



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Μεγάλη διείσδυση Αιολικών και Φωτοβολταϊκών στο
ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα με συνδυασμένη χρήση
αντλησιοταμίευσης**

Διπλωματική Εργασία

Διανέλλου Άννα

Επιβλέπων: κ. Αρθούρος Ζερβός, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα

Οκτώβριος 2017



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Μεγάλη διείσδυση Αιολικών και Φωτοβολταϊκών στο
ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα με συνδυασμένη χρήση
αντλησιοταμίευσης**

Διπλωματική Εργασία

Διανέλλου Άννα

Επιβλέπων: κ. Αρθούρος Ζερβός, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα

Οκτώβριος 2017

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εργασία «Μεγάλη διείσδυση Αιολικών και Φωτοβολταϊκών στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα με συνδυασμένη χρήση αντλησιοταμίευσης» εκπονήθηκε στα πλαίσια των προπτυχιακών μου σπουδών στη σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου υπό την επίβλεψη του κ. Αρθούρου Ζερβού.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερω τον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, κ. Αρθούρο Ζερβό, για την ευκαιρία που μου έδωσε με την ανάθεση της διπλωματικής εργασίας να έρθω σε επαφή με ένα τόσο ενδιαφέρον αντικείμενο μελέτης, την εμπιστοσύνη και το ενδιαφέρον που έδειξε τόσο για την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας όσο και για τη διεξαγωγή της πρακτικής μου άσκησης.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Γεώργιο Κάραλη, μέλος του Εργαστηριακού – Διδακτικού Προσωπικού (ΕΔΠ) του ΕΜΠ, που στάθηκε αρωγός στην πραγματοποίηση της διπλωματικής εργασίας. Η βοήθεια, η παρότρυνση, η καθοδήγηση, οι συμβουλές που μου παρείχε και το ενδιαφέρον που έδειξε κατά τη διάρκεια της εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας, ήταν καταλυτικοί παράγοντες στην ευχάριστη διεξαγωγή και επιτυχή περάτωση της διπλωματικής εργασίας.

Επιπλέον, οφείλω να ευχαριστήσω τους εργαζόμενους της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού στη Διεύθυνση Στρατηγικής, όπου πραγματοποίησα την πρακτική μου άσκηση, για την προθυμία που έδειξαν να με βοηθήσουν στη διεξαγωγή της διπλωματικής εργασίας με την παροχή δεδομένων και την επεξήγηση θεμάτων που δεν γνώριζα.

Επιπροσθέτως, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στην οικογένεια μου, για την αμέριστη συμπαράσταση και παρότρυνση κατά τη διάρκεια των σπουδών μου, χωρίς την υποστήριξη της δεν θα ήταν δυνατή η έως τώρα ακαδημαϊκή μου πορεία. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου, τους φίλους και τις φίλες μου και ιδιαίτερω το Γιώργο Παπαδάκη, για την υποστήριξη τους και για τη συμβολή τους στη δημιουργία ευχάριστων αναμνήσεων κατά τη διάρκεια αυτών των πέντε ετών.

Περίληψη

Στις μέρες μας, η κλιματική αλλαγή είναι η βασική αιτία του ανασχεδιασμού της παγκόσμιας ενεργειακής πολιτικής, διότι οφείλεται κυρίως στην ανθρώπινη δραστηριότητα. Με την πάροδο των ετών, οι επιπτώσεις της γίνονται περισσότερο αισθητές και δεν μπορούν πλέον να αμεληθούν. Η μελλοντική εξάντληση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων σε συνδυασμό με τη συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, εντείνουν την αναγκαιότητα της αλλαγής στον ενεργειακό σχεδιασμό. Κατά συνέπεια, η πλεινότητα των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας πρέπει να αντικατασταθεί από ανανεώσιμες πηγές. Η μεγάλη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών, των οποίων η παραγωγή χαρακτηρίζεται από έντονες και απρόβλεπτες μεταβολές, αποτελεί πρόκληση στα σύγχρονα ηλεκτρικά συστήματα, ιδίως στα μη διασυνδεδεμένα. Συνεπώς, η ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μεγάλης ισχύος, προϋποθέτει την ταυτόχρονη ανάπτυξη και επέκταση των υποδομών αποθήκευσης ενέργειας.

Η εδραίωση των ανανεώσιμων πηγών θα δημιουργήσει άμεσα την ανάγκη κατασκευής μεγάλης κλίμακας αποθηκευτικών έργων ενέργειας. Οι υποδομές αποθήκευσης ενέργειας, αποτελούν καταλυτικό παράγοντα στην αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό ισοζύγιο, καθώς δρουν ως εξισορροπητικός παράγοντας. Η τεχνολογία αποθήκευσης, που έχει γνωρίσει τη μεγαλύτερη τεχνολογική ωρίμανση, έχει αξιόλογο συντελεστή απόδοσης και μπορεί να εφαρμοστεί σε μεγάλη κλίμακα είναι η αντλησιοταμίευση. Η κάλυψη των μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί από την ανάπτυξη ανατρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων.

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα έχει την ιδιομορφία πως δεν είναι ενιαίο, αλλά αποτελείται από το διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας και από τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα του νησιωτικού χώρου. Οι διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες είναι περιορισμένης χωρητικότητας και το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής βασίζεται στην εγχώρια παραγωγή, των λιγνιτικών μονάδων και των μονάδων φυσικού αερίου. Ταυτόχρονα, το θεωρητικό δυναμικό της αιολικής και ηλιακής ενέργειας θεωρείται αρκετά μεγάλο, χάρη στην γεωγραφική θέση και τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν στη χώρα.

Σκοπός της διπλωματικής αυτής εργασίας είναι η εκτίμηση των μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στην Ελλάδα και ο υπολογισμός της ισχύος των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών που μπορούν να κατασκευαστούν, προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας. Η διπλωματική αυτή εργασία, αναλύει εναλλακτικά σενάρια εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων για τα έτη αναφοράς 2017, 2030 και 2050. Τα αντλησιοταμιευτικά έργα μπορούν να διαχειριστούν επιτυχώς, την περίσσεια παραγόμενη ενέργεια των ανανεώσιμων πηγών. Το πλούσιο ανάγλυφο και οι υδραυλικές συνθήκες της χώρας, καθιστούν τα αντλησιοταμιευτικά έργα οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις με αξιόλογο βαθμό απόδοσης. Κατά συνέπεια, η διπλωματική αυτή εργασία, πραγματεύεται την ανάπτυξη αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων για την κάλυψη των μελλοντικών αποθηκευτικών αναγκών της χώρας.

Abstract

In our days, climate change is the main reason of the reestablishment of the worldwide energy policy, because it has occurred mainly due to human activity. Throughout the years, the consequences of this change are becoming more obvious and there is no longer a choice to remain idle on this issue. At the same time, the future depletion of the reserves of fossil fuel, in combination with the growing demand of power supply, intensify the necessity of shifting to a different energy planning. Consequently, electricity production from conventional thermal units must be substituted with renewable energy. Large scale integration of variable output renewable sources, in the current power systems, is a great challenge especially in non-interconnected or weak grids. For this reason, the growth of large scale wind and solar integration entails the simultaneous development of energy storage infrastructure.

The consolidation of renewable sources will create the need of big scale energy storage systems. Storage infrastructure is a determining factor of the size of wind and solar energy integration in the power supply system, as energy storage acts as a redeeming feature of the system. The energy storage technology, which has met the biggest development, is applicable in large scale and has a considerable rate of efficiency, is hydro pumped storage. Future needs of energy storage could be satisfied by the development of big scale reverse hydropower plants.

The Greek energy supply system is characterized by the oddity that it is not a cohesive system. In particular, it is a system consisted of an electric grid in the mainland of the country and small autonomous electric systems on the islands. The interconnections of Greece with the neighboring countries have a relatively small capacity and the power supply of the system is based on the production of lignite and natural gas power plants. Moreover, the theoretical potential of energy production from renewable sources is considered to be high due to the geographical location and the weather condition that prevail all over the country. The instability and the deficiency that could be caused to the Greek electric system with the higher integration of renewable sources, impede the growth of them, as the system depends on inland production and supply cannot be compromised. For that reason, pumped storage should be integrated into the power system in order to increase the share of power from renewable sources and to diminish the pollutant lignite units.

The aim of the diploma thesis is the evaluation of future needs of energy storage in Greece and the estimation of the capacity of pumped storage, which could be installed, in order to cater for the storage needs. Excess energy will augment, due to the growth of renewable energy sources and the simultaneous reduction of thermal power plants operation. This study analyses alternative scenarios for the current situation and for reference years 2030 and 2050. Pumped storage can manage excess energy from RES and in the case of Greece, thanks to the complex morphology and hydraulic conditions, composes an efficient and low-cost storage solution. Consequently, in this diploma thesis pumped storage is considered as the main storage technology in long term.

Περιεχόμενα

Εισαγωγή	7
Κεφάλαιο 1. Ευρωπαϊκή πολιτική.....	8
1.1 Η Ενεργειακή κατάσταση στην Ευρώπη.....	8
1.2 Η αντλησιοταμίευση στην Ευρώπη.....	11
1.3 Η μελλοντική εξέλιξη της αντλησιοταμίευσης στην Ευρώπη	12
Κεφάλαιο 2. Ενεργειακός σχεδιασμός της Ελλάδας.....	13
2.1 Σημερινή κατάσταση της Ελλάδας	13
2.1.1 Αλλαγές στο ενεργειακό σύστημα	14
2.2 Εξέλιξη έως το 2020.....	15
2.3 Ενεργειακός σχεδιασμός του 2050.....	16
2.4 Διασύνδεση ηλεκτρικών συστημάτων νησιών.....	17
2.5 Προκλήσεις λόγω μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ.....	19
Κεφάλαιο 3. Υδροηλεκτρική Ενέργεια	19
3.1 Ιστορική εξέλιξη υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων στην Ελλάδα	20
3.2 Λειτουργία αντλησιοταμίευσης	20
3.3 Ιστορική εξέλιξη αντλησιοταμίευσης	21
3.4 Η αντλησιοταμίευση και άλλες μορφές αποθήκευσης.....	21
3.5 Αντλησιοταμίευση στην Ελλάδα	22
3.5.1 Αναστρέψιμος υδροηλεκτρικός σταθμός Σφηκιάς.....	22
3.5.2 Αναστρέψιμος υδροηλεκτρικός σταθμός Θησαυρού	23
3.5.3 Μελλοντικά έργα	23
3.5.4 Μελλοντικά σενάρια εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης.....	24
3.5.5 Μελέτη θεσμικού πλαισίου αποθηκευτικών σταθμών	25
3.5.6 Πιθανές θέσεις αντλησιοταμίευσης.....	26
3.6 Μη συμβατικές τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης.....	29
3.6.1 Αντλησιοταμίευση με χρήση θαλασσινού νερού	29
3.6.2 Υποβρύχια αντλησιοταμίευση.....	31
3.6.3 Υπόγεια αντλησιοταμίευση	32
Κεφάλαιο 4. Μεθοδολογία	33
4.1 Έτη και σενάρια αναφοράς	33
4.2 Μεσοκλιματικά δεδομένα – Προσομοίωση παραγωγής αιολικών	33
4.2.1 Αδιάστατη καμπύλη ισχύος.....	36
4.3 Αναστρέψιμοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί	37
4.3.1 Λειτουργία υδροδυναμικών μηχανών	38
4.3.1.1 Αντλίες	38
4.3.1.2 Στρόβιλοι.....	38
4.3.2 Διαστασιολόγηση υποσυστημάτων	38
4.3.2.1 Αντλίες	38
4.3.2.2 Στρόβιλοι.....	39
4.3.2.3 Άνω ταμιευτήρας.....	40
4.4 Δεδομένα παραγωγής μονάδων.....	41
4.4.1 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	41
4.4.2 Υδροηλεκτρικά.....	43
4.4.3 Βιομάζα και ΣΗΘΥΑ	44

