεων που εξυπηρετούνταν. Για τους αυτοπαραγωγούς προέβλεπε την παραγωγή και ηλεκτρικής ενέργειας, με όριο πάλι την ισχύ των εγκαταστάσεων αν χρησιμοποιούσε συμβατικά καύσιμα, και απεριόριστη αν αυτή προερχόταν από ανάκτηση ενέργειας από διεργασίες. Η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας οριζόταν βάσει του αντίστοιχου τιμολογίου της ΔΕΗ και προβλεπόταν ίση με το 60% του σκέλους ενέργειας. Στην περίπτωση της ανεξάρτητης ηλεκτροπαραγωγής με μονάδες ΣΗΘ καύσης φυσικού αερίου, η τιμή αγοράς καθοριζόταν βάσει του τιμολογίου της ΔΕΗ και περιείχε σκέλος ενέργειας (70% του αντίστοιχου τιμολογίου της ΔΕΗ) και σκέλος ισχύος (70% του αντίστοιχου τιμολογίου της ΔΕΗ). Σχετικά με τις άδειες ο Νόμος προέβλεπε τη γνωμοδότηση της ΔΕΗ για την απορρόφηση της ηλεκτρικής ενέργειας και των προϋποθέσεων σύνδεσης στο Δίκτυο, διατάξεις του καταργήθηκαν με το Ν.2773/99.
- ***N.2773/99«Για την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας»***
Τα θέματα που ρυθμίστηκαν με αυτό τον νόμο ήταν η πρόβλεψη να δίνεται προτεραιότητα από την κατανομή για την ηλεκτρική ενέργεια που παραγόταν από συμπαραγωγή και καθορίζονταν τα ελάχιστα κριτήρια για συστήματα ΣΗΘ. Επίσης εισήχθησαν νέες ρυθμίσεις για την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘ.
- ***N.3175/2003«Αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού, τηλεθέρμανση και άλλες διατάξεις»***
Ο νόμος δημιούργησε τις προϋποθέσεις για την αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού αλλά και για τη διανομή της θερμικής ενέργειας μέσα από δίκτυα θερμότητας, περιγράφοντας τη διαδικασία διανομής θερμικής ενέργειας σε τρίτους και καθορίζοντας την αδειοδοτική διαδικασία για τη λειτουργία δικτύων διανομής θερμότητας και ειδικότερα αυτών που σχετίζονται με εγκαταστάσεις ΣΗΘ. Με την άδεια καθορίζονται ο χρόνος ισχύος της, η περιοχή κατασκευής του δικτύου θερμότητας, η τεχνολογία και οι όροι της διανομής θερμότητας στους καταναλωτές. Αν η θερμική ενέργεια παράγεται από εγκαταστάσεις ΣΗΘ, η Άδεια Διανομής Θερμικής Ενέργειας χορηγείται μαζί με την Άδεια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- ***ΚΥΑ ΥΠΑΝ – ΥΠΕΧΩΔΕ (4 Νοεμβρίου 2004)«Τροποποίηση και συμπλήρωση της αντίστοιχης των δραστηριοτήτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τους βαθμούς όχλησης που αναφέρονται στην πολεοδομική νομοθεσία».***
Η ΚΥΑ έλυσε το πρόβλημα αδειοδότησης ΣΗΘ σε κτήρια.

- Κοινοτική Οδηγία 2004/8/ EC «Προώθηση της συμπαραγωγής ενέργειας βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά ενέργειας και για την τροποποίηση της οδηγίας 92/42/ΕΟΚ»**

Η κοινοτική οδηγία δημιουργεί το πλαίσιο για προώθηση της ΣΗΘ βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα. Εισάγει την έννοια ΣΗΘΥΑ κατηγοριοποιώντας τα συστήματα ΣΗΘ ανάλογα την ισχύ τους σε πολύ μικρή ΣΗΘ (έως 50 kWe), μικρή ΣΗΘ (έως 1 MWe) και ΣΗΘ (>1 MWe).
- Κοινοτική Οδηγία 2005/32/EC « Οικολογικός σχεδιασμός προϊόντων που καταναλώνουν ενέργεια».**

Η κοινοτική οδηγία δημιουργεί το πλαίσιο για τον οικολογικό σχεδιασμό προϊόντων και αφορά τα συστήματα πολύ μικρής και μικρής ΣΗΘ.
- N.3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και ΣΗΘ Υψηλής Αποδοτικότητας και λοιπές διατάξεις».**

Ο Νόμος εισήγαγε νέο πλαίσιο για τη χορήγηση άδειας, παραγωγής, εγκατάστασης και λειτουργίας των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘ Υψηλής Αποδοτικότητας (ΣΗΘΥΑ). Ο νόμος αναφέρεται ρητά στη ΣΗΘ Υψηλής Αποδοτικότητας, όπως αυτή ορίζεται από την ΚΟ 2004/8/ΕΚ, απλοποιείται η αδειοδοτική διαδικασία για επενδύσεις ΣΗΘΥΑ και τίθενται αποκλειστικές προθεσμίες για την έκδοση των αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας για έργα ΣΗΘΥΑ. Θεσμοθετείται Κανονισμός Αδειών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘΥΑ. Καθορίζεται η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΣΗΘΥΑ και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, με σκοπό την απεξάρτηση από τα τιμολόγια της ΔΕΗ και τη διασφάλιση των επενδύσεων. Ο νόμος έθεσε νέες βάσεις για την αδειοδότηση έργων ΣΗΘΥΑ, ιδιαίτερα στην έγκριση των περιβαλλοντικών μελετών, θέτει αυστηρότερα κριτήρια για την έγκριση των ΠΠΕ/ΜΠΕ και συντομότερο χρόνο για την έγκριση των περιβαλλοντικών όρων από τις αρμόδιες κρατικές υπηρεσίες.
- N. 3734/2009 «Προώθηση της συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το υδροηλεκτρικό έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις».**

Ο νόμος ενσωματώνει πλήρως την Κοινοτική Οδηγία 2004/8/ΕΚ. Βασικές τομές του νόμου είναι η μέθοδος υπολογισμού της ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘ, ο υπολογισμός αποδοτικότητας της ΣΗΘ. Επίσης σημαντικό σημείο είναι η κατηγοριοποίηση των συστημάτων ΣΗΘΥΑ, ως προς το όριο του 1 MWe (μικρή ΣΗΘ), εγκρίνοντας ή όχι άπαξ, διάφορους τύπους μηχανών διαφόρων κατασκευαστών, για την περιβαλλοντική τους συμπεριφορά. Έτσι, ο κάθε επενδυτής θα υποβάλλει μόνο το έγγραφο έγκρισης της μηχανής ΣΗΘΥΑ, σχετικά με την περιβαλλοντική έγκριση.
- Υ.Α. ΦΕΚ τ. Β Αρ Φύλλου 1420 / 15.6.2009 «Καθορισμός εναρμονισμένων τιμών αναφοράς των βαθμών απόδοσης για την χωριστή παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας»**

- Υ.Α. ΦΕΚ τ. Β Αρ Φύλλου 1420 / 15.6.2009 Τίτλος «Καθορισμός λεπτομερειών της μεθόδου υπολογισμού της Η.Ε. από ΣΗΘ και της αποδοτικότητας ΣΗΘ».**
 Η Υπουργική Απόφαση (Υ.Α.), Α/Α 8, καθορίζει τις εναρμονισμένες τιμές αναφοράς των βαθμών απόδοσης για τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, τους απαιτούμενους διορθωτικούς συντελεστές για τις τιμές αυτές και η Υ.Α., Α/Α 9, καθορίζει αναλυτικά τον τρόπο υπολογισμού της ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘΥΑ με βάση τις κατευθυντήριες οδηγίες της Κ.Ο 2004/8.
- Ν.3851/2010 «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις».**
 Ο Ν. 3851/2010 ορίζει νέο τρόπο τιμολόγησης της συμπαραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από σταθμούς ΣΗΘΥΑ έως 1 MW που κάνουν χρήση φυσικού αερίου. Κύριο λόγο στην τιμολόγηση έχει η μέση μηνιαία τιμή φυσικού αερίου (ΜΤΦΑ), καθώς και η απόδοση ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος ΣΗΘ.
- Απόφαση ΥΠΕΚΑ (4 Οκτωβρίου 2011) «Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ».**
 Η Υπουργική Απόφαση καθορίζει, με αναλυτικό τρόπο, τη διαδικασία για την έκδοση αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘΥΑ.
- Κώδικες Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής ενέργειας.**
 Οι κώδικες Μεταφοράς και Διανομής Η.Ε., που έχουν εγκριθεί από τη ΡΑΕ, είναι η βάση διασύνδεσης του συστήματος ΣΗΘΥΑ (και ΣΗΘ) με το Δίκτυο.
- Ν. 4001/2011 «Για την λειτουργία ενεργειακών αγορών ηλεκτρισμού και ΦΑ για έρευνα, παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς υδρογονανθράκων και άλλες χρήσεις».**
 Στο νόμο, άρθρο 197, παράγραφο 2 σημειώνεται ότι «από 1.9.2011 δικαίωμα προτεραιότητας κατά την κατανομή του Φορτίου από τον αντίστοιχο Διαχειριστή έχουν όλες οι Μονάδες ΣΗΘΥΑ ανεξαρτήτως Εγκατεστημένης Ισχύος», που αίρει το όριο των 35 MWe που υπήρχε στους προηγούμενους νόμους[11].

2.4.4 Υφιστάμενες Μονάδες Συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής αποδοτικότητας στην Ελλάδα

Η μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής αποδοτικότητας παράγουν ταυτόχρονα ηλεκτρική και θερμική ενέργεια από την ίδια ενεργειακή πηγή. Ως πηγή ενέργειας σε μονάδες συμπαραγωγής μπορεί να χρησιμοποιηθεί οτιδήποτε καύσιμο (ορυκτό ή βιομάζα. Το καύσιμο, όμως που σήμερα κυριαρχεί για οικονομικούς και περιβαλλοντικούς λόγους είναι το φυσικό αέριο.

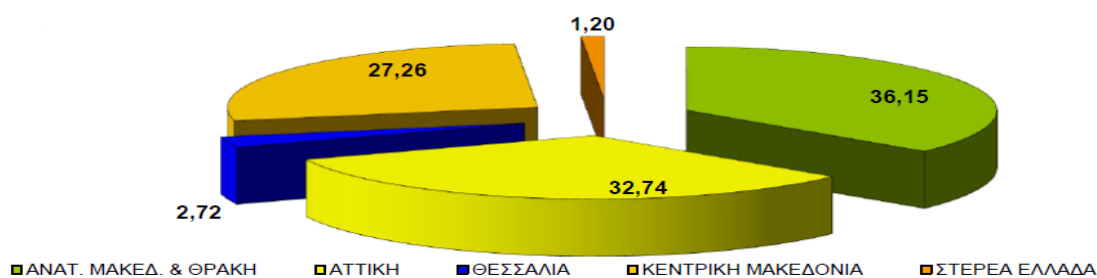
Με την αξιοποίηση της θερμικής ενέργειας η απόδοση μιας εγκατάστασης συμπαραγωγής μπορεί να φτάσει ή να ξεπεράσει το 90%. Ως εκ τούτου η συμπαραγωγή προσφέρει εξοικονόμηση ενέργειας που κυμαίνεται μεταξύ 15 έως

40%, σε σύγκριση με τη διάθεση ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από συμβατικούς ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς και λέβητες αντίστοιχα.

Η συμπαραγωγή παράγει περίπου το 4% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ενώ αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά το ποσοστό στο μέλλον. Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΕΣΣΗΘ) εκτιμάει ότι η συνολική ισχύς για τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού ξεπερνάει το 700MW στο βιομηχανικό τομέα και 100-300 MW στο τομέα των υπηρεσιών βάσει των τρεχουσών πολιτικών για τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού.

Οι προοπτικές στην αγορά για συμπαραγωγή στην Ελλάδα αυξάνονται, ως αποτέλεσμα της αυξανόμενης χρήσης του φυσικού αερίου και της οικονομικής στήριξης για εγκαταστάσεις συμπαραγωγής από επιδοτήσεις της ΕΕ. Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας παρέχεται στους περισσότερους νομούς της χώρας με τηλεθέρμανση(ζεστό νερό) και ηλεκτρικό ρεύμα(τροφοδότηση δικτύου) από το εργοστάσιο συμπαραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος και τηλεθέρμανσης και ενός δικτύου διανομής θερμότητας.

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η γεωγραφική κατανομή των μονάδων ΣΗΘΥΑ.



Σχήμα 2.16: Γεωγραφική κατανομή μονάδων ΣΗΘΥΑ στο ΕΔΣ (Ιούνιος 2016)[33]

2.4.5 Δυνατότητες διείσδυσης της Συμπαραγωγής στην Ελλάδα

Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας δεν είναι κάτι καινούργιο στην Ελλάδα. Οι πρώτες μεγάλες μονάδες ΣΗΘ εγκαταστάθηκαν την δεκαετία του 70 . Λειτουργούν μονάδες συμπαραγωγής στις βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, κλωστοϋφαντουργίες και διυλιστήρια . Επίσης αρκετές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα ώστε να καλύψουν θερμικές ανάγκες γειτονικών αστικών περιοχών. Τα συστήματα αυτά είναι γνωστά και ως Τηλεθέρμανση και λειτουργούν στην Πτολεμαΐδα, το Αμύνταιο, την Μεγαλόπολη και την Κοζάνη. Η έλευση του φυσικού αερίου στην Ελλάδα, την δεκαετία του 90, έδωσε πνοή στην ανάπτυξη της συμπαραγωγής, η οποία ενισχύθηκε και από θεσμικές αλλαγές και από οικονομικά κίνητρα. Παρόλο το ενδιαφέρον από την αγορά για την ΣΗΘ, τελικά πολύ λίγες εγκαταστάσεις πραγματοποιήθηκαν. Με την αξιοποίηση του 2ου και του 3ου κοινοτικού πλαισίου στήριξης πραγματοποιήθηκαν οι εξής εγκαταστάσεις.