4.4.4	Θερμικές μονάδες.....	44
4.4.4.1	Συντηρήσεις θερμικών μονάδων.....	47
4.5	Καταμερισμός φορτίου.....	47
4.6	Δείκτες αξιοπιστίας.....	49
4.6.1	Δείκτης αναμενόμενης απώλειας φορτίου.....	49
4.6.2	Δείκτης αναμενόμενης μη τροφοδοτούμενης ενέργειας.....	49
4.7	Μεθοδολογία προσομοίωσης ένταξης θερμικών μονάδων.....	50
4.7.1	Εναλλακτικά σενάρια ένταξης θερμικών μονάδων.....	50
4.7.2	Εφαρμογή.....	52
Κεφάλαιο 5. Αποτελέσματα προσομοίωσης.....		56
5.1	Έτος 2017.....	56
5.1.1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 4 GW, φωτοβολταϊκών 4 GW.....	56
5.1.2	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 5 GW, φωτοβολταϊκών 5 GW.....	58
5.1.3	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 6 GW, φωτοβολταϊκών 6 GW.....	59
5.1.4	Σύνοψη έτους 2017.....	60
5.2	Έτος 2030.....	62
5.2.1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 5 GW, φωτοβολταϊκών 5 GW.....	62
5.2.2	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 8 GW, φωτοβολταϊκών 8 GW.....	63
5.2.3	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 11 GW, φωτοβολταϊκών 11 GW.....	64
5.2.4	Σύνοψη έτους 2030.....	66
5.3	Έτος 2050.....	67
5.3.1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 6 GW, φωτοβολταϊκών 6 GW.....	67
5.3.2	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 9 GW, φωτοβολταϊκών 9 GW.....	68
5.3.3	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 12 GW, φωτοβολταϊκών 12 GW.....	70
5.3.4	Σύνοψη έτους 2050.....	72
5.4	Ανάλυση ευαισθησίας - Ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης αιολικών.....	73
5.5	Επιλογή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για τα έτη αναφοράς.....	76
5.5.1	Σημερινή κατάσταση.....	76
5.5.2	Έτος 2030.....	77
5.5.3	Έτος 2050.....	78
5.6	Ανάλυση ευαισθησίας - εγκατεστημένη ισχύς αντλιών.....	78
5.6.1.1	Έτος 2017.....	79
5.6.1.2	Έτος 2030.....	80
5.6.1.3	Έτος 2050.....	81
5.7	Απόσυρση λιγνιτικών μονάδων (2050).....	82
5.8	Εκπομπές CO ₂	83
Κεφάλαιο 6. Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE).....		84
6.1	Συνιστώσες κόστους.....	84
6.2	Μέθοδος υπολογισμού LCOE.....	85
6.2.1	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery Factor).....	86
6.3	Κόστος μονάδων.....	86
6.3.1	Λιγνιτικές μονάδες.....	86
6.3.2	Μονάδες Φυσικού Αερίου.....	87
6.3.3	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί.....	87
6.3.4	Αιολικά.....	88
6.3.5	Υδροηλεκτρικά.....	89

6.3.6 Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)	
89	
6.3.7 Βιομάζα	90
6.3.8 Αντλησιοταμίευση.....	90
6.4 Μέσο σταθμισμένο κόστος συστήματος 2017-2030-2050	92
6.5 Αξιολόγηση αποτελεσμάτων οικονομικής ανάλυσης	98
Συμπεράσματα	101
Βιβλιογραφία	104
Παράρτημα 1.....	111

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς αντλησιοταμίευσης τις αρχές του 2011 [9]	11
Εικόνα 1.2: Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο με τεχνητές δεξαμενές στην Κεντρική Γερμανία [11].....	12
Εικόνα 2.1: Το σύστημα μεταφοράς όπως θα διαμορφωθεί μετά την επέκταση του σταθμού [12].....	18
Εικόνα 3.1: Υδροηλεκτρικός Σταθμός Θησαυρού [91].....	23
Εικόνα 3.2: Υδροηλεκτρικός Σταθμός Σφηκιάς [91]	23
Εικόνα 3.3: Αντλητικός σταθμός Οκινάουας με θαλασσινό νερό [40]	30
Εικόνα 3.4: Λειτουργία σφαίρας στην υποβρύχια αντλησιοταμίευση [42].....	31
Εικόνα 3.5: Προσομοίωση υποβρύχιας αντλησιοταμίευσης [43]	31
Εικόνα 3.6: Σκαρίφημα εγκατάστασης υπόγειας αντλησιοταμίευσης [44].....	32
Εικόνα 4.1: Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκούς σταθμούς ονομαστικής ισχύος 1 KWh [50].....	42

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1: Δημιουργία αντλησιοταμιευτικών εγκαταστάσεων με αξιοποίηση ήδη λειτουργούντων ΥΗΕ [34].....	28
Πίνακας 3.2: Δημιουργία αντλησιοταμιευτικών εγκαταστάσεων με κατασκευή του ενός ταμιευτήρα [34]	29
Πίνακας 4.1: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών	35
Πίνακας 4.2: Τεχνικά χαρακτηριστικά τυπικής ανεμογεννήτριας [49].....	37
Πίνακας 4.3: Ετήσια ΦΒ παραγωγή ανα περιοχή.....	43
Πίνακας 5.1: Αποτελέσματα 2017	61
Πίνακας 5.2: Αποτελέσματα 2030	66
Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα 2050	72
Πίνακας 5.4: Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης αιολικών	75
Πίνακας 5.5: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2017)	79
Πίνακας 5.6: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2030)	80
Πίνακας 5.7: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2050)	81
Πίνακας 5.8: Αποτελέσματα 2050 χωρίς τη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων	82
Πίνακας 5.9: Εκπομπές CO ₂ από τις θερμικές μονάδες στα εξεταζόμενα σενάρια	83
Πίνακας 6.1: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2017	92
Πίνακας 6.2: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2030	93
Πίνακας 6.3: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2050	94
Πίνακας 6.4: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2050, χωρίς τη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων	95
Πίνακας 6.5: Μέσο σταθμισμένο κόστος αντλησιοταμίευσης	97

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ανα τύπο καυσίμου στην Ευρωπαϊκή Ένωση [5]....	9
Σχήμα 1.2: Συνεισφορά ΑΠΕ στην Ευρώπη [6].....	9
Σχήμα 1.3: Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών στην Ευρώπη το 2016 ανα κράτος [5].....	10
Σχήμα 2.1: Ποσοστό (%) στο Σύνολο της Εγκατεστημένης Ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	13
Σχήμα 2.2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στην Ελλάδα [12]	15
Σχήμα 2.3: Συμμετοχή ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας [12].....	16
Σχήμα 3.1: Υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς αποθηκευτικών μονάδων συνδεδεμένες στο δίκτυο (MW) [23].....	21
Σχήμα 4.1: Επιλογή σημείων αντιπαραγωγής χρονοσειρών ανέμου μέσω του μεσοκλιματικού μοντέλου	35
Σχήμα 4.2: Αδιάστατη καμπύλη ισχύος.....	37
Σχήμα 4.3: Καμπύλες διάρκειας απορριπτόμενης ενέργειας συστήματος και ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες (2050 – 18 GW ΑΠΕ).....	39
Σχήμα 4.4: Υπολογισμός όγκου δεξαμενής.....	41
Σχήμα 4.5: Αναπαράσταση μεθόδου «peak-shaving».....	44
Σχήμα 4.6: 1 ^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση).....	53
Σχήμα 4.7: 2 ^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση).....	53
Σχήμα 4.8: 3 ^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση).....	54
Σχήμα 4.9: Ποσοστό (%) στο σύνολο της ετήσιας παραγωγής ανα τύπο καυσίμου (2016).....	55
Σχήμα 5.1: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 8GW ΑΠΕ).....	57
Σχήμα 5.2: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-8 GW ΑΠΕ).....	57
Σχήμα 5.3: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 10 GW ΑΠΕ).....	58
Σχήμα 5.4: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-10 GW ΑΠΕ).....	58
Σχήμα 5.5: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 12GW ΑΠΕ).....	59
Σχήμα 5.6: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-8 GW ΑΠΕ).....	60
Σχήμα 5.7: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 10GW ΑΠΕ).....	62
Σχήμα 5.8: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-10 GW ΑΠΕ).....	62
Σχήμα 5.9: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 16 GW ΑΠΕ).....	63
Σχήμα 5.10: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-16 GW ΑΠΕ).....	64
Σχήμα 5.11: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 22 GW ΑΠΕ).....	65

Σχήμα 5.12: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-22 GW ΑΠΕ).....	65
Σχήμα 5.13: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050- 12 GW ΑΠΕ).....	67
Σχήμα 5.14: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050- 12 GW ΑΠΕ).....	68
Σχήμα 5.15: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050- 18GW ΑΠΕ).....	69
Σχήμα 5.16: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050 - 18 GW ΑΠΕ).....	69
Σχήμα 5.17: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050 – 24 GW ΑΠΕ).....	70
Σχήμα 5.18: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050 - 24 GW ΑΠΕ).....	71
Σχήμα 5.19: Επίδραση του ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών.....	74
Σχήμα 5.20: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στην περίπτωση απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων για το 2050.....	82
Σχήμα 6.1: Μελλοντική εξέλιξη του CAPEX των φωτοβολταϊκών [74].....	88
Σχήμα 6.2: Συνιστώσες κόστους επένδυσης χερσαίων αιολικών εγκαταστάσεων [76].....	88
Σχήμα 6.3: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2017).....	99
Σχήμα 6.4: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2030).....	99
Σχήμα 6.5: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2050).....	100