- Στην γεωργία, την βιομηχανία και στον τριτογενή τομέα με καύσιμο φυσικό αέριο συνολικής ισχύος 28,5 MWe
- Σε ΟΤΑ και πρώην ΔΕΚΟ με καύσιμο βιοαέριο συνολικής ισχύος 26,25 MWe
- Στον τριτογενή τομέα με καύσιμο LPG ισχύος 0,25 MWe
- Εφαρμογές τηλεθέρμανσης από την ΔΕΗ σε Αμύνταιο και Μεγαλόπολη με συνολική ισχύ 60 MWe

Με την δυνατότητα ανάπτυξης της συμπαραγωγής στην Ελλάδα ασχολήθηκαν οι εξής μελέτες:

- “Εθνικό σχέδιο δράσης για την ΣΗΘ στην Ελλάδα” από το Ελληνικό Κέντρο Παραγωγικότητας (ΕΛΚΕΠΑ) και την EXERGIA (1997).
- “Προϋποθέσεις για την ανάπτυξη της αγοράς ΣΗΘ με Φυσικό Αέριο” από το οικονομικό τμήμα του Πανεπιστημίου Πειραιά (1998)
- “ Ελληνική Εθνική Μελέτη για την Τριπαραγωγή στον Τριτογενή Τομέα” από την ΛΔΚ (2004)
- “Η Ευρωπαϊκή Μελέτη Συμπαραγωγής” από την GOGEN Europe (2001)

Οι μελέτες κατέληγαν ότι το εν δυνάμει δυναμικό στην Ελλάδα για την βιομηχανία και τον τριτογενή τομέα είναι από 500 MWe έως 800 MWe.

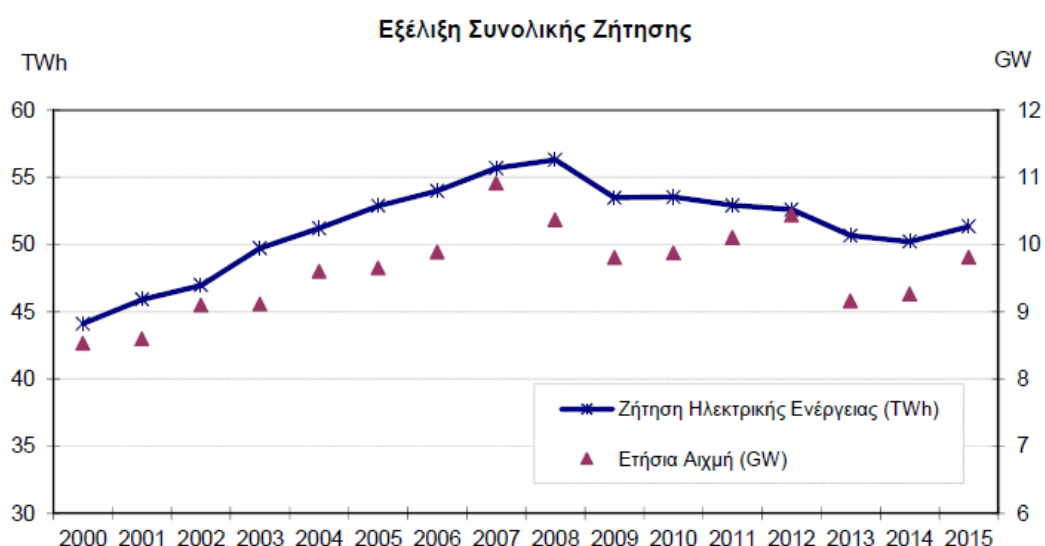
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3:ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΘΑΡΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΙΧΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στην επάρκεια του ελληνικού συστήματος για την περίοδο 2016 -2020 με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Στην αρχή γίνεται ιστορική αναφορά στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και αιχμής φορτίου στην Ελλάδα την τελευταία δεκαετία και στη συνέχεια δίνονται οι προβλέψεις για την περίοδο 2016-2020. Στο τέλος του κεφαλαίου εκτιμήθηκε η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, τόσο τεταρμινιστικά μέσω της μεθοδολογίας για την εκτίμηση επάρκειας συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής του ENTSO-E, όσο και πιθανοτικά μέσω του υπολογισμού του πιθανοτικού δείκτη αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation)

3.1 Ιστορικά Στοιχεία

3.1.1 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο παρακάτω Σχήμα απεικονίζεται η εξέλιξη της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας του Συστήματος (έχει αφαιρεθεί το φορτίο άντλησης) από το 2000 και μετά. Σημειώνεται ότι η Συνολική Καθαρή Ζήτηση περιλαμβάνει και αυτήν που εξυπηρετείται απευθείας σε επίπεδο Διανομής από διεσπαρμένη παραγωγή. Την περίοδο 2000 – 2008 υπήρξε συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης. Έκτοτε, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, παρατηρείται συνεχής μείωση, με εξαίρεση το 2015.



Σχήμα 3.1: Εξέλιξη της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά την περίοδο 2000 – 2015[11]

Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά τη δεκαετία 2000-2010 ήταν 2.17%, παρουσιάζοντας σημαντική μείωση σε σχέση με τις περασμένες δεκαετίες. Κατά την περίοδο 2000-2007 ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 3.39%. Το 2008, απαρχή της οικονομικής κρίσης, η συνολική καθαρή ζήτηση (χωρίς το φορτίο άντλησης) στο Σύστημα ανήλθε στις 56.3 TWh που αποτελεί ιστορικό μέγιστο, παρουσιάζοντας αύξηση 1.11% σε σχέση με το 2007. Το 2009 χαρακτηρίστηκε από σημαντική μείωση της συνολικής καθαρής ζήτησης στο Σύστημα, κατά 5.01% έναντι του 2008, η οποία οφείλεται στην αξιοσημείωτη μείωση των βιομηχανικών φορτίων κατά 20.19% σε σχέση με το 2008, ενώ η κατανάλωση σε επίπεδο Διανομής εμφανίστηκε επίσης μειωμένη κατά 3.63%. Από το 2010 και μετά η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ υποχωρεί ελαφρώς κάθε χρόνο, με εξαίρεση το 2013 όπου παρατηρήθηκε μείωση κατά 3.7% έναντι του 2012. Το 2014 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ ανήλθε σε 50228 GWh, εμφανίζοντας μείωση κατά 10.8% έναντι του 2008 και κατά 0.86% έναντι του 2013. Το 2015 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ αυξήθηκε κατά 2.2% έναντι του 2014.

Από τα στοιχεία του παρακάτω πίνακα, διαπιστώνονται τα εξής:

- Κατά τη δεκαετία 2006-2015, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 0.55%, έναντι 1.53% μέσης μείωσης του καθαρού φορτίου στα όρια του Συστήματος
- Κατά την οκταετία 2008-2015, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 1.31%, έναντι 2.5% μέσης μείωσης του καθαρού φορτίου στα όρια του Συστήματος
- Κατά την πενταετία 2011-2015, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 0.75% (έναντι 2.44% μείωσης του καθαρού φορτίου στα όρια του Συστήματος)
- Κατά την τριετία 2013-2015, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 0.68% (έναντι 0.21% αύξησης του καθαρού φορτίου στα όρια του Συστήματος)
- Το 2015 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 2.24% σε σχέση με το 2014 (έναντι αύξησης 1.91% του καθαρού φορτίου στα όρια του Συστήματος).

Πίνακας 3.1: Εξέλιξη της Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ την περίοδο 2005 – 2015[11]

Έτος	Καθαρό Φορτίο Συστήματος ^(*) (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Καθαρή Ζήτηση (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή			
					10-ετία 2006-2015	8-ετία 2008-2015	5-ετία 2011-2015	3-ετία 2013-2015
2005	52 553		52 880					
2006	53 597	1.99%	53 990	2.10%				
2007	55 253	3.09%	55 690	3.15%				
2008	55 675	0.76%	56 310	1.11%				
2009	52 436	-5.56%	53 490	-5.01%				
2010	52 329	-0.20%	53 545	0.10%				
2011	51 492	-1.60%	52 915	-1.18%	-0.55%			
2012	50 289	-2.34%	52 611	-0.58%		-1.31%		
2013	46 450	-7.63%	50 664	-3.70%			-0.75%	
2014	45 766	-1.47%	50 228	-0.86%				0.68%
2015	46 641	1.91%	51 355	2.24%				

3.1.1 Αιχμή Φορτίου(Ισχύς)

Στον Πίνακα 3.2 απεικονίζεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο ΕΣΜΗΕ.

Πίνακας 3.2: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο ΕΣΜΗΕ[11]

Έτος	Ετήσια Αιχμή Συστήματος ^(*) (MW)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Ετήσια Αιχμή (MW)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή			
					10-ετία 2006-2015	8-ετία 2008-2015	5-ετία 2011-2015	3-ετία 2013-2015
2005	9491 ⁽²⁾		9491 ⁽²⁾					
2006	9889	4.19%	9889	4.19%				
2007	10411 ⁽²⁾	5.28%	10411 ⁽²⁾	5.28%				
2008	10217 ⁽²⁾	-1.86%	10217 ⁽²⁾	-1.86%				
2009	9762	-4.45%	9809	-3.99%				
2010	9794	0.33%	9872	0.64%				
2011	9868	0.76%	10105	2.36%	-0.09%			
2012	9735	-1.35%	10438	3.30%		-0.78%		
2013	8764	-9.97%	9161	-12.23%			-0.73%	
2014	9092	3.74%	9263	1.11%				3.5%
2015	9195	1.13%	9813	5.94%				

Από τα στοιχεία του Πιν. 3.2, σε συνδυασμό με το Σχήμα 16 διαπιστώνονται ακόλουθα:

- Κατά την τελευταία δεκαετία (2006-2015), η ετήσια αιχμή στα όρια του Συστήματος μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 0.81%, ενώ η συνολική ετήσια αιχμή (λαμβάνοντας υπόψη δηλαδή τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό 0.09%
- Κατά την οκταετία 2008-2015, η ετήσια αιχμή όπως μετρήθηκε στα όρια του Συστήματος μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 1.49%(μείωση 0.78% αν ληφθούν υπόψη οι συμφωνημένες περικοπές και η διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο)
- Κατά την τελευταία πενταετία (2011-2015), η ετήσια αιχμή στα όρια του Συστήματος μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 1.75%, ενώ η συνολική ετήσια αιχμή (λαμβάνοντας υπόψη δηλαδή τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό 0.73%
- Κατά την τελευταία τριετία (2013-2015), η ετήσια αιχμή στα όρια του Συστήματος αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 2.43%, ενώ η συνολική ετήσια αιχμή (λαμβάνοντας υπόψη δηλαδή τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό 3.5%

3.2 Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας και Αιχμής Φορτίου για την Περίοδο 2016 – 2020

3.2.1 Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας

Οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν στην διαμόρφωση της ζήτησης ενέργειας της χώρας σε μια μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

1. Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (με βασικό δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ).
2. Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση υπολογιστών κλπ) λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου, αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων (π.χ. οικονομικοί μετανάστες).
3. Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με Φυσικό Αέριο κλπ).
4. Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
5. Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών, όπως εξοικονόμηση ενέργειας, αντιστάθμιση έργου ισχύος, περιβαλλοντικοί περιορισμοί κλπ.

Οι προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά την επόμενη πενταετία (2016-2020) βασίζονται στα διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία της ζήτησης και σε δημοσιευμένες προβλέψεις που έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμόδιους φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κλπ), λαμβάνοντας υπόψη τυχόν διαθέσιμες προβλέψεις προμηθευτών.

Η πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας αντιμετωπίζεται με τη χρήση σεναρίων (εύλογες υποθέσεις σχετικά με το τι θα μπορούσε να συμβεί στο μέλλον βασισμένες στην προηγούμενη και τρέχουσα εμπειρία, αλλά και υποθέσεις σχετικά με το πώς οι σχετικές τάσεις μπορεί να εξελιχθούν). Διαμορφώνονται τρία σενάρια εξέλιξης της ζήτησης: “ΑΝΑΦΟΡΑΣ”, “ΥΨΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ” και “ΧΑΜΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ”.

Οι προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ σχετικά με τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβανομένης και της ζήτησης που εξυπηρετείται τοπικά από διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα για την περίοδο 2016 – 2020, συνοψίζονται στον Πιν. 3.3. Πρέπει να σημειωθεί ότι από το 2017, στις προβλέψεις του Πιν. 3.3 συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των Κυκλάδων, ενώ από το 2020 και το φορτίο της Κρήτης, κάνοντας την υπόθεση ότι στο τέλος του 2019 θα έχει επιτευχθεί η διασύνδεση της Μεγαλονήσου.

Πίνακας 3.3: Σενάρια ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ (2016-2020)[16]

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΧΑΜΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ	ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΥΨΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ
ΕΤΟΣ	GWh		
2016	50420	50870	51270
2017	51240	21900	52260
2018	51640	52520	53360
2019	52030	53170	54200
2020	52460	53830	55100

Από τα αποτελέσματα του Πιν. 3.3 φαίνεται ότι η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να επανέλθει στα επίπεδα του 2008 την περίοδο μετά το 2020 (Σενάριο Αναφοράς). Επιπλέον, η επικαιροποιημένη πρόβλεψη εξέλιξης της ζήτησης του ΑΔΜΗΕ είναι αρκετά χαμηλότερη από την αντίστοιχη προηγούμενη για τα έτη 2013 έως 2023. Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι η προβλεπόμενη εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του σεναρίου ΑΝΑΦΟΡΑΣ του ΑΔΜΗΕ (αν δεν ληφθεί υπόψη η επιπλέον ζήτηση των νησιών που πρόκειται να διασυνδεθούν) από το 2015 και μετά αντιστοιχεί σε ένα μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 1.25%, ο οποίος είναι αρκετά χαμηλότερος από αυτόν της δεκαετίας 2000 – 2010(2.17%). Ο αντίστοιχος μέσος ρυθμός αύξησης για το σενάριο ΥΨΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ είναι 1.64%, ενώ για το σενάριο ΧΑΜΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ είναι 0.8%.

Πίνακας 3.4: Σενάρια εξέλιξης ΑΕΠ[11]

	2016	2017	2018	2019	2020
Σενάριο	%				
Χαμηλής ανάπτυξης	1,9	2,0	2,0	1,0	0,7
Μέσης Ανάπτυξης	2,7	2,4	2,6	1,9	1,6
Υψηλής Ανάπτυξης	3,7	2,7	3,1	2,8	2,4

3.2.2 Προβλέψεις Αιχμής Φορτίου

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει εν γένει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, οπότε εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και δευτερευόντως από τη διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών. Η εν λόγω

εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς. Επιπλέον, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αυξάνει την αβεβαιότητα της πρόβλεψης.

Υπό τις παρούσες συνθήκες, η πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής καθίσταται ακόμα δυσκολότερη, αφού δεν είναι δυνατό να εκτιμηθεί η επίπτωση της οικονομικής ύφεσης στη συμπεριφορά των καταναλωτών κατά τις ώρες τωνθερινών αιχμών, ειδικά σε συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα. Με βάση τα προαναφερόμενα, διαμορφώνονται τρία σενάρια εξέλιξης τωνετησίων αιχμών για το ΕΣΜΗΕ: “ΑΝΑΦΟΡΑΣ”, “ΗΠΙΟ” και “ΑΚΡΑΙΟ”, τα οποία φαίνονται στον Πιν.3.5 Σημειώνεται ότι στις τιμές αυτές συμπεριλαμβάνονται και οι απώλειες μεταφοράς, καθώς και το φορτίο που αναμένεται να εξυπηρετηθεί τοπικά από διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ.Οι τιμές του πίνακα αναφέρονται δηλαδή σε μεσημβρινή αιχμή το θέροςχωρίς να έχει αφαιρεθεί η ισχύς που παράγεται από διεσπαρμένη παραγωγή από Φ/Β.

Πινάκας3.5: Πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου στο Σύστημα (μεσημβρινή αιχμή χωρίς να ληφθεί υπόψη η διεσπαρμένη παραγωγή)[16]

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΗΠΙΟ	ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΑΚΡΑΙΟ
ΕΤΟΣ	(MW)		
2016	9510	9600	9680
2017	9670	9800	9920
2018	9740	9910	10070
2019	9820	10030	10230
2020	9900	10160	10400

Σήμερα, στο Ηπειρωτικό Σύστημα λειτουργούν περί τα 2400MW Φ/Β, τα πλείστα σε επίπεδο ΜΤ και ΧΤ. Συνεπώς, η μεσημβρινή ισχύς που θα διακινηθεί από το Σύστημα Μεταφοράς θα είναι, από το θέρος του 2014 και μετά, περί τα 1500 με 1800 MW (μέγεθος που συνεχώς θα αυξάνει εφόσον επιπλέον Φ/Β προστίθενται), χαμηλότερη από αυτή του παρακάτω Πίνακα.Από το θέρος του 2013 και μετά, αυτό που έχει πλέον σημασία για το σχεδιασμό του Συστήματος ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες διακίνησης ενέργειας κατά τις ώρες μεγίστου φορτίου, είναι η βραδινή αιχμή, η οποία δeneπηρεύεται από την παραγωγή των Φ/Β. Από ιστορικά στοιχεία διαπιστώνεται ότι, με εξαίρεση το 2013 που εμφανίστηκε τον Ιανουάριο, η βραδινή αιχμή ζήτησης φορτίου εμφανίζεται τους θερινούς μήνες σε ημέρες καύσωνα, είναι όμως αρκετά χαμηλότερη από την μεσημβρινή αιχμή. Ενδεχομένως η στροφή των καταναλωτών στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση να οδηγήσει σε μόνιμη εμφάνιση των βραδυνών αιχμών του έτους κατά τη χειμερινή περίοδο. Ο Πιν. 3.6 που ακολουθεί παρέχει τις προβλέψεις των βραδινών θερινών αιχμών, όπως αυτές προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τη συσχέτιση των βραδινών θερινών αιχμών με τισαντίστοιχες ετήσιες ημερήσιες.

Πινάκας3.6: Πρόβλεψη βραδινής θερινής αιχμής φορτίου στο Σύστημα[16]

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΗΠΙΟ	ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΑΚΡΑΙΟ
ΕΤΟΣ		(MW)	
2016	8650	8740	8810
2017	8800	8920	9030
2018	8860	9020	9160
2019	8940	9130	9300
2020	9000	9250	9470

3.2 Ντετερμινιστική Μελέτη Επάρκειας

Για τη ντετερμινιστική εκτίμηση της επάρκειας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2016-2020 χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία του ENTSO-E. Ειδικότερα υπολογίστηκαν τα ισοζύγια ισχύος σε όλα τα χρονικά σημεία αναφοράς για τα έτη 2016 και 2020. Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στα πλαίσια της μεθοδολογίας του ENTSOE εκτιμάται μέσω ενδεικτικών δεικτών αξιοπιστίας, ο υπολογισμός των οποίων στηρίζεται στα προβλεπόμενα ισοζύγια ισχύος των συγκεκριμένων χρονικών σημείων αναφοράς. Ειδικότερα, για κάθε υπό εξέταση χρονικό σημείο αναφοράς υπολογίζονται οι παρακάτω Δείκτες:

- Αξιόπιστα Διαθέσιμη Ισχύς (Reliably Available Capacity, RAC): Εκφράζει το μέρος της Καθαρής Ισχύος που θεωρείται ότι είναι πραγματικά διαθέσιμο στο Σύστημα για την εξυπηρέτηση του φορτίου.
- Διαθέσιμη Ισχύς (Remaining Capacity, RC): Εκφράζει το μέρος της Καθαρής Ισχύος που παραμένει στο Σύστημα για την κάλυψη οποιασδήποτε απρόβλεπτης μεταβολής του φορτίου ή απώλειας παραγωγικού δυναμικού κατά το υπό εξέταση χρονικό σημείο αναφοράς.
- Περιθώριο Εφεδρείας (Adequacy Reference Margin, ARM): Εκφράζει το μέρος της Καθαρής ισχύος το οποίο θα πρέπει να είναι διαθέσιμο ανά πάσα περίπτωση, καθ' όλη τη χρονική περίοδο στην οποία αναφέρεται το υπό εξέταση χρονικό σημείο αναφοράς ώστε να διασφαλίζεται επαρκώς η ασφάλεια τροφοδότησης (security of supply).

3.3.1 Σενάρια που Εξετάζονται

3.3.1.1 Χρονικά Σημεία Αναφοράς

Δεδομένου όμως ότι η αιχμή του Συστήματος αναμένεται τα επόμενα χρόνια να εμφανίζεται κατά τις βραδινές ώρες της θερινής περιόδου, κατά τις οποίες δεν προβλέπεται συμβολή των φωτοβολταϊκών μονάδων, για τους σκοπούς αυτής της ανάλυσης ορίζεται ένα επιπλέον σημείο αναφοράς το οποίο αντικατοπτρίζει την αιχμή του συστήματος. Συνοψίζοντας, τα τρία χρονικά σημεία αναφοράς που εξετάζονται στη μελέτη αυτή είναι:

- Χειμερινό Σημείο Αναφοράς: Η 19η ώρα της τρίτης Τετάρτης του Ιανουαρίου (από 18:00 CET έως 19:00 CET)
- Πρωινό Θερινό Σημείο Αναφοράς: Η 11η ώρα της τρίτης Τετάρτης του Ιουλίου (από 10:00 CEST έως 11:00 CEST)

- Βραδινό Θερινό Σημείο Αναφοράς: Η 19η ώρα της τρίτης Τετάρτης του Ιουλίου (από 18:00 CEST έως 19:00 CEST)

3.3.1.2 Φορτίο για κάθε Σημείο Αναφοράς

Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας εκτίμησης επάρκειας του ENTSO-E έχει ληφθεί υπόψη το Σενάριο Αναφοράς του ΑΔΜΗΕ. Βάσει της προβλεπόμενης ετήσιας αιχμής, και λαμβάνοντας υπόψη στατιστικά στοιχεία περασμένων ετών διαμορφώνεται το Φορτίο για κάθε χρονικό σημείο αναφοράς για τα υπό εξέταση έτη, το οποίο και παρουσιάζεται στον Πιν.3.7. Επιπλέον, στον Πιν.3.7 δίνονται οι εκτιμήσεις που έχουν ληφθεί υπόψη αναφορικά με τη δυνατότητα Διαχείρισης Φορτίου σε κάθε χρονικό σημείο αναφοράς. Οι εκτιμήσεις αυτές συμπεριλαμβάνουν τόσο την απόδοση μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, όσο και τη δυνατότητα του Διαχειριστή να απορρίψει φορτίο.

Πινάκας 3.7: Υποθέσεις Φορτίου για κάθε Σημείο Αναφοράς[16]

	2016	2020
	(MW)	
	Χειμερινό Σημείο Αναφοράς	
Χειμερινή Αιχμή	8913	10075
Φορτίο για το Χειμερινό Σημείο Αναφοράς	7974	9014
Περιθώριο έναντι της Εποχικής Αιχμής Φορτίου	939	1061
Διαχείριση Φορτίου	300	500
	Πρωινό Θερινό Σημείο Αναφοράς	
Θερινή Αιχμή	10350	11700
Φορτίο για το Πρωινό Θερινό Σημείο Αναφοράς	9231	10436
Περιθώριο έναντι της Εποχικής Αιχμής Φορτίου	1119	1264
Διαχείριση Φορτίου	700	1000
	Βραδινό Θερινό Σημείο Αναφοράς	
Θερινή Βραδινή Αιχμή	9465	10710
Φορτίο για το Βραδινό Θερινό Σημείο Αναφοράς	8314	9398
Περιθώριο έναντι της Εποχικής Αιχμής Φορτίου	1151	1312
Διαχείριση Φορτίου	900	1200

3.3.1.3 Καθαρή Ισχύς

Πινάκας 3.8: Σενάρια Εξέλιξης Καθαρής Ισχύος[16]

	Βασικό Σενάριο		Αισιόδοξο Σενάριο	
	2016	2020	2016	2020
	(GW)			
Θερμικές Μονάδες	9,388	9,734	9,388	9,734
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3,426	3,452	3,436	4,099
ΑΠΕ	5,295	7,119	5,499	8,14
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘΑΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	18,108	20,304	18,322	21,973
Εναλλακτικά Σενάρια για το έτος 2016				
	Επίσπευση απόσυρσης		Επίσπευση απόσυρσης	
	Πτολεμαΐδας 4		Πτολεμαΐδας 4	
Θερμικές Μονάδες	9,114		9,114	
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3,426		3,436	
ΑΠΕ	5,295		5,499	
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘΑΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	17,834		18,048	
Εναλλακτικά Σενάρια για το έτος 2020				
	Σενάριο	Σενάριο	Σενάριο	Σενάριο
	1	2	1	2
Θερμικές Μονάδες	8,638	8,078	8,638	8,078
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3,452	3,452	4,099	4,099
ΑΠΕ	7,119	7,119	8,14	8,14
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘΑΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	19,208	18,648	20,877	20,317

3.3.1.4 Μη Διαθέσιμη Ισχύς

Για τον υπολογισμό της Μη Διαθέσιμης Ισχύος είναι απαραίτητο να γίνουν υποθέσεις για τη συνολική μείωση της Καθαρής Ισχύος των μονάδων λόγω περιορισμών στην αποδιδόμενη ισχύ των μονάδων και ειδικότερα να προσδιοριστεί η ισχύς που αντιστοιχεί στις κατηγορίες Μη Χρησιμοποιούμενη Ισχύς (Non-UsableCapacity), Συντήρηση (Maintenance andOverhauls), Βλάβες (Outages) και Εφεδρεία Συστήματος (System Services Reserves). Βασικό μέγεθος για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι ο δείκτης Non-UsableCapacity, ο οποίος εκφράζει το σύνολο της μείωσης της παραγωγικής ικανότητας των μονάδων λόγω διαφόρων περιορισμών, όπως περιορισμοί που επιβάλλονται από το Σύστημα μεταφοράς, χαμηλή ποιότητα καυσίμου, κλιματικές συνθήκες, ειδικοί όροι λειτουργίας μονάδων, διαθεσιμότητα πρωτογενούς μορφής ενέργειας, αλληλοεξάρτηση διαδοχικών φραγμάτων κλπ. Για τον υπολογισμό του μεγέθους Non-UsableCapacity για το ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα:

- κατά τους θερινούς μήνες, η διαθέσιμη ισχύς των θερμικών μονάδων απομειώνεται κατά 3% για τις λιγνιτικές μονάδες, 1% για τις πετρελαϊκές μονάδες και 10% για τις μονάδες φυσικού αερίου
- η συνολική ταυτοχρονισμένη ισχύς των υφιστάμενων μεγάλων υδροηλεκτρικών δεν ξεπερνάει τα 2200 MW
- στο πρωινό εαρινό χρονικό σημείο αναφοράς η συμβολή των φωτοβολταϊκών θεωρείται ίση με 70% της συνολικής ισχύος τους, ενώ στα βραδινά (χειμερινό και θερινό) σημεία αναφοράς θεωρείται μηδενική
- Σε όλα τα σημεία αναφοράς συμβολή των αιολικών θεωρείται ίση με 10% της συνολικής ισχύος τους, των μικρών υδροηλεκτρικών 40%, των μονάδων βιομάζας 60%, ενώ των υπόλοιπων μορφών ΑΠΕ 70%.