Εισαγωγή

Η κλιματική αλλαγή, η οποία οφείλεται κυρίως στην ανθρώπινη δραστηριότητα, είναι η αιτία του ανασχεδιασμού της παγκόσμιας ενεργειακής πολιτικής. Με την πάροδο των ετών, οι συνέπειες της γίνονται περισσότερο αισθητές. Ταυτόχρονα, η μελλοντική εξάντληση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων, εντείνει την αναγκαιότητα της αλλαγής του ενεργειακού σχεδιασμού. Κατά συνέπεια, οι συμβατικές ρυπογόνες μονάδες παραγωγής ενέργειας πρέπει να αντικατασταθούν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και να αναβαθμιστούν προκειμένου να επιτευχθεί η επιθυμητή απανθρακοποίηση. Η εισαγωγή στην παραγωγή, καθαρών μορφών ενέργειας, μπορεί να προκαλέσει στο σύστημα αστάθεια, παρόλ' αυτά η συνδρομή τους στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής επιτάσσει την ένταξη τους. Οι προκλήσεις που προκύπτουν από την ένταξη των ανανεώσιμων πηγών, μπορούν να αντιμετωπιστούν με την ταυτόχρονη ανάπτυξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, όπως των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων.

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας στον τομέα της αποθήκευσης ενέργειας θα επιφέρει ραγδαίες αλλαγές στην διαχείριση της παγκόσμιας ενέργειας. Τα έργα αποθήκευσης ενέργειας είναι καταλυτικός παράγοντας για την αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών και τη μείωση της συνεισφοράς των συμβατικών μονάδων στο ενεργειακό ισοζύγιο. Η τεχνολογία αποθήκευσης, που έχει γνωρίσει τη μεγαλύτερη τεχνολογική ωρίμανση, είναι άμεσα εφαρμόσιμη, έχει μεγάλο βαθμό απόδοσης και μπορεί να εφαρμοστεί σε μεγάλης κλίμακας έργα είναι η αντλησιοταμίευση. Η ανάπτυξη των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων, η οποία θα συντελέσει στην κάλυψη των μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας, δεν έχει αξιοποιηθεί πλήρως, επομένως υπάρχουν περιθώρια αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος τους.

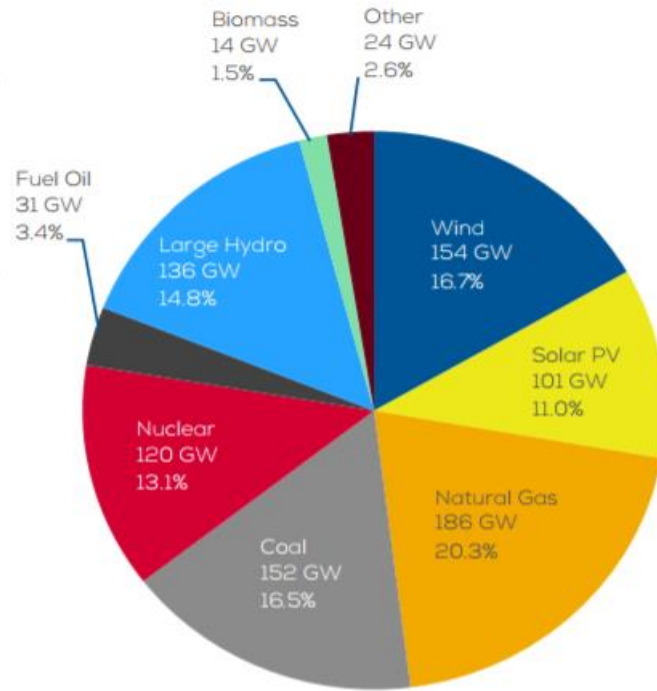
Κεφάλαιο 1. Ευρωπαϊκή πολιτική

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούν σημαντική προτεραιότητα της Ευρωπαϊκής πολιτικής, καθώς συνιστούν τον βασικό παράγοντα, που θα συντελέσει στην παραγωγή καθαρής ενέργειας και στη μείωση των επιπτώσεων της ανθρώπινης δραστηριότητας στο περιβάλλον. Κατά συνέπεια, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει στόχους για όλα τα κράτη-μέλη της προκειμένου να αυξηθεί η συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών. [1]

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει πάρει πρωτοβουλίες, σχετικά με τη μείωση του διοξειδίου του άνθρακα για την πρόληψη της κλιματικής αλλαγής, από το 1991. Το 2009 ορίστηκε το σύνολο των μέτρων που έπρεπε να υιοθετηθούν, μέχρι το 2020, προκειμένου να περιοριστεί η αύξηση της θερμοκρασίας στους 2 °C. Οι οδηγίες, που δόθηκαν το 2009, έχουν χρονικό ορίζοντα το 2020 και προβλέπουν πως πρέπει το 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, να υπάρξει μείωση κατά 20% στις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990, να βελτιωθεί η ενεργειακή απόδοση και να γίνει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας κατά 20%. [2, 3] Η ευρωπαϊκή οδηγία περιλαμβάνει διαφορετικούς στόχους για κάθε κράτος, ανάλογα με την υφιστάμενη κατάσταση του και τις δυνατότητες που υπάρχουν για περαιτέρω ανάπτυξη. Επίσης το 2011, η Ευρωπαϊκή Ένωση δημοσίευσε τον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια με ορίζοντα το 2050, στον οποίο προβλέπεται, μεταξύ άλλων στόχων, η μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου κατά 80% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, η συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών στην τελική κατανάλωση ενέργειας τουλάχιστον κατά 55% και στην ηλεκτροπαραγωγή κατά 60%, προκειμένου να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος. [4]

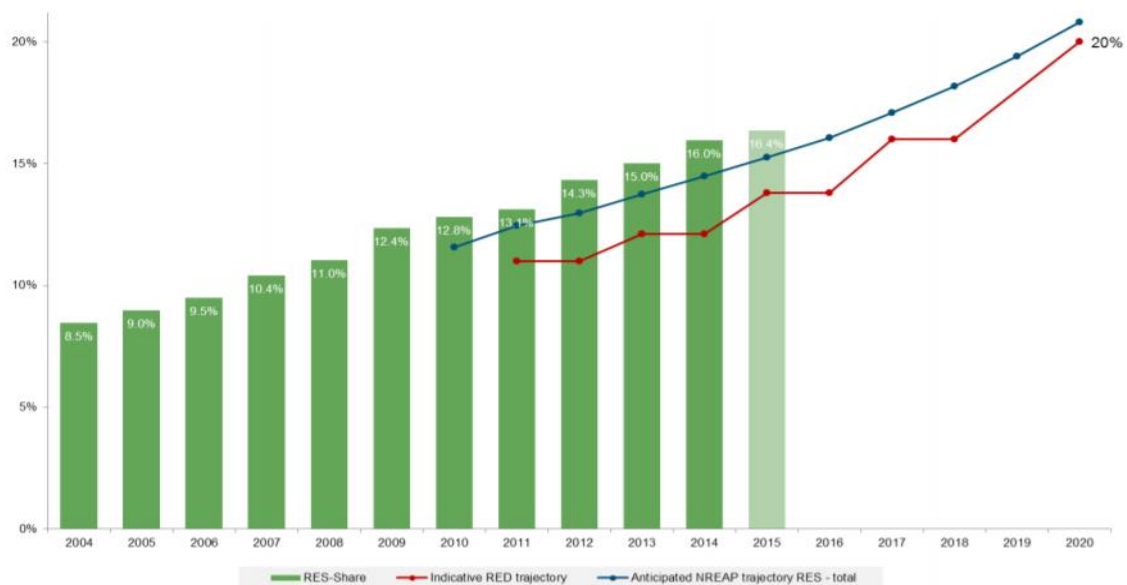
1.1 Η Ενεργειακή κατάσταση στην Ευρώπη

Η ενεργειακή επάρκεια σήμερα στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης επιτυγχάνεται με την ταυτόχρονη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως αιολικών, φωτοβολταϊκών, βιομάζας και υδροηλεκτρικών, και θερμικών μονάδων όπως ανθρακικών, πετρελαϊκών, πυρηνικών και φυσικού αερίου. Αναλυτικότερα, η εγκατεστημένη ισχύς κάθε τύπου μονάδας το έτος 2016 εμπεριέχεται στο Σχήμα 1.1.



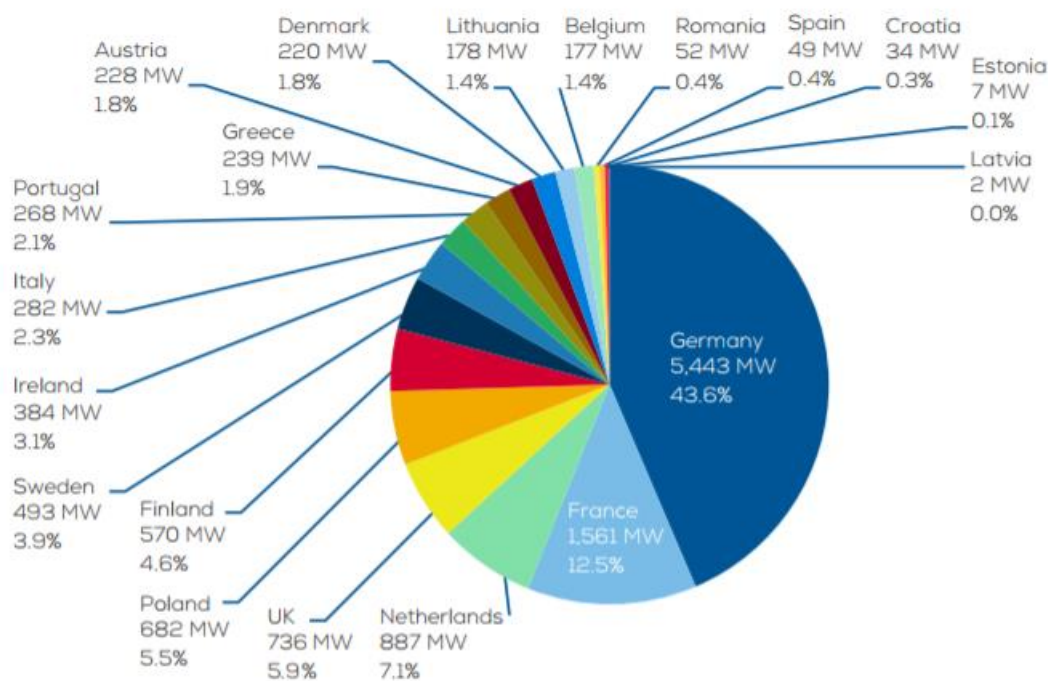
Σχήμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ανα τύπο καυσίμου στην Ευρωπαϊκή Ένωση [5]

Η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που έχει σημειωθεί μέχρι σήμερα, έχει ξεπεράσει τις προσδοκίες και σε πολλές χώρες τα ποσοστά που είχαν τεθεί ως στόχοι, κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή, έχουν ξεπεραστεί. Το 2013-2014 το ποσοστό της τελικής συνολικής κατανάλωσης που προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές ήταν 15.5%, ενώ είχε οριστεί πως πρέπει να φτάσει το 12.1%. Το 2015 το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ήταν 16.4%, ενώ ο στόχος ήταν 13.8% [6, 7]. Επομένως, όπως είναι φανερό και στο Σχήμα 1.2 η πραγματικά προσφερόμενη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές έχει ξεπεράσει τους στόχους που είχαν τεθεί στο παρελθόν.