Επιπλέον, έχει θεωρηθεί ότι κατά τα θερινά σημεία αναφοράς δεν πραγματοποιούνται συντηρήσεις, ενώ στο χειμερινό σημείο αναφοράς 500 MW δεν είναι διαθέσιμα λόγω συντήρησης. Αναφορικά με την ισχύ που δεν είναι διαθέσιμη λόγω απρόβλεπτων βλαβών, έχει θεωρηθεί ότι είναι σταθερή για τα τρία χρονικά σημεία αναφοράς κάθε έτους και αυξάνεται 1100 MW το έτος 2020. Τέλος, η Εφεδρεία λόγω της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ έχει ληφθεί ίση με 1000 MW.

3.3.1.5 Ικανότητα Μεταφοράς Διασυνδέσεων

Η Ικανότητα Μεταφοράς Διασυνδέσεων, τόσο για εισαγωγές όσο και για εξαγωγές για το 2016 και μετά έχει θεωρηθεί ίση με 2000 MW.

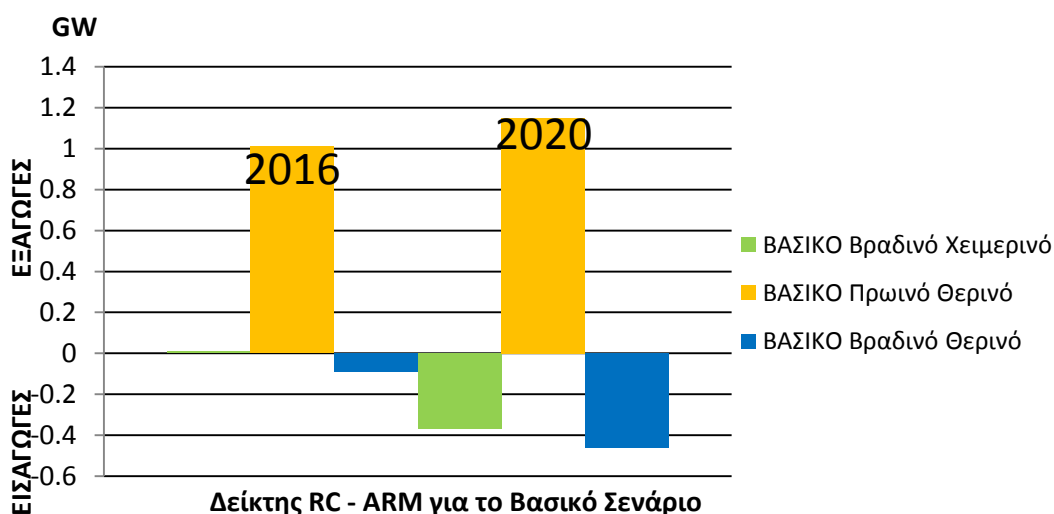
3.3.2 Αποτελέσματα

3.3.2.1 Κύρια Σενάρια

Τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της μεθοδολογίας εκτίμησης επάρκειας του ENTSO-E στο Ελληνικό Σύστημα για την περίοδο 2016 – 2020 για τα δύο κύρια σενάρια εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής συνοψίζονται στον Πιν. 3.9, ενώ απεικονίζονται γραφικά στα Σχήματα 3.2 και 3.3.

Πίνακας 3.9: Συνοπτικά Αποτελέσματα για την περίοδο 2016 – 2020[16]

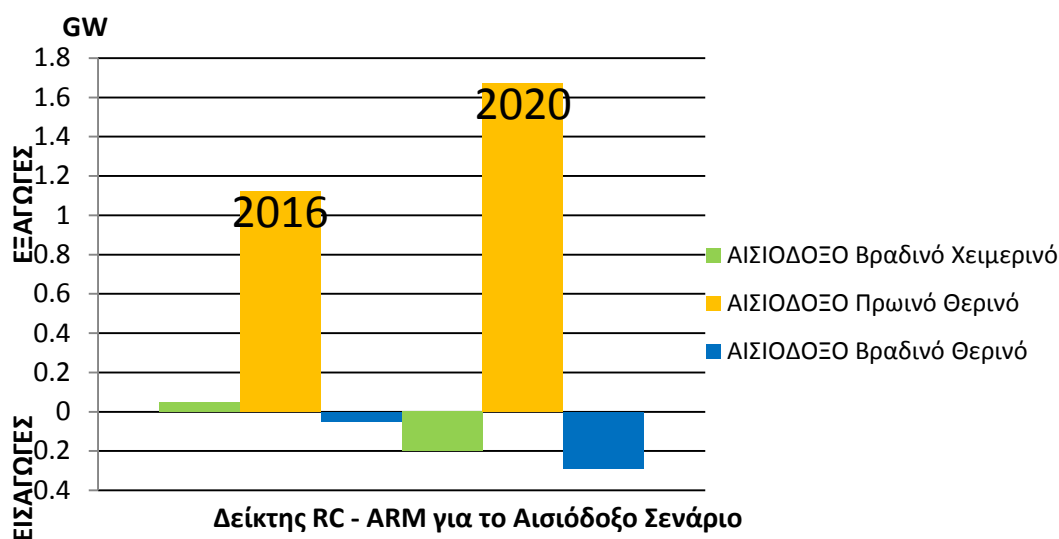
	2016			2020		
	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό
	(GW)					
	Βασικό Σενάριο					
NetGeneratingCapacity (NGC)	18,11	18,11	18,11	20,3	20,3	20,3
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,52	11,56	9,38	10,22	12,86	10,06
RemainingCapacity (RC)	1,85	3,03	1,97	1,7	3,43	1,86
AdequacyReferenceMargin (ARM)	1,84	2,02	2,06	2,08	2,28	2,33
RC – ARM	0,01	1,01	-0,09	-0,37	1,15	-0,46
	Αισιόδοξο Σενάριο					
NetGeneratingCapacity (NGC)	18,32	18,32	18,32	21,97	21,97	21,97
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,58	11,68	9,43	10,48	13,47	10,32
RemainingCapacity (RC)	1,9	3,15	2,02	1,96	4,03	2,12
AdequacyReferenceMargin (ARM)	1,85	2,03	2,07	2,16	2,36	2,41
RC – ARM	0,05	1,12	-0,05	-0,2	1,67	-0,29



Σχήμα 3.2: Εξέλιξη του Δείκτη RC – ARM κατά την περίοδο 2016– 2020[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Από τα αποτελέσματα για το ‘Βασικό Σενάριο’ (Πιν. 3.9) φαίνεται ότι ο δείκτης RC(RemainingCapacity) είναι θετικός σε όλα τα χρονικά σημεία αναφοράς, καθ’ όλη τη διάρκεια της περιόδου 2016 – 2020, ενώ ο δείκτης RC-ARM γίνεται αρνητικός για τα βραδινά σημεία αναφοράς του 2020 και το βραδινό θερινό σημείο αναφοράς του 2016. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής κρίνεται επαρκές υπό κανονικές συνθήκες. Από το 2016 και μετά για την κάλυψη των βραδινών αιχμών ή σε περιπτώσεις ακραίων συνθηκών θα απαιτηθούν εισαγωγές από γειτονικές χώρες. Ειδικά για το έτος 2020 οι εισαγωγές αυτές αναμένεται να κυμανθούν μεταξύ 370 MW και 460 MW. Το μέγεθος των εισαγωγών αυτών είναι

πολύ μικρότερο της μεταφορικής ικανότητας των διασυνδέσεων και εντάσσεται στο πλαίσιο της συνήθους πρακτικής.



Σχήμα 3.3: Εξέλιξη του Δείκτη RC – ARM κατά την περίοδο 2016– 2020[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

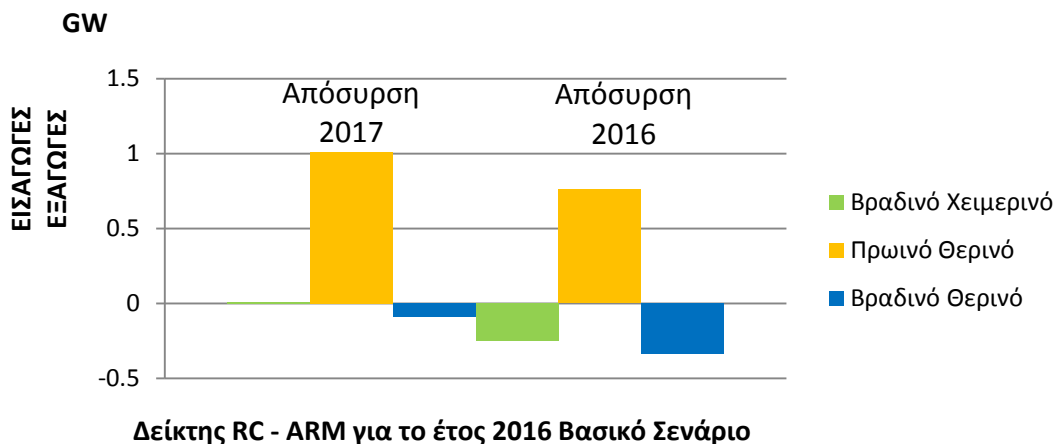
Η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ που έχει θεωρηθεί στο ‘Αισιόδοξο Σενάριο’ δεν αλλάζει τα συμπεράσματα (Πιν. 3.9) της εκτίμησης για την επάρκεια του συστήματος κατά την περίοδο 2016 – 2020, καθώς η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών κατά τις βραδινές αιχμές είναι μηδενική. Στο ‘Αισιόδοξο Σενάριο’ όμως, η δυνατότητα εξαγωγών κατά τις ώρες της πρωινής θερινής αιχμής αυξάνεται για το έτος 2020 σε 1670 MW (από 1150 MW στο ‘Βασικό Σενάριο’, ενώ οι ανάγκες εισαγωγών κατά τις βραδινές αιχμές περιορίζονται μεταξύ 200 MW και 290 MW.

3.3.2.2 Επίδραση απόσυρσης επιπλέον μονάδων κατά το 2016

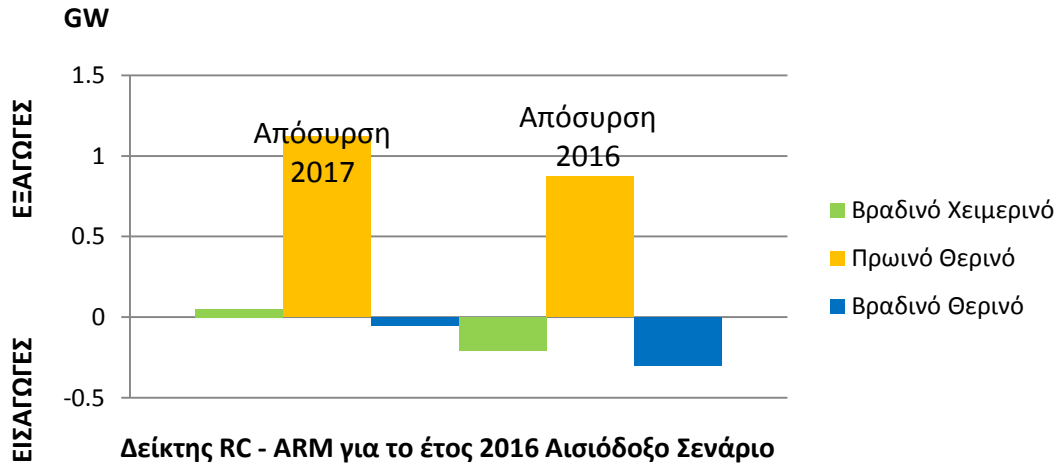
Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο ‘Βασικό Σενάριο’ η μονάδα Πτολεμαΐδα 4 έχει θεωρηθεί ότι αποσύρεται το 2017. Στον Πιν. 3.10 παρουσιάζεται συνοπτικά η επίδραση της επίσπευσης απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδας 4 στην επάρκεια του συστήματος κατά το έτος 2016.