Σχήμα 1.2: Συνεισφορά ΑΠΕ στην Ευρώπη [6]

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχει υπερβεί τους στόχους που είχαν τεθεί στο NREAP (National Renewable Energy Action Plan), καθώς το ποσοστό συνεισφοράς τους το 2015 ήταν 28.3%. Το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας των ανανεώσιμων προέρχεται από Υδροηλεκτρικά έργα, τα οποία βρίσκονται κυρίως στη Σουηδία, στη Γαλλία, στην Ιταλία, στην Αυστρία και στην Ισπανία παράγοντας το 70% της Υδροηλεκτρικής Ενέργειας της Ευρώπης. Η αιολική ενέργεια έχει αναπτυχθεί, και πιο συγκεκριμένα έχει τετραπλασιαστεί την περίοδο 2004-2015, επομένως συνεισφέρει στο ένα τρίτο της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Η εξέλιξη της τεχνολογίας των χερσαίων αιολικών πάρκων έχει επιτύχει να συμβαδίσει με την τροχιά ανάπτυξης που είχε οριστεί από τους αρμόδιους φορείς. Αντίθετα, προς το παρόν δεν έχει επιτευχθεί η επιθυμητή ανάπτυξη των θαλάσσιων αιολικών πάρκων, σύμφωνα με το NREAP, κυρίως εξαιτίας του υψηλού κόστους επένδυσης τους και της δυσκολίας σύνδεσης με το δίκτυο [6]. Το 2016 αναπτύχθηκαν και συνδέθηκαν με το δίκτυο, έργα συνολικής ονομαστικής ισχύος 12.5 GW, τα 10.9 GW εγκαταστάθηκαν στην ξηρά και τα 1.56 GW στην θάλασσα. Το 2016 παρήχθησαν από αιολικά 300 TWh και καλύφθηκε το 10.6% της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Το ύψος του κεφαλαίου που επενδύθηκε για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας ήταν 27.6 δισεκατομμύρια, δηλαδή 5% περισσότερο από το κεφάλαιο του 2015 [5].



Σχήμα 1.3: Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών στην Ευρώπη το 2016 ανα κράτος [5]

Επίσης, τα Φωτοβολταϊκά αναπτύχθηκαν ραγδαία και το 2015 παρήγαγαν το 12% της ανανεώσιμης ενέργειας. Η γρήγορη ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών οφείλεται στην εξέλιξη που σημειώθηκε στον τεχνολογικό τομέα, στο χαμηλό κόστος και την ταχύτητα και ευκολία που προσφέρουν κατά τη φάση της εγκατάστασης τους.

1.2 Η αντλησιοταμίευση στην Ευρώπη

Η επίτευξη του στόχου της Ευρωπαϊκής Ένωσης το 20% της τελικής κατανάλωσης, να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συνεπάγεται πως στο ισοζύγιο της ηλεκτρικής ενέργειας, οι ανανεώσιμες πηγές θα πρέπει να συνεισφέρουν με ποσοστό 35-40%. Η παραγωγή της ενέργειας αυτής θα προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές (κυρίως από τον ήλιο και τον άνεμο), οι οποίες είναι στοχαστικές μεταβλητές. Η δυνατότητα ευελιξίας, που επιβάλλουν στο σύστημα οι στοχαστικές αυτές μεταβλητές, μπορεί να καλυφθεί με τη δημιουργία αντλησιοταμιευτικών και γενικότερα αποθηκευτικών έργων. Εκτιμήσεις που έγιναν το 2013 προέβλεπαν πως μέχρι το 2020 θα κατασκευαστούν 60 νέα αντλησιοταμιευτικά έργα, με συνολική ισχύ 27 GW. Η ισχύς αυτή είναι ίση με το 50% της προϋπάρχουσας ισχύος των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων και το κόστος αυτής της επένδυσης ανέρχεται στα 26 δισεκατομμύρια ευρώ [8, 9].



Εικόνα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς αντλησιοταμίευσης τις αρχές του 2011 [9]

Τα αντλησιοταμιευτικά έργα που υπάρχουν στην Ευρώπη σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat το 2013, μπορούν να αποδώσουν θεωρητικά ονομαστική ισχύ 42.6 GW, η ενέργεια που αποδίδεται ετησίως από τους στροβίλους εκτιμάται 40 TWh, ενώ η ενέργεια που χρησιμοποιείται στις αντλίες ανέρχεται στις 54 TWh [10]. Ο αριθμός των έργων είναι 232, με το 75% αυτών να βρίσκονται στην Ιταλία, την Γερμανία, την Γαλλία και την Ισπανία. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις που έχουν πραγματοποιηθεί, ο μέσος όρος της ονομαστικής ισχύος των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων στην Ευρώπη είναι 300 MW. Κατά μέσο όρο, ο χρόνος που είναι εγκατεστημένα τα περισσότερα αντλησιοταμιευτικά έργα της Ευρώπης είναι περισσότερο από 30 χρόνια,

με τα πρώτα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα, να είναι κατασκευασμένα στην Γερμανία και την Ελβετία, το 1970 [8].



Εικόνα 1.2: Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο με τεχνητές δεξαμενές στην Κεντρική Γερμανία [11]

1.3 Η μελλοντική εξέλιξη της αντλιοσταμείωσης στην Ευρώπη

Το 2013, σε έρευνα που έγινε από το Joint Research Centre, το επιστημονικό κέντρο της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, μελετήθηκαν οι δυνατότητες για τη δημιουργία αποταμιευτικών έργων με άντληση στην Ευρώπη. Το ένα σενάριο που εξετάστηκε, μελετούσε τις δυνατότητες εγκατάστασης με βάση την ήδη υπάρχουσα υποδομή για την δημιουργία των έργων, δηλαδή οι δύο δεξαμενές να προϋπάρχουν και να είναι κοντά στο δίκτυο ώστε να μπορούν να συνδεθούν, το άλλο σενάριο εξέταζε περιπτώσεις στις οποίες θα χρειαζόταν η κατασκευή μόνο της μίας δεξαμενής. Η μέγιστη απόσταση που μπορούσαν να έχουν οι δύο δεξαμενές, στα εξεταζόμενα σενάρια, είναι 20 km. Η μελέτη κατέληξε στο πόρισμα, πως για το πρώτο σενάριο το θεωρητικό δυναμικό είναι 54 TWh, με τις 11 TWh να βρίσκονται σε Ευρωπαϊκό έδαφος και οι υπόλοιπες 37 TWh να βρίσκονται σε υποψήφιας προς ένταξη χώρες. Επίσης, εάν συμπεριληφθούν στους υπολογισμούς οι κοινωνικοί, περιβαλλοντικοί περιορισμοί το δυναμικό που μπορεί πραγματικά να αξιοποιηθεί μειώνεται στις 29 TWh, με το 15% αυτής της ενέργειας να παράγεται εντός των συνόρων της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Στο δεύτερο σενάριο, το οποίο προϋποθέτει την κατασκευή της μίας δεξαμενής, το μέγιστο θεωρητικό δυναμικό ανέρχεται στις 123 TWh, από τις οποίες περίπου το 50% βρίσκονται σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η εφαρμογή των κοινωνικών και περιβαλλοντικών περιορισμών μειώνει την δύναμη να παραχθεί ενέργεια στις 80 TWh [10]. Τα αποτελέσματα της έρευνας αποδεικνύουν, πως υπάρχουν περιθώρια ανάπτυξης των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών μονάδων στην Ευρώπη, επομένως η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να υλοποιηθεί σε μεγάλη κλίμακα.

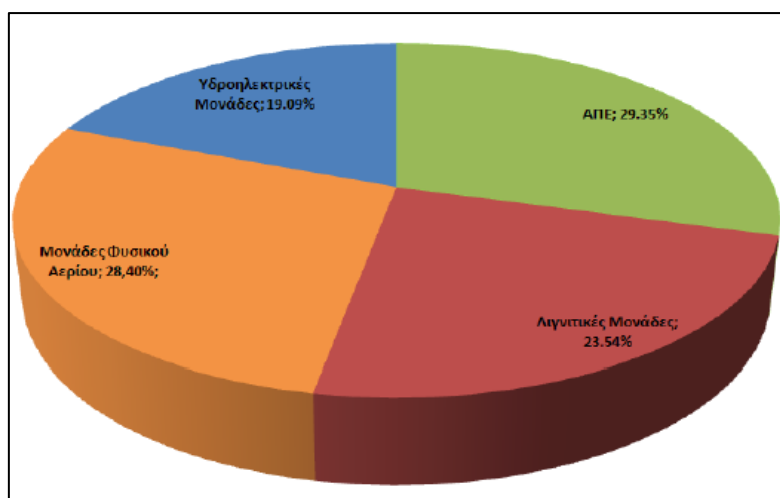
Κεφάλαιο 2. Ενεργειακός σχεδιασμός της Ελλάδας

2.1 Σημερινή κατάσταση της Ελλάδας

Ο σημερινός ενεργειακός εφοδιασμός της χώρας, χαρακτηρίζεται από υψηλή χρήση συμβατικών καυσίμων. Ο λιγνίτης χρησιμοποιείται ευρέως στην Ελλάδα, διότι είναι το βασικό εγχώριο καύσιμο και συντελεί στην εξασφάλιση της μερικής αυτονομίας της χώρας και της σταθερότητας του συστήματός της. Η εξάρτηση όμως, από εισαγωγές καυσίμων είναι μεγάλη (φυσικό αέριο, πετρελαιοειδή) και αυτή εισάγει έναν σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας στον εφοδιασμό της χώρας και στη διαμόρφωση μελλοντικών ενεργειακών πολιτικών. Η ένταξη στην παραγωγή ενέργειας, των ανανεώσιμων πηγών και της αποθήκευσης ενέργειας είναι απαραίτητη για την αλλαγή της παρούσας κατάστασης, την επίτευξη των προβλεπόμενων στόχων σχετικά με την κλιματική αλλαγή και την ασφάλεια στην τροφοδότηση του συστήματος.