Πινάκας. 3.10: Συνοπτικά αποτελέσματα για το έτος 2016[16]

	Απόσυρση της Πτολεμαΐδας 4 το 2017			Απόσυρση της Πτολεμαΐδας 4 το 2016		
	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό
	(GW)					
	Βασικό Σενάριο					
NetGeneratingCapacity (NGC)	18,11	18,11	18,11	17,83	17,83	17,83
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,52	11,56	9,38	9,25	11,3	9,11
RemainingCapacity (RC)	1,85	3,03	1,97	1,58	2,77	1,7
AdequacyReferenceMargin (ARM)	1,84	2,02	2,06	1,83	2,01	2,04
RC – ARM	0,01	1,01	-0,09	-0,25	0,76	-0,34
	Αισιόδοξο Σενάριο					
NetGeneratingCapacity (NGC)	18,32	18,32	18,32	18,05	18,05	18,05
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,58	11,68	9,43	9,3	11,42	9,17
RemainingCapacity (RC)	1,9	3,15	2,02	1,63	2,89	1,75
AdequacyReferenceMargin (ARM)	1,85	2,03	2,07	1,84	2,02	2,05
RC – ARM	0,05	1,12	-0,05	-0,21	0,87	-0,3



Σχήμα 3.4: Επίδραση της απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδα 4 στον δείκτη RC-ARM για το 2016 (Βασικό Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής)[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)



Σχήμα 3.5: Επίδραση της απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδα 4 στον δείκτη RC-ARM για το 2016 (Αισιόδοξο Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής)[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Όπως είναι αναμενόμενο, η επιπλέον απόσυρση μονάδας κατά το 2016 χειροτερεύει τους δείκτες επάρκειας. Ειδικότερα, η απόσυρση της μονάδας Πτολεμαΐδας 4 κατά το 2016 έχει ως αποτέλεσμα ο δείκτης RC-ARM να γίνει αρνητικός και κατά το χειμερινό σημείο αναφοράς(και για τα δύο σενάρια εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής), καθιστώντας αναγκαία την εισαγωγή ενέργειας για την κάλυψη και των χειμερινών αιχμών ή ακραίων συνθηκών.

3.3.2.3 Επίδραση εναλλακτικών σεναρίων απόσυρσης Μονάδων κατά το 2020

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πιν. 3.11, η επιπλέον απόσυρση μονάδων το 2020 έχει ως αποτέλεσμα ο δείκτης RC παραμένει θετικός για όλα τα σημεία αναφοράς όλων των εναλλακτικών σεναρίων, όμως όπως είναι αναμενόμενο η απόλυτη τιμή του δείκτη RC-ARM μεγαλώνει, με αποτέλεσμα για την κάλυψη των βραδινών αιχμών να απαιτούνται σημαντικές εισαγωγές ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα:

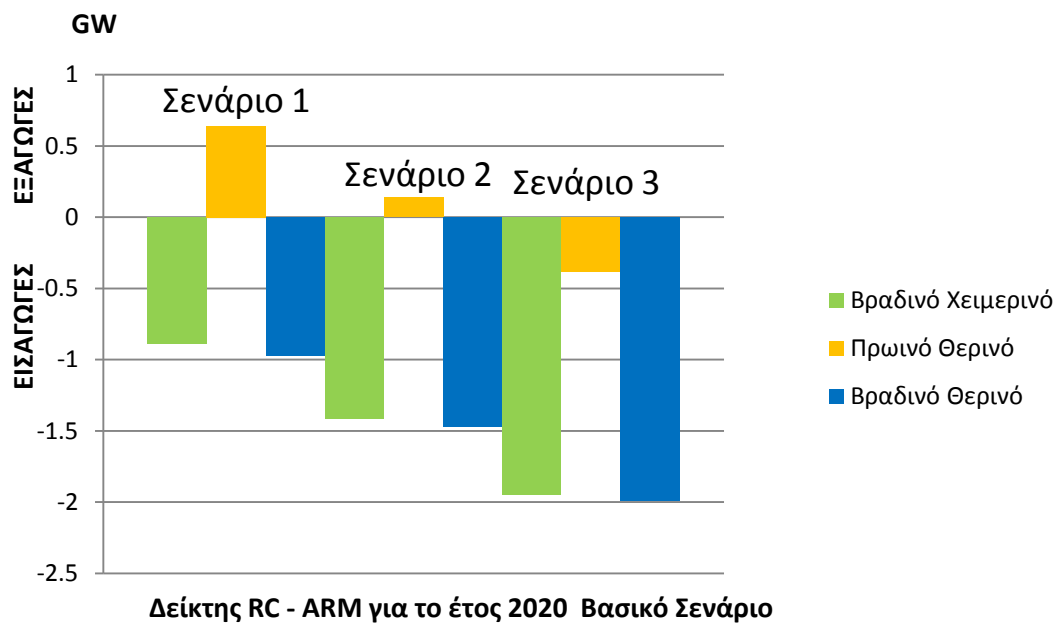
- Στην περίπτωση απόσυρσης μόνο των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου, (Εναλλακτικό Σενάριο 1) για την κάλυψη των βραδινών αιχμών (τόσο της χειμερινής όσο και της θερινής περιόδου) απαιτούνται εισαγωγές οι οποίες κυμαίνονται μεταξύ 890 – 970MW για το ‘Βασικό Σενάριο’, και μεταξύ 720 – 790 MW για το ‘Αισιόδοξο Σενάριο’. Αντίθετα, κατά την περίοδο των πρωινών θερινών αιχμών φαίνεται ότι θα υπάρχει διαθέσιμη ισχύς προς εξαγωγή, της τάξεως των 640 MW στο ‘Βασικό Σενάριο’ και των 1170 MW στο ‘Αισιόδοξο Σενάριο’.
- Ανάλογα συμπεράσματα διαπιστώνονται και για την περίπτωση απόσυρσης των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου και των μονάδων 1 και 2 του ΑΗΣ Καρδιάς(Εναλλακτικό Σενάριο 2), όπου όπως φαίνεται από τον Πιν. 3.10, για την κάλυψη των βραδινών αιχμών απαιτούνται αυξημένες εισαγωγές, οι οποίες κυμαίνονται μεταξύ 1410 – 1470 MW για το ‘Βασικό Σενάριο’, και μεταξύ 1240 – 1300 MW για το ‘Αισιόδοξο Σενάριο’. Και σε αυτό το

σενάριο, κατά την περίοδο των πρωινών θερινών αιχμών υπάρχει περιορισμένη διαθέσιμη ισχύς προς εξαγωγή, της τάξεως των 140 MW στο ‘Βασικό Σενάριο’ και των 660 MW στο ‘Αισιόδοξο Σενάριο’.

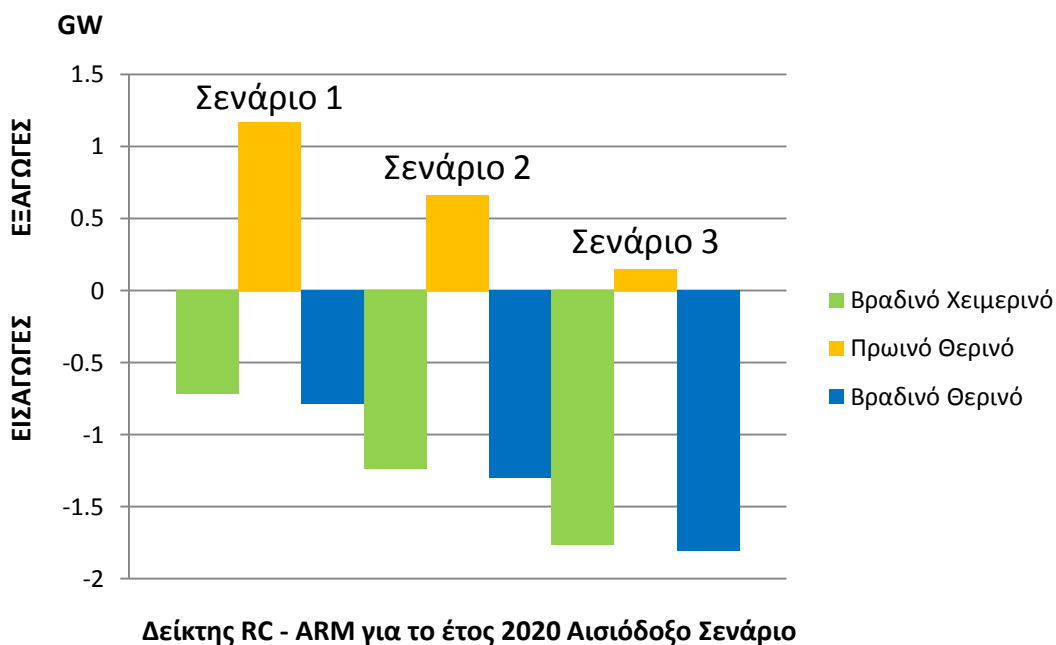
- Στην περίπτωση ταυτόχρονης απόσυρσης όλων των μονάδων Αμυνταίου και Καρδιάς(Εναλλακτικό Σενάριο 3) για την κάλυψη των βραδινών αιχμών (τόσο της χειμερινής, όσο και της θερινής περιόδου) απαιτείται αξιοποίηση του συνόλου της ικανότητας εισαγωγών των διασυνδέσεων καθώς οι απαραίτητες εισαγωγές κυμαίνονται μεταξύ 1950 – 1990 MW για το ‘Βασικό Σενάριο’ και μεταξύ 1770 – 1810 MW για το ‘Αισιόδοξο Σενάριο’. Όπως φαίνεται από τον Πιν. 3.11, για το ‘Βασικό Σενάριο’ σε αυτή την περίπτωση ο δείκτης RC-ARM κατά το πρωινό θερινό σημείο αναφοράς γίνεται αρνητικός και συνεπώς για την κάλυψη των πρωινών θερινών αιχμών απαιτούνται εισαγωγές ύψους 380 MW, ενώ για το ‘Αισιόδοξο Σενάριο’ παραμένει οριακά θετικός και συνεπώς υπάρχει περιορισμένη διαθέσιμη ισχύς προς εξαγωγή ύψους 150 MW.

Πινάκας. 3.11: Συνοπτικά αποτελέσματα για το έτος 2020[16]

	Σενάριο 1			Σενάριο 2			Σενάριο 3		
	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό	Βραδινό Χειμερινό	Πρωινό Θερινό	Βραδινό Θερινό
	(GW)								
	Βασικό Σενάριο								
NetGeneratingCapacity (NGC)	19,76	19,76	19,76	19,21	19,21	19,21	18,65	18,65	18,65
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,67	12,33	9,53	9,12	11,8	9	8,56	11,25	8,45
RemainingCapacity (RC)	1,16	2,9	1,33	0,61	2,36	0,8	0,05	1,82	0,26
AdequacyReferenceMargin (ARM)	2,05	2,25	2,3	2,02	2,22	2,27	1,99	2,2	2,24
RC – ARM	-0,89	0,64	-0,97	-1,41	0,14	-1,47	-1,95	-0,38	-1,99
	Αισιόδοξο Σενάριο								
NetGeneratingCapacity (NGC)	21,43	21,43	21,43	20,88	20,88	20,88	20,32	20,32	20,32
ReliablyAvailableCapacity (RAC)	9,93	12,94	9,79	9,38	12,41	9,26	8,82	11,86	8,71
RemainingCapacity (RC)	1,42	3,51	1,59	0,87	2,97	1,06	0,31	2,43	0,52
AdequacyReferenceMargin (ARM)	2,13	2,34	2,38	2,1	2,31	2,36	2,08	2,28	2,33
RC – ARM	-0,72	1,17	-0,79	-1,24	0,66	-1,3	-1,77	0,15	-1,81



Σχήμα 3.6: Δείκτης RC – ARM για τα εναλλακτικά σενάρια απόσυρσης μονάδων το 2020 (Βασικό Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής)[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)



Σχήμα 3.7: Δείκτης RC – ARM για τα εναλλακτικά σενάρια απόσυρσης μονάδων το 2020 (Αισιόδοξο Σενάριο Εξέλιξης Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής)[16] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

3.4 Στοχαστική Μελέτη Επάρκειας

Τα κυριότερα μεγέθη που καθορίζουν την επάρκεια του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) είναι:

- ✓ Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής
- ✓ Η εξέλιξη του φορτίου (ζήτηση ισχύος και ενέργειας)
- ✓ Η διείσδυση των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών και φωτοβολταϊκών στη χώρα μας)
- ✓ Οι συνθήκες υδραυλικότητας των υδροηλεκτρικών σταθμών
- ✓ Η διαθεσιμότητα διασυνδέσεων με γειτονικά συστήματα

Πιο συγκεκριμένα, για κάθε σενάριο που εξετάζεται, λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των τυχαίων βλαβών των μονάδων, υπολογίζεται ο πιθανοτικός δείκτης αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) ή το πλέον ευρέως γνωστό LOLP (Loss of Load Probability).

3.4.1 Σενάρια που Εξετάζονται

3.4.1.1 Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής

Βασική παράμετρος για τον υπολογισμό του δείκτη LOLE είναι η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων.