Η Ελλάδα έχει το χαρακτηριστικό πως το σύστημα της χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών. Η τροφοδότηση του ηλεκτρικού συστήματος του διασυνδεδεμένου χώρου, χαρακτηρίζεται από μεγάλη χρήση συμβατικών καυσίμων και φυσικού αερίου. Τα τελευταία χρόνια έχει υπάρξει αύξηση στις μονάδες φυσικού αερίου και έχει μειωθεί η συμμετοχή των λιγνιτικών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2012 ενδεικτικά οι λιγνιτικοί σταθμοί κατείχαν στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής το 56% και οι σταθμοί φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου το 18% [12], ενώ το 2017 σημειώθηκε αύξηση του μεριδίου του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου το 2017, καλύπτει το 35-40% της παραγωγής, επιτυγχάνοντας τη μείωση της συνεισφοράς των λιγνιτικών μονάδων [13].

Αναλυτικότερα για το έτος 2017, όσον αφορά το διασυνδεδεμένο δίκτυο, η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων ανέρχεται στα 3912 MW, των μονάδων φυσικού αερίου 4657.6 MW, των υδροηλεκτρικών 3172.7 MW και των ανανεώσιμων πηγών 4878.9 MW, όπως φαίνεται και στο γράφημα 1 [13].



Σχήμα 2.1: Ποσοστό (%) στο Σύνολο της Εγκατεστημένης Ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανά Καύσιμο [13]

Τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών, στην Ελλάδα σήμερα, ηλεκτροδοτούνται κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, εάν και έχει αποδειχθεί η βιωσιμότητα των διασυνδέσεων, λόγω κυρίως τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι επενδύσεις που απαιτούν την δαπάνη υψηλών κεφαλαίων [14]. Στο μέλλον όμως, πρέπει να καταστεί δυνατή η διασύνδεση των νησιών αυτών, ώστε να καταργηθεί πλήρως η χρήση πετρελαίου, όπως προβλέπεται από τις κοινοτικές οδηγίες, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και να αξιοποιηθεί το μεγάλο δυναμικό των περιοχών αυτών σε ανανεώσιμες πηγές.

2.1.1 Αλλαγές στο ενεργειακό σύστημα

Στον ενεργειακό σχεδιασμό που πραγματοποιήθηκε για το 2050 από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, εξετάστηκαν σενάρια για την αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας και της βιωσιμότητας του ελληνικού συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τους στόχους που πρέπει να υλοποιηθούν. Οι στόχοι και οι προϋποθέσεις καθορίζονται από την ευρωπαϊκή και παγκόσμια ενεργειακή πολιτική, η οποία αποσκοπεί στην αναστολή της κλιματικής αλλαγής, την ευστάθεια του συστήματος και την ανταγωνιστικότητα στην αγορά.

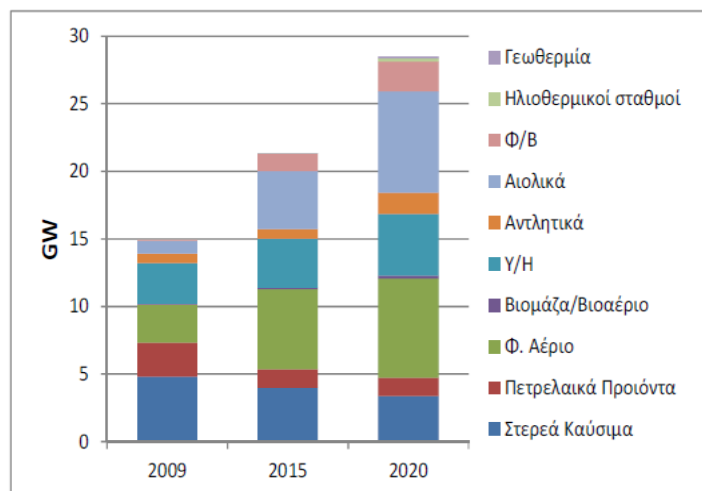
Οι μεγάλες αλλαγές που πρόκειται να συμβούν στην παραγωγή ενέργειας, όσον αφορά κυρίως τις υποδομές του ηλεκτρικού συστήματος, είναι η διασύνδεση των μη διασυνδεδεμένων νησιών, με πρώτη διασύνδεση αυτή της Κρήτης. Η διασύνδεση θα συμβάλλει, τόσο στην εκμετάλλευση περιοχών με πολύ καλό αιολικό δυναμικό, όσο και στη σταδιακή μείωση και εν τέλει πλήρη κατάργηση των πετρελαϊκών μονάδων. Η κατάργηση των πετρελαϊκών μονάδων θα συντελέσει στη μείωση της αβεβαιότητας και ενδεχόμενης αστάθειας του συστήματος, που προκαλείται εξαιτίας της προμήθειας του πετρελαίου από τρίτους. Ταυτόχρονα, για να μπορέσουν να πραγματοποιηθούν οι επιθυμητές αλλαγές, πρέπει να εξασφαλιστούν, όσον αφορά τα υγρά και στερεά καύσιμα, αποθηκευτικοί χώροι αλλά και αγωγοί μεταφοράς, έτσι ώστε να διασφαλιστεί ο εφοδιασμός τους. Στο ενεργειακό σύστημα της χώρας, η δημιουργία μεθόδων αποθήκευσης, θα συνδράμει τόσο στην αντιμετώπιση της στοχαστικότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, κυρίως των αιολικών, όσο και στην καλύτερη διαχείριση και εκμετάλλευση της περίσσειας συνολικά παραγόμενης ενέργειας. Η ανάπτυξη των εγχώριων πηγών ενέργειας έχει πολλαπλά οφέλη. Η αξιοπιστία του συστήματος θα ενισχυθεί και ταυτόχρονα θα δημιουργηθούν ευνοϊκές προϋποθέσεις για την ανάπτυξη της οικονομίας και της κοινωνίας.

Το δίκτυο μεταφοράς προκειμένου να μπορέσει να ανταπεξέλθει στις απαιτήσεις του συστήματος θα πρέπει να ενισχυθεί και να βελτιωθεί. Στο χρονικό διάστημα 2010-2020 επεκτάσεις του δικτύου 150kV θα απαιτηθούν εξαιτίας της επιδιωκόμενης εκτεταμένης ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών. Ταυτόχρονα οι διασυνοριακές διασυνδέσεις εκτιμάται πως θα μεγαλώσουν, συγκεκριμένα θα κατασκευαστεί και δεύτερη

διασύνδεση 400kV με την Βουλγαρία και θα διπλασιαστεί η υφιστάμενη με την Ιταλία [12].

2.2 Εξέλιξη έως το 2020

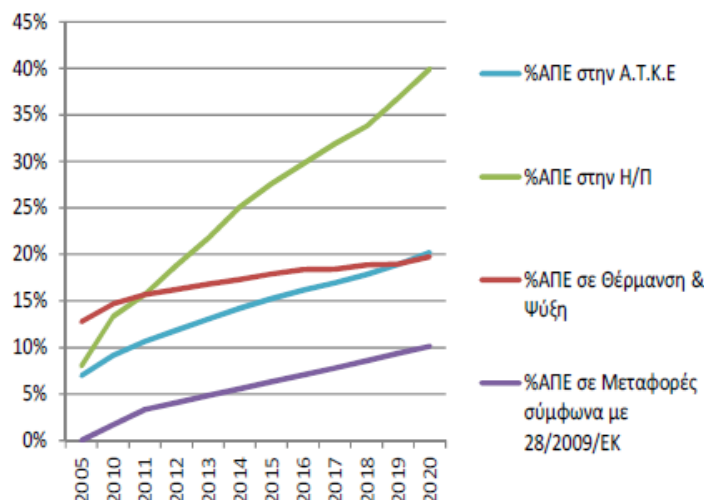
Το χρονοδιάγραμμα της εκπλήρωσης των στόχων ορίζει, πως το 2020, οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης θα πρέπει να έχουν επιτύχει 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990, 20% διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας (ηλεκτροπαραγωγή 40%) και 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας [6]. Επομένως μία πρώτη εκτίμηση που έγινε στη μελέτη του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας είναι πως πρέπει μέχρι το 2020 για την ηλεκτροπαραγωγή να έχουν αναπτυχθεί 13.3 GW ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολικά 7.5 GW, φωτοβολταϊκά 2.5 GW) [12]. Ο ΑΔΜΗΕ στη μελέτη επάρκειας ισχύος για τα έτη 2017-2027, προβλέπει πως το 2020 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών θα είναι 2810 MW, των φωτοβολταϊκών 3280 MW και το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών 6512 MW. Το 2027 η αύξηση των ΑΠΕ μεγαλώνει όμως και πάλι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών παραμένει μικρότερη των στόχων που έχουν τεθεί στη μελέτη του Υπουργείου Ενέργειας, ενδεικτικά η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών θα ανέρχεται στα 4330 MW και των φωτοβολταϊκών στα 4556 MW, το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων θα ανέρχεται στα 9538 MW [15]. Η επιθυμητή εξέλιξη των πηγών ενέργειας της χώρας προκειμένου να ικανοποιηθούν οι στόχοι σύμφωνα με την μελέτη του Υπουργείου Ενέργειας φαίνεται στο Σχήμα 2.2.



Σχήμα 2.2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στην Ελλάδα [12]

Οι στόχοι που έχουν τεθεί για το 2020 στον ενεργειακό σχεδιασμό προβλέπουν σημαντική αύξηση του ποσοστού της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, η υλοποίηση αυτών δεν είναι εξασφαλισμένη καθώς η οικονομική κρίση έχει ως συνέπεια την ύφεση σε όλους τους τομείς ανάπτυξης. Στον ενεργειακό σχεδιασμό που πραγματοποιήθηκε για τη χρονική περίοδο 2010-2020 προβλεπόταν η εξέλιξη του

μεριδίου ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3.