3.4.1.2 Εξέλιξη Φορτίου

Για τον υπολογισμό του πιθανοτικού δείκτη LOLE έχει ληφθεί υπόψη το Σενάριο Αναφοράς του ΑΔΜΗΕ . Βάσει της προβλεπόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ετήσιας αιχμής, και λαμβάνοντας υπόψη στατιστικά στοιχεία περασμένων ετών διαμορφώνεται τωριαίο Φορτίο για κάθε υπό εξέταση έτος. Στη συνέχεια, λαμβάνοντας υπόψη το σενάριο ‘Ήπιας Διείσδυσης’ των ΑΠΕ διαμορφώνεται το ωριαίο φορτίο στα όρια του Συστήματος, το οποίο και χρησιμοποιείται για τους υπολογισμούς του δείκτη LOLE. Ειδικά για το έτος 2020 εξετάζεται η ευαισθησία των αποτελεσμάτων ως προς τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζεται ο δείκτης LOLE για το ‘Ακραίο Σενάριο’ πρόβλεψης του ΑΔΜΗΕ. Στον Πιν. 3.11 που ακολουθεί παρουσιάζονται, χάριν ευκολίας, συνοπτικά οι υποθέσεις για την εξέλιξη της ζήτησης

Πινάκας. 3.12:Υποθέσεις Εξέλιξης της Ζήτησης[16]

	Σενάριο Εξέλιξης Ζήτησης	Ετήσια Ζήτηση Η/Ε (GWh)	Ετήσια Αιχμή Φορτίου(MW)	Ετήσια Αιχμή Φορτίου στα όρια Του Συστήματος
2016	Αναφοράς	54.840	110.350	9.6220
2020	Αναφοράς	62.040	11.700	10.841
2020	Ακραίο	63.800	12.040	11.164

3.4.1.3 Διείσδυση ΑΠΕ

Παρά τη μεγάλη αναμενόμενη διείσδυση των ΑΠΕ μέχρι το 2020, λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα της παραγωγής τους, η συμβολή των μονάδων ΑΠΕ στην

επάρκεια του συστήματος δεν μπορεί να θεωρείται δεδομένη. Για τους σκοπούς αυτής της ανάλυσης έχει θεωρηθεί ένα δυσμενές σενάριο συμβολής των ΑΠΕ, ώστε τα συμπεράσματα να είναι από την ασφαλή πλευρά. Ειδικότερα, το σενάριο συμβολής των μονάδων ΑΠΕ διαμορφώνεται ως εξής:

- Η ωριαία παραγωγή των αιολικών λαμβάνεται υπόψη ίση με το 10% της εγκατεστημένης ισχύος τους
- Η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών μονάδων θεωρείται ως η μέση εγκατεστημένη ισχύς κατά τη διάρκεια του υπό εξέταση έτος και η ετήσια παραγωγή τους είναι 4.850 και 6.200 GWh για τα έτη 2016 και 2020 αντίστοιχα
- Η συμβολή των υπόλοιπων ΑΠΕ θεωρείται μηδενική.

3.4.1.3 Παραγωγή Υδροηλεκτρικών

Για τον υπολογισμό του δείκτη LOLE έχει θεωρηθεί το μέσο σενάριο υδραυλικότητας με παραγωγή των μεγάλων υδροηλεκτρικών 4.400 GWh. Ειδικά για το έτος 2020, έχει εξεταστεί ευαισθησία των αποτελεσμάτων ως προς την υδραυλικότητα θεωρώντας και ένα σενάριο χαμηλής υδραυλικότητας, με ετήσια παραγωγή των υδροηλεκτρικών 3500 GWh. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή Υ/Η την τελευταία δεκαετία στη χώρα μας.

Πίνακας 3.13: Παραγωγή Υ/Η την τελευταία δεκαετία στην Ελλάδα[16]

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗ (GWh)
2005	3059.7	5420.5
2006	3059.7	6229.4
2007	3017.7	3142.7
2008	3017.7	2973.5
2009	3017.7	4955.4
2010	3017.7	6702.6
2011	3017.7	3675.5
2012	3017.7	3891.7
2013	3018	5640
2014	3169	3906
2015	3172.7	5391

3.4.1.4 Διαθεσιμότητα Διασυνδέσεων

Ιστορικά οι διασυνδέσεις χρησιμοποιούνται για λόγους βελτίωσης της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος καθώς και για λόγους οικονομικής λειτουργίας. Συνήθως, οι μελέτες κάλυψης ζήτησης για το ΕΔΣΜ δεν ελάμβαναν υπόψη τις εισαγωγές ενέργειας (ούτε για κάλυψη ενέργειας ούτε για κάλυψη αιχμής), θεωρώντας ότι ο κύριος σκοπός των εισαγωγών – εξαγωγών ήταν η βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής.

Τη τελευταία χρονική περίοδο οι εισαγωγές χρησιμοποιούνται για κάλυψη απαιτήσεων ισχύος και μερικώς για κάλυψη ενεργειακών αναγκών του ΕΔΣΜ, κατάσταση που αναμένεται να διατηρηθεί κα τα επόμενα έτη, μέχρι να εγκατασταθεί νέα ισχύς παραγωγής.

Η δυνατότητα εισαγωγών για κάλυψη ενεργειακών αναγκών του συστήματος ενδέχεται στο μέλλον να περιοριστεί στα πλαίσια της διαφαινόμενης αύξησης του ανταγωνισμού στην περιοχή, ιδιαίτερα μετά τη διασύνδεση της χώρας με την Ιταλία. Τέλος, αναφορικά με τη συμβολή των διεθνών διασυνδέσεων της χώρας στην επάρκεια του Συστήματος στη συγκεκριμένη εργασία έχουν εξεταστεί δύο περιπτώσεις:

- Χωρίς διασυνδέσεις, δηλαδή εξετάζεται η αυτάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.
- Με διασυνδέσεις, η μέγιστη συμβολή των οποίων φτάνει τα 1700 MW (1200+500).

3.4.2 Αποτελέσματα

3.4.2.1 Κύρια Σενάρια

Τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της μεθοδολογίας στοχαστικής εκτίμησης επάρκειας στο Ελληνικό Σύστημα για την περίοδο 206 – 2020 για το ‘Βασικό Σενάριο’ εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζονται στον Πιν. 3.12.

Πίνακας 3.14: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2013 – 2020[16]

	2016	2020
	Ωρες/ Έτος	
Χωρίς Διασυνδέσεις	0,00805	0,4715
Με Διασυνδέσεις	0,00007	0,00056

Από τα αποτελέσματα του Πιν. 3.14 φαίνεται ότι οι τιμές του δείκτη LOLE είναι εξαιρετικά χαμηλότερες από το κατώφλι των 4,8 ωρών/έτος που έχει υιοθετηθεί ως ικανοποιητικό κριτήριο στη μελέτη αυτή, ακόμα και σε συνθήκες αυτόνομης λειτουργίας.

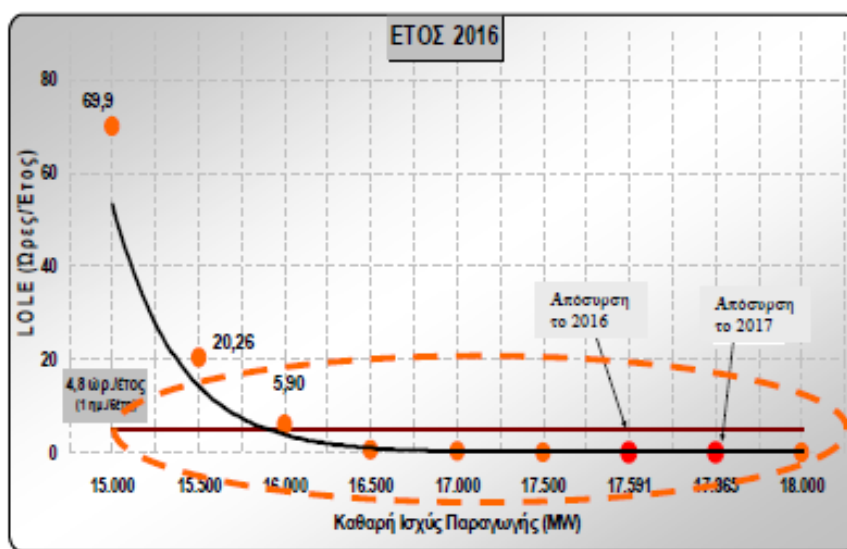
3.4.2.2 Επίδραση απόσυρσης επιπλέον μονάδων κατά το 2016

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο ‘Βασικό Σενάριο’ η μονάδα Πτολεμαΐδα 4 έχει θεωρηθεί ότι αποσύρεται το 2017. Στον Πιν. 3.13 παρουσιάζεται η επίδραση της επίσπευσης απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδας 4 στην επάρκεια του συστήματος κατά το έτος 2016, ενώ τα αποτελέσματα συγκρίνονται με αυτά του Πιν. 3.13.

Πίνακας 3.15: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2016[16]

	Βασικό Σενάριο	Απόσυρση το
	Απόσυρση το 2017	2017
Ωρες/Έτος		
Χωρίς Διασυνδέσεις	0,00805	0,01899
Με Διασυνδέσεις	0,00007	0,00022

Όπως είναι αναμενόμενο, η επιπλέον απόσυρση μονάδας κατά το 2016 χειροτερεύει το δείκτη LOLE, ο οποίος όμως παραμένει σημαντικά χαμηλότερος από το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας. Στο Σχήμα 3.8 που ακολουθεί απεικονίζεται η εξάρτηση του δείκτη LOLE από το μέγεθος της καθαρής ισχύος του συστήματος για το έτος 2016, όπως έχει προκύψει από διαδοχικές προσομοιώσεις του συστήματος.



Σχήμα 3.8: LOLE (ώρες / έτος) Συστήματος Παραγωγής Η/Ε το έτος 2016[16]

3.4.2.3 Επίδραση εναλλακτικών σεναρίων απόσυρσης μονάδων κατά το 2020

Στον Πιν. 3.16 που ακολουθεί παρουσιάζεται συνοπτικά η επίδραση στην επάρκεια του συστήματος από την περαιτέρω απόσυρση θερμικών μονάδων το έτος 2020, ενώ τα αποτελέσματα συγκρίνονται με αυτά του Πιν.3.16.

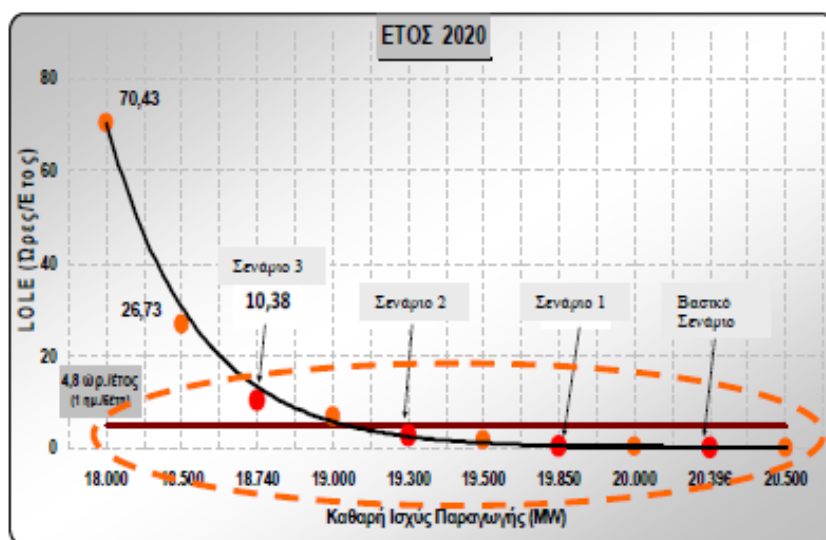
Πίνακας 3.16: Δείκτης LOLE για την περίοδο 2020

	Βασικό Σενάριο	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3
	Ωρες/Έτος			
Χωρίς Διασυνδέσεις	0,04715	0,35656	2,647221	10,3769
Με Διασυνδέσεις	0,00056	0,00535	0,04720	0,21169

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πιν. 3.16 και είναι αναμενόμενο, η επιπλέον απόσυρση μονάδων το 2020 έχει ως αποτέλεσμα ο δείκτης LOLE να χειροτερεύει, αλλά ανληφθεί υπόψη η συμβολή των διασυνδέσεων παραμένει σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Πιο συγκεκριμένα:

- Στην περίπτωση απόσυρσης μόνο των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου, (Εναλλακτικό Σενάριο 1) ο δείκτης LOLE αυξάνει κατά 656%, παραμένει όμως σημαντικά χαμηλότερος από το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας.
- Ανάλογα συμπεράσματα διαπιστώνονται και για την περίπτωση απόσυρσης των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου και των μονάδων 1 και 2 του ΑΗΣ Καρδιάς (Εναλλακτικό Σενάριο 2), όπου ο δείκτης LOLE αυξάνει αξιοσημείωτα σε σχέση με το 'Βασικό Σενάριο', παραμένοντας όμως κάτω από το κατώφλι των 4,8 ωρών/έτος. Μπορεί να παρατηρηθεί όμως ότι σε αυτή την περίπτωση η τιμή του δείκτη LOLE υπερβαίνει το αυστηρότερο και ευρέως χρησιμοποιούμενο κριτήριο αξιοπιστίας της 1 ημέρας/δεκαετία.
- Στην περίπτωση ταυτόχρονης απόσυρσης όλων των μονάδων Αμυνταίου και Καρδιάς (Εναλλακτικό Σενάριο 3) το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής κρίνεται ως ανεπαρκές καθώς ο δείκτης LOLE υπερβαίνει κατά πολύ το κατώφλι των 4,8 ωρών/έτος.