Σχήμα 2.3: Συμμετοχή ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας [12]

2.3 Ενεργειακός σχεδιασμός του 2050

Στον Οδικό Χάρτη Πορείας της Ελλάδας στο Τομέα της Ενέργειας με ορίζοντα το 2050, οι κατευθυντήριες γραμμές έχουν οριστεί με βάση τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, αλλά και τη δυνατότητα πραγματοποίησης αλλαγών στην χώρα. Οι βασικοί στόχοι που πρέπει να επιτευχθούν είναι επιγραμματικά οι παρακάτω [16, 12]:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60-70 % έως το 2050 ως προς το 2005, ώστε να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα της κλιματικής αλλαγής.
- Ποσοστό 85-100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και εδραίωση των ανανεώσιμων πηγών ως βασικό παραγωγό ενέργειας.
- Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
- Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
- Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
- Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
- Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31% - 34% μέχρι το 2050.
- Το μερίδιο του ηλεκτρισμού στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης θα ανέρχεται στο 45% και θα σημειωθεί σημαντική αύξηση στα μέσα σταθερής τροχιάς.
- Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
- Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

Ο σχεδιασμός του ενεργειακού συστήματος έχει κεντρική κατεύθυνση την αιεφόρο ανάπτυξη και προστασία του περιβάλλοντος καθώς και την προστασία και το όφελος

του τελικού καταναλωτή. Οι βασικοί άξονες του σχεδιασμού είναι η μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενη ενέργεια, η οποία προκαλεί αστάθεια στο σύστημα, και η ενίσχυση των ανανεώσιμων πηγών. Η επίτευξη περιβαλλοντικών και ενεργειακών στόχων, δεν πρέπει να πραγματοποιηθεί εις βάρος της εθνικής οικονομίας, επομένως σε όλες τις μελέτες βασικό ρόλο διαδραματίζουν τα δεδομένα της οικονομίας.

Η μελέτη για το 2050 εξετάζει τρία διαφορετικά σενάρια, το Σενάριο Υφιστάμενων πολιτικών (συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον), το Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ (διείσδυση ΑΠΕ έως και 100% στην ηλεκτροπαραγωγή και μείωση των εκπομπών του διοξειδίου 60-70%) και το Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους (η συνεισφορά και ανάπτυξη κάθε πηγής ενέργειας οριοθετείται από την πολιτική ελαχίστου κόστους). Η εξέταση των τριών σεναρίων απέδειξε πως εάν εφαρμοστεί το πρώτο σενάριο οι προβλεπόμενοι στόχοι δεν θα μπορέσουν να επιτευχθούν, σε αντίθεση με τα άλλα δυο σενάρια υλοποίησης.

Η διατήρηση των υφιστάμενων πολιτικών, δεν μπορεί να επιτύχει την επιθυμητή μείωση των εκπομπών CO₂, ούτε αποτελεί οικονομική λύση. Τα σενάρια που έχουν ως στόχο την μεγιστοποίηση των ΑΠΕ (ΜΕΑΠ) και τη λήψη περιβαλλοντικών μέτρων ελαχίστου κόστους (ΠΕΚ), επιτυγχάνουν μείωση των εκπομπών CO₂, μείωση των εισαγωγών ενέργειας και οι επενδύσεις που απαιτούνται είναι οικονομικά βιώσιμες.

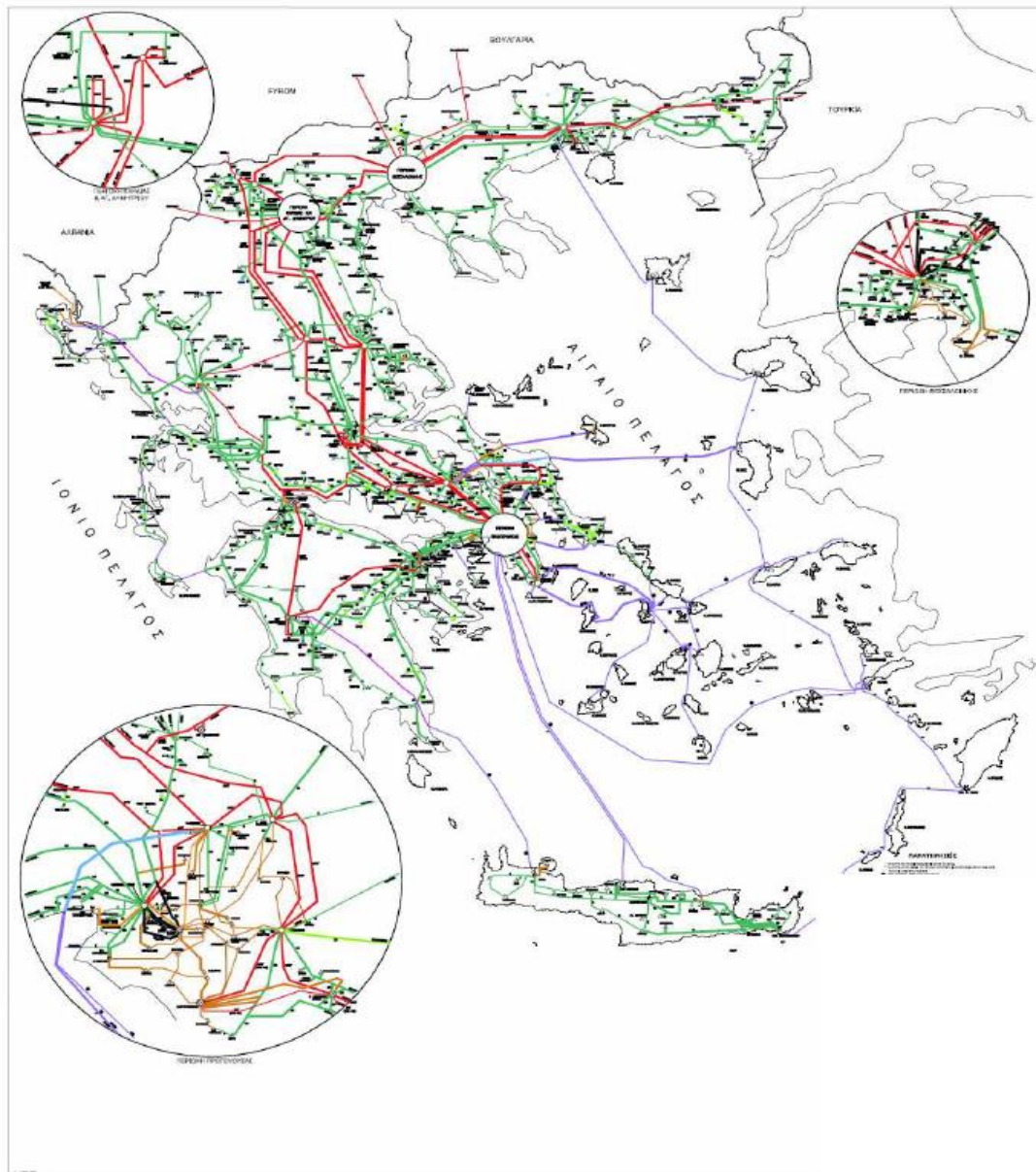
Οι αλλαγές που θα σημειωθούν στην ηλεκτροπαραγωγή είναι οι ακόλουθες: μείωση έως και μηδενισμός του ποσοστού συνεισφοράς των λιγνιτικών σταθμών, απόσυρση των πετρελαϊκών σταθμών, χρήση φυσικού αερίου για την παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες, το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης θα καλύπτεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Επίσης, η εγκατεστημένη ισχύς των Υδροηλεκτρικών Σταθμών θα αυξηθεί σε μεγάλο ποσοστό, διότι εκτός από την υφιστάμενη λειτουργία τους, θα έχουν τη δυνατότητα αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας χάρη στα αντλησιοταμιευτικά έργα που θα αναπτυχθούν. Η μεγάλη διείσδυση των μη ελεγχόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, απαιτεί τη δημιουργία αποθηκευτικών μονάδων, ανάλογα με τη διείσδυση που εξετάζεται, η αποθηκευτική ικανότητα των σταθμών μπορεί να φτάσει έως και τα 5GW [12].

2.4 Διασύνδεση ηλεκτρικών συστημάτων νησιών

Οι αρχικές εκτιμήσεις για τη διασύνδεση των νησιών είχαν χρονικό ορίζοντα υλοποίησης μέχρι το 2015, λόγω όμως της οικονομικής ύφεσης και κατά συνέπεια λόγω της έλλειψης των απαιτούμενων κεφαλαίων, η υλοποίηση του έργου έχει καθυστερήσει. Σύμφωνα, όμως με τη μελέτη που εκπονήθηκε το 2012 με χρονικό ορίζοντα το 2050, η διασύνδεση των νησιών απαιτεί τρεις συζεύξεις με την ηπειρωτική Ελλάδα. Η διασύνδεση των Κυκλάδων εκτός από την εκμετάλλευση του μεγάλου αιολικού δυναμικού, με κατάλληλη επέκταση στη Μήλο θα αξιοποιήσει και το γεωθερμικό δυναμικό της περιοχής. Στο Βόρειο Αιγαίο, τα νησιά που προβλέπεται να συνδεθούν με την ηπειρωτική Ελλάδα είναι η Λήμνος, Λέσβος και Χίος, μέσω βρόγχου δικτύου. Στη συνέχεια, προβλέπεται επέκταση του βρόγχου του Βορείου Αιγαίου από

τη Χίο, μέσω της Ικαρίας μέχρι την Κω και σταδιακά θα ενσωματωθούν και τα υπόλοιπα Δωδεκάνησα, με στόχο την ένταξη της Νισύρου για την εκμετάλλευση του γεωθερμικού της δυναμικού. Η σημαντικότερη διασύνδεση που θα συνδράμει είναι αυτή της Κρήτης, εξαιτίας της μεγάλης της έκτασης και των υψηλών δυνατοτήτων της σε παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Η Κρήτη μπορεί να διασυνδεθεί μέσω της Κάσου και της Καρπάθου στο βρόγχο του Βορείου Αιγαίου, ώστε να βελτιωθεί η λειτουργία των δυο αυτών επιμέρους συστημάτων.

Η τεχνική διαχείριση του ανανεωμένου ηλεκτρικού συστήματος, εξαιτίας των απαιτήσεων για «ποιότητα ισχύος» και ποιότητα εξυπηρέτησης των χρηστών, θα απαιτήσει την τεχνολογική αναβάθμιση του δικτύου, όπως την επέκταση της χρήσης διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος, την ευρύτερη ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης, την εκτεταμένη χρήση συνεχούς ρεύματος και την ευρύτατη χρήση πληροφοριακών συστημάτων [12].



Εικόνα 2.1: Το σύστημα μεταφοράς όπως θα διαμορφωθεί μετά την επέκταση του στα νησιά [12]

2.5 Προκλήσεις λόγω μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ

Η υλοποίηση των σχεδίων σχετικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ ενέχει προκλήσεις, οι οποίες χρήζουν αντιμετώπισης. Οι βασικές επιπτώσεις εξαιτίας των ΑΠΕ και η επίλυση τους έχουν μελετηθεί στον Οδικό Χάρτη για το 2050 του Υπουργείου Ενέργειας. Η αποφυγή της αποσταθεροποίησης της συχνότητας της παραγόμενης τάσης, απαιτεί τη συνεχή και ευέλικτη παρέμβαση των συμβατικών μονάδων, αλλά και των μονάδων αποθήκευσης και παραγωγής ενέργειας. Κατά συνέπεια, η δημιουργία υποδομών αποθήκευσης ενέργειας, όπως η αντλησιοταμίευση, είναι απαραίτητη, λαμβάνοντας υπόψη πως στόχος για το μέλλον είναι η μείωση των συμβατικών μονάδων. Ταυτόχρονα, ο τρόπος διαχείρισης και ο έλεγχος του συστήματος ενέργειας της χώρας θα πρέπει να αλλάξει λόγω της εισαγωγής των ΑΠΕ, επίπτωση η οποία, όπως και η προηγούμενη είναι οι δυσκολότερες προς αντιμετώπιση. Επίσης, όσον αφορά το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ενέργειας, θα πρέπει να ενισχυθούν οι γραμμές και οι υποσταθμοί του. Η αύξηση της ονομαστικής ισχύος των αιολικών έχει ως συνέπεια την μεγαλύτερη απόρριψη αιολικής ενέργειας. Το ποσοστό της ενέργειας που απορρίπτεται, δεν θα πρέπει να υπερβαίνει κάποιο όριο, διότι οι παραγωγοί λαμβάνουν αποζημίωση για την απορριπτόμενη ενέργεια, κατά συνέπεια το κόστος της αιολικής ενέργειας θα αυξηθεί σημαντικά για τους καταναλωτές. Τα παραπάνω προβλήματα, που οφείλονται κυρίως στην στοχαστική λειτουργία των μονάδων ΑΠΕ, μπορούν να αντιμετωπιστούν με τη συνεχή προσομοίωση του συστήματος έτσι ώστε να λαμβάνονται τα απαραίτητα μέτρα εγκαίρως, την αναθεώρηση της λειτουργίας των υφιστάμενων υδροηλεκτρικών, τη δημιουργία νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης και την εγκατάσταση ευέλικτων θερμικών μονάδων [12].

Κεφάλαιο 3. Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Το νερό αποτελεί φυσικό πόρο, η σπουδαιότητα του οποίου μπορεί να γίνει αντιληπτή σε όλους τους τομείς της ανθρώπινης δραστηριότητας, όμως η διαθεσιμότητα του δεν είναι πάντα εξασφαλισμένη. Η διαχείριση του κατά συνέπεια θα πρέπει να είναι ορθολογική, έτσι ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη δυνατή αξιοποίηση του. Τα διαθέσιμα ύδατα κάθε χώρας μπορούν να συνδράμουν στην παραγωγή ενέργειας, και ανάλογα με τις ποσότητες ύδατος να σημειωθεί η ανάλογη υδροηλεκτρική ανάπτυξη.

Η Υδροηλεκτρική ενέργεια είναι η ενέργεια που βασίζεται στην εκμετάλλευση της δυναμικής και κινητικής ενέργειας των υδάτων προκειμένου να παραχθεί μηχανική ενέργεια. Ο μετασχηματισμός της υδροηλεκτρικής ενέργειας σε μηχανική πραγματοποιείται με τη βοήθεια υδροστροβίλων. Η μηχανική ενέργεια παράγεται εξαιτίας της αλληλεπίδρασης της πτερωτής του υδροστροβίλου με το κινούμενο ρευστό. Στη συνέχεια η μηχανική αυτή ενέργεια μετασχηματίζεται σε ηλεκτρική, μέσω της σύζευξης του στροβίλου με μία γεννήτρια.

Η αποταμίευση της υδροηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται με δέσμευση και αποθήκευση ποσοτήτων ύδατος σε φυσικές ή τεχνητές λίμνες. Η αποθήκευση αυτή της ηλεκτρικής ενέργειας δίνει τη δυνατότητα προγραμματισμένης αποδέσμευσης ποσοτήτων νερού, προκειμένου να διοχετευθούν στο στρόβιλο και κατά συνέπεια να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια. Ο επαρκής εφοδιασμός των υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων εξαρτάται από τις βροχοπτώσεις και ανάλογα με τα υδρολογικό έτος μπορεί να παραχθεί σημαντικό ποσό ανανεώσιμης ενέργειας [17, 18].

3.1 Ιστορική εξέλιξη υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων στην Ελλάδα

Η Ελλάδα είναι κατά το πλείστον μία ορεινή χώρα, συγκεντρώνοντας τα περισσότερα βουνά της στο βορειοδυτικό μέρος, το οποίο ενδείκνυται για υδροηλεκτρική ανάπτυξη. Το ετήσιο θεωρητικό υδροδυναμικό της Ελλάδας ανέρχεται στις 80 TWh, το οικονομικά εκμεταλλεύσιμο υδροδυναμικό δυναμικό στις 12 TWh και μέχρι σήμερα έχει αξιοποιηθεί το 40% αυτού.

Η ανάπτυξη υποδομών για την εκμετάλλευση του υδροηλεκτρικού δυναμικού στην Ελλάδα συνέπεσε με την ίδρυση της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) το 1950. Πολύ μικρά υδροηλεκτρικά έργα είχαν τεθεί σε λειτουργία πριν το 1950, το 1927-1931, η εγκατεστημένη ισχύς τους ανερχόταν στα 6 MW. Το 1950-1975 κατασκευάστηκαν οχτώ μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1410 MW, με τους μεγαλύτερους εξ'αυτών να είναι στα Κρεμαστά, το Καστράκι και το Πολύφυτο. Το 1976 και ύστερα κατασκευάστηκαν οχτώ μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και τρεις μικροί, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1630 MW, μεταξύ των οποίων περιλαμβάνονται και αναστρέψιμοι αντλητικοί σταθμοί, στα Σφηκιά και το Θησαυρό [19].

3.2 Λειτουργία αντλησιοταμίευσης

Η αντλησιοταμίευση είναι ένας τρόπος αποθήκευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος χρησιμοποιείται στα ηλεκτρικά συστήματα προκειμένου να επιτευχθεί η εξισορρόπηση του ηλεκτρικού φορτίου. Με τη μέθοδο αυτή αποθηκεύεται ενέργεια με την μορφή δυναμικής ενέργειας ύδατος, νερό αντλείται από μία χαμηλότερου υψομέτρου δεξαμενή σε μία υψηλότερου. Η ενέργεια που χρησιμοποιείται, προκειμένου να πραγματοποιηθεί η άντληση, προέρχεται από το δίκτυο. Η περίσσεια ενέργεια, που εμφανίζεται τις ώρες με χαμηλή ζήτηση, χρησιμοποιείται προκειμένου να λειτουργήσουν οι αντλίες και να ανυψώσουν νερό στην ανω δεξαμενή. Στη συνέχεια, όταν το δίκτυο απαιτεί ενέργεια, ποσότητες ύδατος απελευθερώνονται και οδηγούνται μέσω σωλήνων στους στρόβιλους, όπου δεσμεύεται μέρος της κινητικής ενέργειας του ύδατος και μετατρέπεται αρχικά σε μηχανική και ύστερα σε ηλεκτρική ενέργεια. Ο κύκλος λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης παρουσιάζει απώλειες, όμως η ενέργεια που χρησιμοποιείται διαφορετικά θα παρέμενε αναξιοποίητη [20, 21].

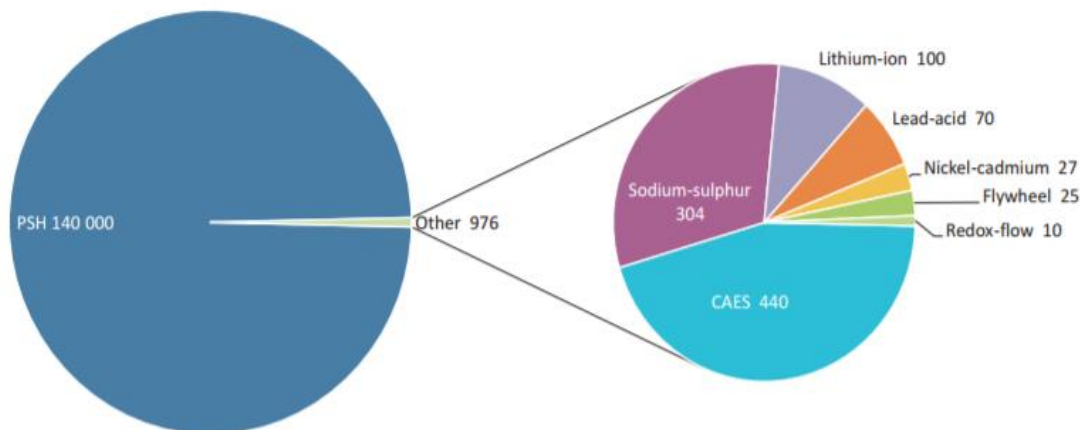
3.3 Ιστορική εξέλιξη αντλησιοταμίευσης

Η πρώτη εφαρμογή αποθήκευσης μέσω άντλησης πραγματοποιήθηκε το 1908 στη Γερμανία. Οι περισσότερες εγκαταστάσεις δημιουργήθηκαν αρχικά, στην Κεντρική Ευρώπη, κυρίως στην Γερμανία, την Ιταλία και την Ελβετία. Στην Αμερική το 1929 χρησιμοποιήθηκε πρώτη φορά αντλησιοταμιευτικός σταθμός από την εταιρία «Connecticut Light and Power Company». Το έργο πραγματοποιήθηκε χρησιμοποιώντας μία μεγάλη δεξαμενή ύδατος κοντά στο Νιου Μίλφορντ στο Κονέκτικατ. Οι υδροδυναμικές μηχανές αντλούσαν νερό από τον ποταμό του Κονέκτικατ “Housatonic” και το ανύψωναν στα 230 πόδια.

Οι αναστρέψιμες υδροδυναμικές μηχανές, οι οποίες είναι μηχανές που μπορούν να λειτουργήσουν ως στρόβιλοι προκειμένου να παράξουν ενέργεια και ως αντλίες καταναλώνοντας ενέργεια, κατασκευάστηκαν και τέθηκαν σε εφαρμογή την δεκαετία 1930-1940. Αυτός ο τύπος υδροδυναμικής μηχανής χρησιμοποιείται πλέον ευρέως [22].