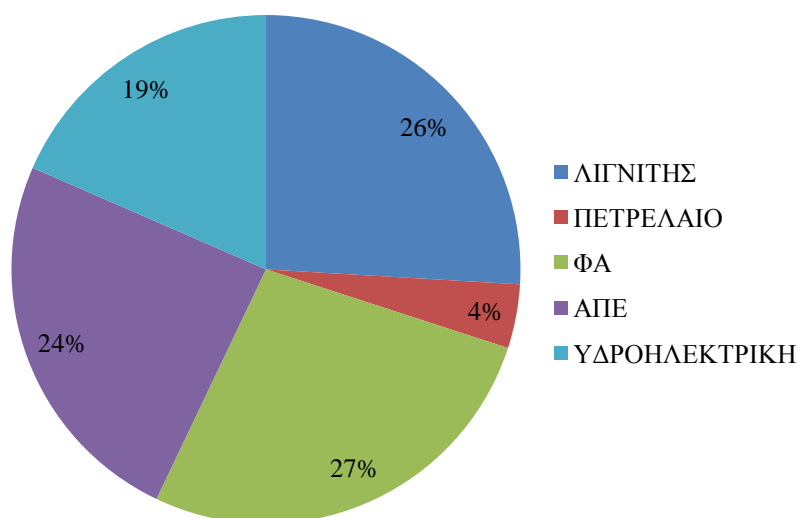
Στο Σχήμα 3.9 που ακολουθεί απεικονίζεται η εξάρτηση του δείκτη LOLE από το μέγεθος της καθαρής ισχύος του συστήματος για το έτος 2020, όπως έχει προκύψει από διαδοχικές προσομοιώσεις του συστήματος.



Σχήμα 3.9: LOLE (ώρες / έτος) Συστήματος Παραγωγής Η/Ε το έτος 2020[16]

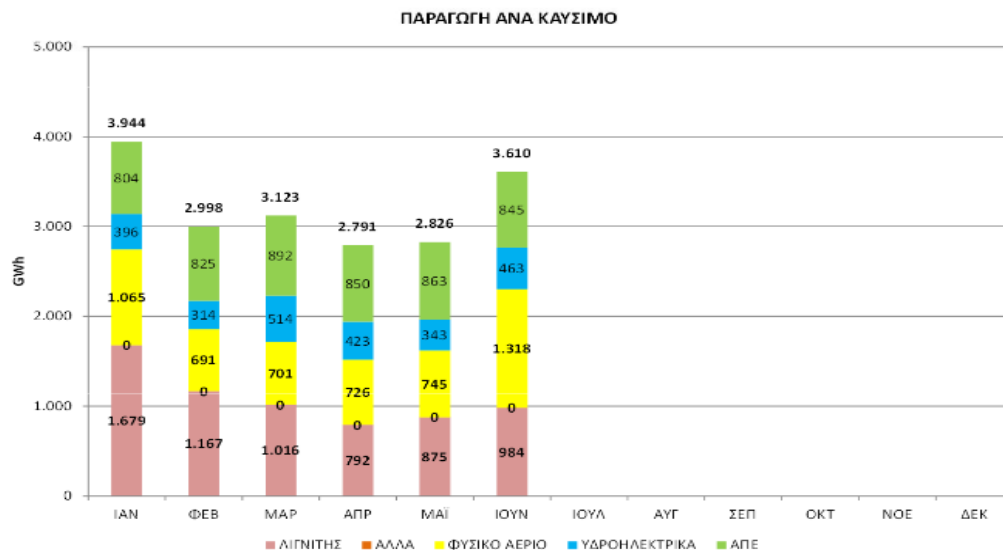
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4:ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Σε αυτή την εργασία έγινε αναφορά στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με το πέρας αυτής διαπιστώνεται ότι παρά τη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, η εξάρτηση από τα συμβατικά καύσιμα είναι ακόμη σημαντική, τόσο στο διασυνδεδεμένο σύστημα (κυρίως λιγνίτης, φυσικό αέριο)όσο και στα μη διασυνδεδεμένα/αυτόνομα ελληνικά νησιά (πετρέλαιο).Στο Σχήμα 4.1 απεικονίζεται η κατανομή της ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα.



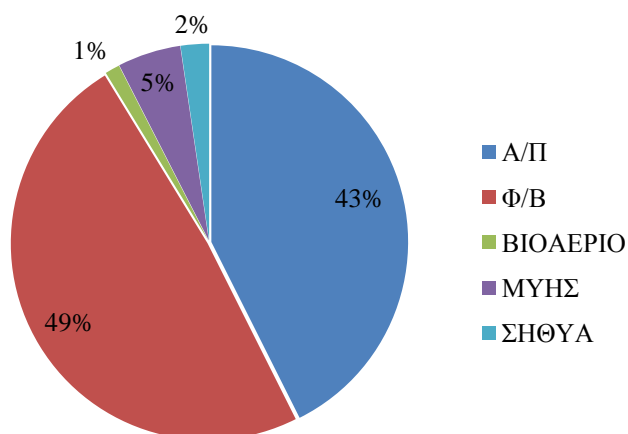
Σχήμα 4.1: Κατανομή Ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα[6] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Από το παραπάνω σχήμα συμπεραίνουμε ότι στο διασυνδεδεμένο σύστημα η κατανομή ισχύος είναι κατανεμημένη ισόποσως για όλες τις μορφές ενέργειας, εκτός από το πετρέλαιο που όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.2 η παραγωγή του το πρώτο εξάμηνο του 2016 είναι μηδαμινή.



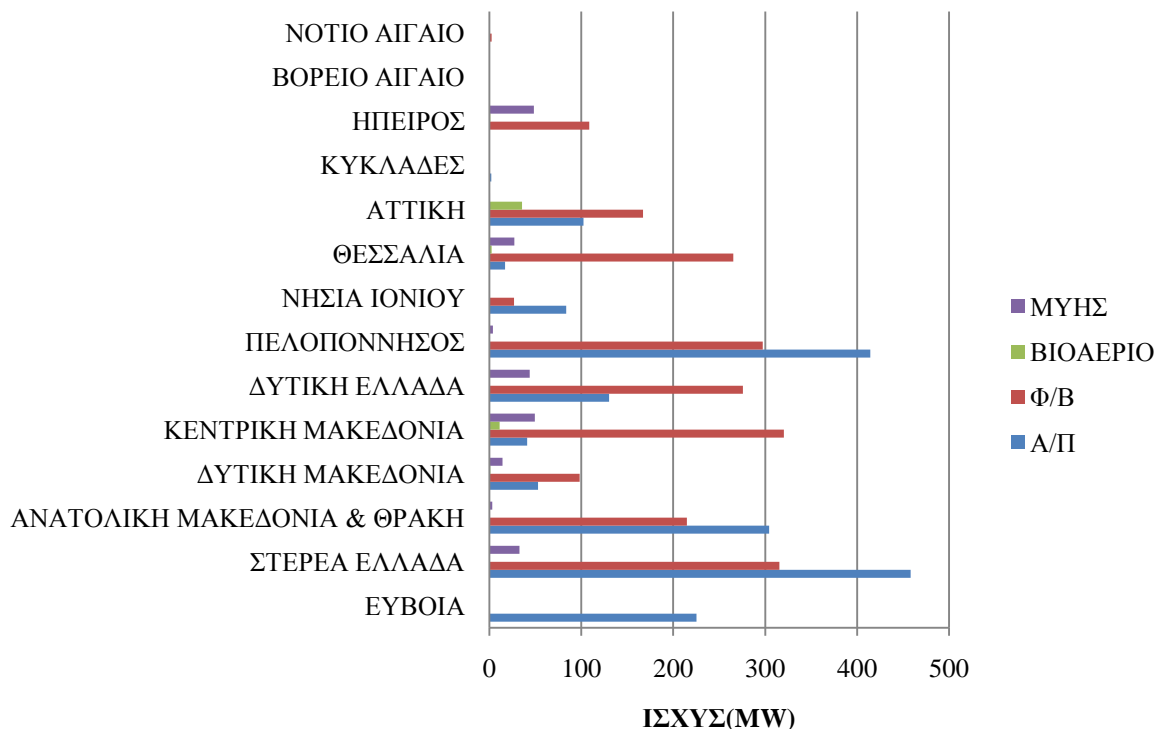
Σχήμα 4.2: Παραγωγή ανά καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα[6]

Όσον αφορά στις ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ διαπιστώνουμε ότι πάνω από το 90% της συνολικής ισχύος καταλαμβάνεται από τα Α/Π και Φ/Β σταθμούς (Σχήμα 4.3).



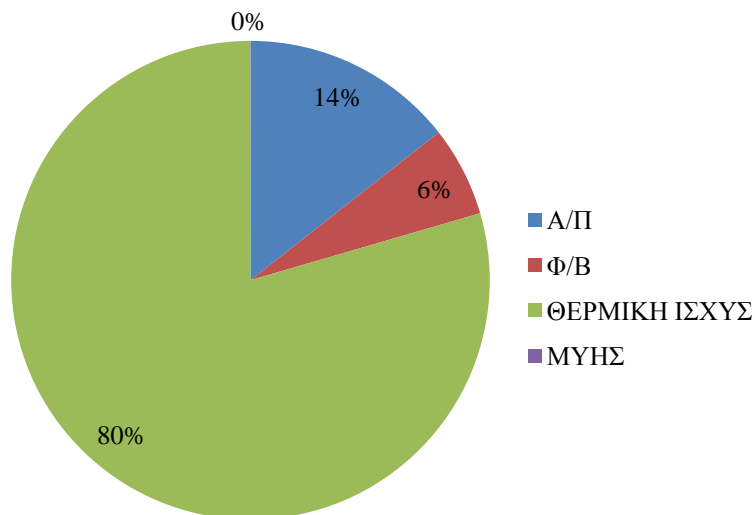
Σχήμα 4.3: Κατανομή ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα[14] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Επίσης, παρατηρούμε στο σχήμα 4.4 ότι τα Α/Π κυριαρχούν στις περισσότερες περιοχές του ΕΔΣ και κυρίως στην Εύβοια, όπου αποτελεί την κύρια πηγή ΑΠΕ. Τα Φ/Β κυριαρχούν κυρίως στην Θεσσαλία και στη Κεντρική Μακεδονία, όπου το ηλιακό δυναμικό υπερτερεί αολικού.



Σχήμα 4.4: Γεωγραφική κατανομή ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα[14] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

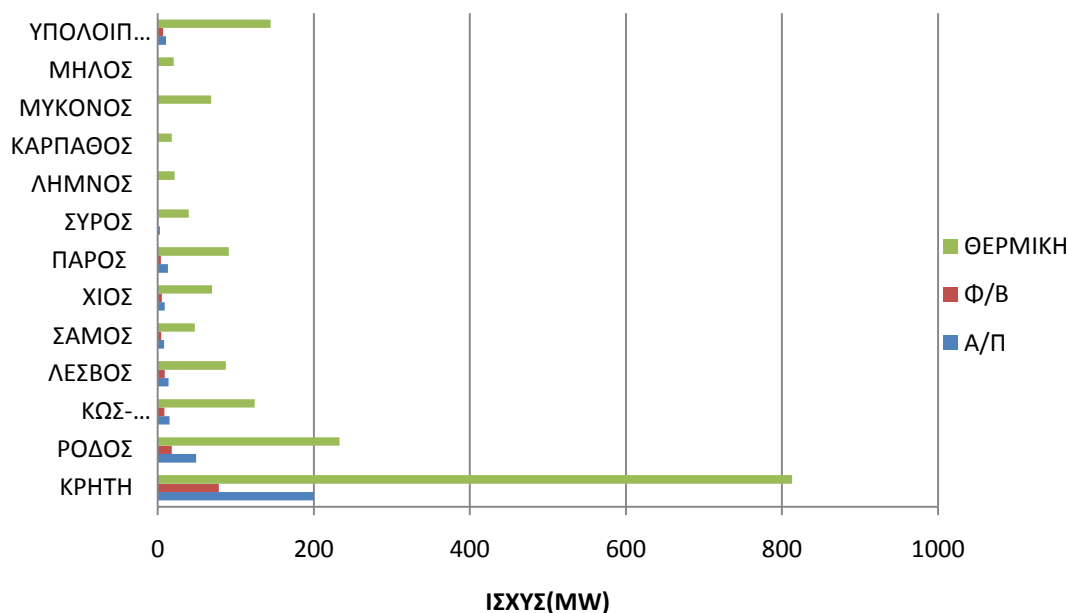
Από την άλλη πλευρά στα μη διασυνδεδεμένα νησιά τα πράγματα είναι πιο απλά. Η ηλεκτροπαραγωγή αποτελείται από πετρέλαιο και ΑΠΕ. Στο σχήμα 4.5 φαίνεται η κατανομή της ισχύος στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα.



Σχήμα 4.5: Κατανομή Ισχύος στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα[7] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Όπως γίνεται αντιληπτό, το πετρέλαιο αποτελεί τη βάση του ενεργειακού συστήματος στα ΜΔΝ, με ποσοστό που φτάνει το 80%. Στο σχήμα 4.6 φαίνεται η γεωγραφική

κατανομή της θερμικής ισχύος και ΑΠΕ στα ΜΔΝ με τη Κρήτη να έχει την μεγαλύτερη παραγωγή πετρελαίου.



Σχήμα 4.6: Γεωγραφική κατανομή της θερμικής ισχύος και ΑΠΕ στα ΜΔΝ[7] (Κατόπιν Επεξεργασίας)

Στην εργασία αυτή, επίσης, εξετάστηκε η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κατά την περίοδο 2016 – 2020. Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής εκτιμήθηκε τόσο τελετεριστικά μέσω της μεθοδολογίας για την εκτίμηση επάρκειας συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής του ENTSO-E, όσο και πιθανοτικά μέσω του υπολογισμού του πιθανοτικού δείκτη αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) λαμβάνοντας υπόψη τις ίδιες υποθέσεις και παραδοχές.

Για το έτος 2016: Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κατά το 2016 όπως διαμορφώνεται στο ‘Βασικό Σενάριο’ κρίνεται ως ικανοποιητική. Ενδεχομένως να απαιτηθούν κάποιες εισαγωγές, περιορισμένης έκτασης, για την κάλυψη των βραδινών θερινών αιχμών. Η επίσπευση της απόσυρσης της μονάδας Πτολεμαΐδας 4 κατά το 2016, όπως είναι αναμενόμενο, χειροτερεύει τους δείκτες αξιοπιστίας, όμως η επάρκεια του συστήματος ακόμα κρίνεται ικανοποιητική. Σε αυτή την περίπτωση ενδέχεται να απαιτηθούν και εισαγωγές για την κάλυψη των χειμερινών βραδινών αιχμών. Και στις δύο περιπτώσεις φαίνεται να υπάρχει ενέργεια προς εξαγωγή κατά τις ώρες της πρωινής θερινής αιχμής.

Για το έτος 2020: Η αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής όπως διαμορφώνεται κατά το ‘Βασικό Σενάριο’ το έτος 2020 είναι οριακά μικρότερη από αυτή του 2013, όμως πάλι κρίνεται ως ικανοποιητική. Για την κάλυψη των βραδινών αιχμών (τόσο της χειμερινής, όσο και της θερινής περιόδου) θα συνεισφέρουν οι διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες, η αξιοποίηση των οποίων εκτιμάται ότι θα είναι

πολύ μικρότερη της μεταφορικής ικανότητας των διασυνδέσεων και εντάσσεται στο πλαίσιο της συνήθους πρακτικής.

Από τη διερεύνηση εναλλακτικών σεναρίων απόσυρσης επιπλέον μονάδων το έτος 2020 προκύπτει ότι η απόσυρση δύο μονάδων των περίπου 270 MW (Εναλλακτικό Σενάριο 1) δεν διαφοροποιεί ιδιαίτερα τα προαναφερόμενα συμπεράσματα. Αντίθετα, η περαιτέρω απόσυρση μονάδων αρχίζει να επηρεάζει σημαντικά την επάρκεια του συστήματος. Στην περίπτωση απόσυρσης συνολικά τεσσάρων μονάδων των περίπου 270 MW (Εναλλακτικό Σενάριο 2), ενώ πληρούνται τα υιοθετούμενα κριτήρια αξιοπιστίας, η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε ότι οποιαδήποτε δυσμενέστερη εξέλιξη καθιστά το σύστημα ανεπαρκές και σε σημαντικό βαθμό εξαρτώμενο από εισαγωγές. Τέλος, στην περίπτωση απόσυρσης έξι μονάδων των περίπου 270 MW (Εναλλακτικό Σενάριο 3) η επάρκεια του συστήματος διασφαλίζεται μόνο από την πλήρη αξιοποίηση των διασυνδέσεων με τις γειτονικές χώρες.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Tsakalakis G.K.(2010) Energy production from conventional fossil fuels and alternative energy sources. Pages 1, 8-10, 22-24.
- [2] Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) ΑΕ. (2007) Ορολογία και μονάδες βιομηχανίας φυσικού αερίου. Σύσταση και ιδιότητες του Ρώσικου, Αλγερινού και Τούρκικου ΦΑ. Σελ. 5.
- [3] Λιάγγου Χ. (2015) «Ξεκινά η κατασκευή της νέας λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα 5», Εφημερίδα: Η ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΗ.
- [4] ΑΔΜΗΕ (2015) «Περιγραφή Συστήματος Μεταφοράς». Διαθέσιμο στο URL: <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrifi-systimatos-metaforas/>.
- [5] Κωστάζου Βασιλική(2008) Ασφάλεια εργασίας στο λιγνιτικό κέντρο Δ. Μακεδονίας Α.Τ.Ε.Ι, Τμήμα Πολιτικών Έργων Υποδομής.
- [6] ΑΔΜΗΕ, (2016) «Μηνιαίο δελτίο ενέργειας». Μάιος 2016. Διαθέσιμο στο URL: http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201605_v1.pdf
- [7] ΔΕΔΔΗΕ(2016) «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Μάιος 2016. Διαθέσιμο στο URL: <http://www.deddie.gr/Documents2/MDN/PLIROFORIAKA%20DELTIA%202016/%CE%A0%CE%9B%CE%97%CE%A1%CE%9F%CE%A6%CE%9F%CE%A1%CE%99%CE%91%CE%9A%CE%9F%20%CE%94%CE%95%CE%9B%CE%A4%CE%99%CE%9F%20-%202016%20%CE%9C%CE%AC%CE%B9%CE%BF%CF%82.pdf>
- [8] Οικονόμου, Λ., Καρβουνιάρη, Δ.(2010) Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα: Εκδόσεις Τζιόλα, σελ. 58-63.
- [9] Παπαδόπουλος, Μ. (1994) «Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας». Τόμος Ι, Αθήνα: Έκδοση ΕΜΠ.
- [10] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ‘Οδηγός Συστημάτων Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Ενέργειας. Διαθέσιμο στο url: http://www.cres.gr/kape/education/CHP_gr.pdf
- [11] ΑΔΜΗΕ, (2015) Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς, 2017 – 2026, Προκαταρκτικό Σχέδιο, Δεκέμβριος 2015. Διαθέσιμο στο url: http://www.admie.gr/uploads/media/DPA_2017-2026_Prokatarktiko_Schedio-Kyrio_Teychos.pdf

- [12] Φραγκόπουλος, Χ., Καρυδόγιαννης, Η., Καραλής Γ. (1994) Συμπαράγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, Ελληνικό Κέντρο Παραγωγικότητας. Αθήνα Διαθέσιμο στο url:http://library.tee.gr/digital/m2023/m2023_theofilaktos.pdf
- [13] Μπακιρτσής, Α. (2015) Ανάλυση οικονομικών στοιχείων κώδικα μη διασυνδεδεμένων νησιών. Α.Π.Θ.
- [14] ΛΑΓΗΕ (2016) «Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και ΣΗΘΥΑ», Μάιος 2016. Διαθέσιμο στο URL: http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/2016_05_RES.pdf
- [15] Ρογκάκου, Σ. (2012) Αξιοποίηση βιοαερίου για παραγωγή ενέργειας και δυνατότητα τροφοδότησης στο δίκτυο φυσικού αερίου. Πολυτεχνείο Κρήτης.
- [16] ΑΔΜΗΕ (2013) Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2013 – 2020. Διαθέσιμο στο url:http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS_DSS/Meleti_eparkeias_final.pdf
- [17] Ντοκόπουλος Π. (1986) Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, Αθήνα: Εκδόσεις Τζιόλα.
- [18] Δουρίδας, Χ. (2006) Ανάπτυξη συστήματος πληροφοριών για τα μικρά υδροηλεκτρικά στην ελληνική επικράτεια. ΕΜΠ.
- [19] Γεωργιάδης, Α., Σωτηριού, Σ. (2011) Αξιοποίηση της Βιομάζας στον Ελλαδικό Χώρο για την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω Συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας. ΕΜΠ.
- [20] Πασχαλίδου, Π. (2010) Συγκριτική μελέτη των διαφόρων μεθόδων και τεχνολογιών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. ΑΠΘ
- [21] Φραγκιαδάκης, Ι. (2011) Φωτοβολταϊκά συστήματα. 3^η εκδ. Θεσσαλονίκη: Εκδόσεις Ζήτη.
- [22] Γαλάνου, Αικ. (2012) Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας – χρονική εξέλιξη – σύγκριση. ΕΜΠ.
- [23] Ρακοπούλος, Κωνστ. (2001) Αρχές βιομηχανικών αεριοστροβίλων. 2^η εκδ. Αθήνα: Φούντας.
- [24] Φραγκόπουλος, Χ. Καρυδογιάννης, Η. Καραλής, Γ. (1994) Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας. ΕΛΚΕΠΑ.

ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ

- [25] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) www.dei.gr

- [26] Ανεξάρητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Α.Δ.Μ.Η.Ε.) www.admie.gr
- [27] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε.) www.dedie.gr
- [28] Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (Δ.ΕΠ.Α) www.depa.gr
- [29] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) www.rae.gr
- [30] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε) www.cres.gr
- [31] Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (Ε.Σ.Σ.Η.Θ.) www.hachp.gr
- [32] Ελληνικός Σύνδεσμος Βιοαερίου www.helbio.gr
- [33] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Λ.ΑΓ.Η.Ε.) www.lagie.gr
- [34] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας www.eletaen.gr
- [35] Ελληνική Στατιστική Αρχή (ΕΛΣΤΑΤ) www.statistics.gr
- [36] Οργανισμός Προστασίας του Περιβάλλοντος www.epa.gov
- [37] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας www.ypeka.gr
- [38] Δημοσιογραφικό Ενημερωτικό portal για την Ενέργεια energypress.gr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Α. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ/ΤΕΧΝΟΛ.	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)
ΥΠΕ ΑΓΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	50	2.539	7%
ΥΠΕ ΑΣΟΜΑΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΠ Α.Ε.	100	13.827	17%
ΥΠΕ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	19	2.251	16%
ΥΠΕ ΘΗΣΑΛΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΠ Α.Ε.	304	30.447	11%
ΥΠΕ ΙΑΛΙΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	151	27.223	24%
ΥΠΕ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	320	41.047	17%
ΥΠΕ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	437	63.145	19%
ΥΠΕ ΛΑΔΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	70	11.999	23%
ΥΠΕ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	130	10.459	11%
ΥΠΕ ΠΗΓΩΝ ΛΙΘΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	210	14.351	9%
ΥΠΕ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	116	17.610	20%
ΥΠΕ ΠΟΛΥΦΥΤΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	375	40.798	15%
ΥΠΕ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	300	26.542	12%
ΥΠΕ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	34	3.493	14%
ΥΠΕ ΣΦΗΚΙΑΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	315	19.428	8%
ΥΠΕ ΣΤΡΑΤΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	150	17.624	16%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274	96.945	48%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274	106.258	52%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	135.465	64%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	132.167	63%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	342		
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273	10.852	5%
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273		
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	275	87.649	43%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	275	89.151	44%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280	4.154	2%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280		
ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	8		
ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	30		
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	255		
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	256	83.324	44%
ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	289	129.288	60%
ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑΣ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	116		
ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	116		
ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274		
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΙΝΗΣ Ι	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	476	23.739	7%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	173		
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	550	166.612	41%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	378		
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	389	114.274	39%
ΑΗΣ ΛΙΒΕΡΙΟΥ 5	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	417	37.302	12%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	845	81.832	13%
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ Α.Ε.	334	99.961	40%
ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	410	85.434	28%
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	422	93.846	30%
KORINTHOS POWER	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	KOPINΘΟΣ POWER Α.Ε.	433	54.884	17%
PROTERGIA_CC	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	PROTERGIA Α.Ε.	433	82.997	26%
ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 8	Φ.Α. ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	151		
ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 9	Φ.Α. ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	188		
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	167	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	16	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	19	0%
ΑΗΣ ΛΙΒΕΡΙΟΥ 3	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	144		
ΑΗΣ ΛΙΒΕΡΙΟΥ 4	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	144		
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ Ι	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	123		
ΣΥΝΟΛΟ			13.784	2.059.119	20%

Β. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΑΠΕ ΣΤΟ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Συγκεντρωτικά Στοιχεία Ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ - Μάιος 2016							
ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2015 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2015 (MW)*	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)**	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΚΡΗΤΗ	813,02	634,30	53.923,74	184.196,51	181,03	98,80	22,65%
ΡΟΔΟΣ	232,93	203,20	10.270,84	53.903,37	134,27	80,87	16,00%
ΛΕΣΒΟΣ	87,51	68,36	4.124,52	16.640,22	151,58	68,94	19,86%
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	124,45	95,80	4.390,06	24.885,76	122,00	67,75	15,00%
ΛΗΜΝΟΣ	21,58	14,60	537,30	3.545,52	185,21	77,18	13,16%
ΜΗΛΟΣ	20,80	12,15	468,30	3.294,77	175,49	64,73	12,44%
ΠΑΡΟΣ	91,18	69,30	2.709,78	13.293,87	135,52	73,44	16,93%
ΧΙΟΣ	69,93	45,20	2.330,60	11.522,96	158,64	75,15	16,82%
ΣΥΡΟΣ	39,70	21,40	423,28	6.214,51	192,04	80,47	6,38%
ΣΑΜΟΣ	47,75	30,12	1.701,14	7.820,40	157,41	65,91	17,87%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	17,90	11,63	423,76	2.447,72	246,12	79,64	14,76%
ΜΥΚΟΝΟΣ	68,66	43,35	297,85	12.168,84	241,29	172,53	2,39%
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ**	144,59		840,78	23.737,31			3,42%
ΣΥΝΟΛΟ	1.779,80		82.441,93	363.671,76			18,48%

Σημειώνεται ότι τα στοιχεία βασίζονται στην τρέχουσα κατάσταση 3^η 2016

* Οι αιχμές είναι στιγμιαίες αιχμές

** Αναλυτικά στοιχεία για τα υπόλοιπα ΗΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 3

*** Συμπεριλαμβάνονται τα ΟΠΣ Εθνικού Προγράμματος