3.4 Η αντλησιοταμίευση και άλλες μορφές αποθήκευσης

Η συλλογή και καταγραφή όλων των δεδομένων για τη σημερινή εγκατεστημένη ισχύ των αποθηκευτικών μονάδων παγκοσμίως, παρουσιάζει δυσκολίες εξαιτίας της έλλειψης δεδομένων και της αδυναμίας προσδιορισμού των κριτηρίων προσμέτρησης των μονάδων. Η συλλογή δεδομένων είναι ευκολότερη σε αποθηκευτικά έργα μεγάλης κλίμακας, τα οποία έχουν συνδεθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας. Η αντλησιοταμίευση είναι η πιο ώριμη τεχνολογικά μέθοδος αποθήκευσης, καθώς είναι η πρώτη μέθοδος που εφαρμόστηκε, επομένως αποτελεί τη βασική μορφή αποθήκευσης ενέργειας παγκοσμίως. Δεδομένα αποκαλύπτουν πως, η ονομαστική ισχύς των αποθηκευτικών έργων παγκοσμίως, που είναι συνδεδεμένα με το ηλεκτρικό δίκτυο, ανέρχεται στα 140 GW. Η πλειονότητα των έργων αυτών είναι αναστρέψιμες υδροηλεκτρικές μονάδες, με το ποσοστό τους να πλησιάζει το 99%. Το υπόλοιπο 1% αποτελείται από μπαταρίες, CAES και αποθήκευση με υδρογόνο [23].



Σχήμα 3.1: Υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς αποθηκευτικών μονάδων συνδεδεμένες στο δίκτυο (MW) [23]

3.5 Αντλησιοταμίευση στην Ελλάδα

Η λογική διαχείρισης των ανατρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων είναι η αποθήκευση νερού στους άνω ταμιευτήρες με άντληση κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, χρησιμοποιώντας ενέργεια χαμηλού κόστους και στη συνέχεια η απόδοση αυτής της ενέργειας αυτής τις ώρες αιχμής, συμβάλλοντας έτσι στην εξομάλυνση των αιχμών της ημερήσιας καμπύλης φορτίου. Η πολιτική αυτή εφαρμόζεται προκειμένου, αφ' ενός να καλύπτονται οι αυξημένες ενεργειακές ανάγκες τις ώρες αυξημένης ζήτησης, αφ' ετέρου να μειώνεται το κόστος παραγωγής (βελτιστοποίηση ενεργειακού ισοζυγίου) [24].

Τα διαθέσιμα δεδομένα δείχνουν ότι έως το έτος 2008, η χρήση της άντλησης παρέμενε σε αξιολογικά επίπεδα και εξαρτώταν άμεσα από την υδραυλικότητα κάθε έτους (σε ξηρά έτη υπήρχε αύξηση). Όμως, τα τελευταία χρόνια διαπιστώνεται μια απότομη μείωση της άντλησης, η οποία δεν συσχετίζεται με τη διαφοροποίηση της υδραυλικότητας, ούτε με τη μεταβολή του συνολικού φορτίου του συστήματος, ούτε και με τη συνεχιζόμενη αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία δεν έχει ακόμη δημιουργήσει ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας. Η μείωση της άντλησης φαίνεται να σχετίζεται με παραμέτρους της αγοράς, όπως η πορεία της Οριακής Τιμής Συστήματος και της διαφοράς υψηλής – χαμηλής τιμής. Η τελευταία εμφάνιζε αυξητική πορεία έως το 2008, αλλά η τάση αυτή έχει αντιστραφεί τα τελευταία χρόνια [25]. Κατά συνέπεια, η ενεργειακή της συνεισφορά έχει περιοριστεί και η εγκατεστημένη ισχύς των στροβίλων παραμένει μικρή σε σχέση με την αιχμή που παρουσιάζεται στο σύστημα.

Οι αναστρέψιμοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί που υπάρχουν στην Ελλάδα είναι δυο και βρίσκονται στην κατοχή της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού. Ο ένας σταθμός βρίσκεται στην κεντρική Μακεδονία στο νομό Ημαθίας, στη Σφηκιά και ο άλλος στην Ανατολική Μακεδονία στο νομό Δράμας, στην περιοχή του Θησαυρού.

3.5.1 Αναστρέψιμος υδροηλεκτρικός σταθμός Σφηκιάς

Το αντλησιοταμιευτικό έργο στη Σφηκιά εκκίνησε την εμπορική του λειτουργία το 1985. Η εγκατεστημένη ισχύς του έργου ανέρχεται στα 315 MW. Οι αναστρέψιμες υδροδυναμικές μηχανές που είναι εγκατεστημένες είναι τύπου Francis, η κάθε μηχανή έχει ονομαστική ισχύ 105 MW [26, 27]. Η μέση ετήσια παραγωγή από τη συμβατική λειτουργία του σταθμού είναι 266 GWh. Το φράγμα είναι χωμάτινο 82 μέτρων ύψους, ενώ η ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα είναι 18 εκ. m³ [28].



Εικόνα 3.2: Υδροηλεκτρικός Σταθμός Σφηκιάς [91]



Εικόνα 3.1: Υδροηλεκτρικός Σταθμός Θησαυρού [91]

3.5.2 Αναστρέψιμος υδροηλεκτρικός σταθμός Θησαυρού

Ο υδροηλεκτρικός σταθμός του Θησαυρού μπορεί να λειτουργήσει και ως αντλητικός, είναι εξοπλισμένος με τρεις αναστρέψιμες μονάδες τύπου Francis ονομαστικής ισχύος 127MW, επομένως 381 MW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Η διαθέσιμη υδραυλική πτώση του ταμιευτήρα είναι $H=154\text{m}$ και η ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα είναι 565 εκ. m^3 . Ο αναστρέψιμος αυτός υδροηλεκτρικός σταθμός εκμεταλλεύεται τη ροή του ποταμού Νέστου και λειτουργεί από το 1998 [29]. Η συμβατική παραγωγή από τα νερά του ποταμού ανέρχεται στις 440 GWh [28].

3.5.3 Μελλοντικά έργα

Η ΤΕΡΝΑ ενεργειακή έχει αναλάβει την κατασκευή ενός νέου αντλησιοταμιευτικού έργου στο δήμο Αμφιλοχίας του νομού Αιτωλοακαρνανίας. Η σημασία του έργου αυτού στην ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας, είχε ως αποτέλεσμα τον χαρακτηρισμό του ως «Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος» (PCI 3.24). Συγκεκριμένα, έχει ενταχθεί στο σχέδιο διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη. Το έργο έχει λάβει άδεια παραγωγής από τη ΡΑΕ και προσωρινούς όρους διασύνδεσης από τον ΑΔΜΗΕ και πρόκειται να τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία το 2021.

Στα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου, συμπεριλαμβάνονται δύο ταμιευτήρες σε υψηλότερη στάθμη "Άγιος Γεώργιος" και "Πύργος" και ένας τρίτος ταμιευτήρας, ο οποίος βρίσκεται σε χαμηλότερο ύψος και είναι κοινός για τις δύο προαναφερθείσες άνω δεξαμενές. Ο κάτω ταμιευτήρας είναι η ήδη υπάρχουσα λίμνη του Καστρακίου, η οποία ανήκει στη ΔΕΗ. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των στροβίλων θα είναι 680 MW, ενώ η ονομαστική ισχύς που χρησιμοποιείται για την άντληση 730 MW. Η καθαρή ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανέρχεται στις 816 GWh. Ο συνολικός προϋπολογισμός του έργου εκτιμάται πως ενδέχεται να ξεπεράσει τα 500 εκ. ευρώ.

Ο ταμιευτήρας Άγιος Γεώργιος έχει ωφέλιμο όγκο περίπου 5 εκ. m³, εγκατεστημένη ισχύ (λειτουργία γεννητριών): 460 MW (4 αναστρέψιμες μονάδες), εγκατεστημένη ισχύ (λειτουργία αντλιών): 496 MW. Ο ταμιευτήρας του Πύργου έχει ωφέλιμο όγκο περίπου 2 εκ. m³, εγκατεστημένη ισχύ (λειτουργία γεννητριών): 220 MW (2 αναστρέψιμες μονάδες), εγκατεστημένη ισχύ (λειτουργία αντλιών): 234 MW [30].

3.5.4 Μελλοντικά σενάρια εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης

Οι μελλοντικές ανάγκες εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης έχουν μελετηθεί με βάση τα αποτελέσματα του ενεργειακού σχεδιασμού του Υπουργείου Ενέργειας και Περιβάλλοντος. Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε από το Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, εξέτασε δύο σενάρια για τη μελλοντική ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Στο σενάριο συμμετοχής των ΑΠΕ σε ποσοστό 40% το 2020, προέκυψε πως το 20% της παραγωγής των αιολικών δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα και προβλέπεται ισχύς αντλησιοταμίευσης της τάξεως του 1 GW, με εγκατεστημένη ισχύ αιολικών 6 GW. Η εγκατεστημένη αυτή ισχύς δεν είναι ικανή να αποθηκεύσει μεγάλο ποσοστό των απορρίψεων ενέργειας και στην καλύτερη δυνατή περίπτωση αποθηκεύει το 33% της απορριπτόμενης ενέργειας.

Στο σενάριο συνεισφοράς των ΑΠΕ κατά 80% το 2050, η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και των φωτοβολταϊκών είναι αρκετά αυξημένη. Στο σενάριο αυτό, οι περισσότερες λιγνιτικές μονάδες, όπως προβλέπεται, έχουν σταματήσει να λειτουργούν, επομένως το ποσοστό απορρίψεων είναι αναλογικά μικρότερο. Η εγκατεστημένη ισχύς αντλησιοταμίευσης που απαιτείται να εγκατασταθεί σε αυτό το σενάριο, είναι 4-6 GW, με εγκατεστημένη ισχύ 11-14 GW. Η βέλτιστη αυτή διαστασιολόγηση σύμφωνα με τη μελέτη αυτή, επιτυγχάνει μεγάλο ποσοστό αποθήκευσης της απορριπτόμενης ενέργειας και οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης [31].

Ταυτόχρονα, από το εργαστήριο υδροδυναμικών μηχανών σε συνεργασία με το εργαστήριο αιολικής ενέργειας του ΕΜΠ, μελετήθηκε ο βαθμός αξιοποίησης αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1000 MW, σε ένα τυπικό έτος συνολικής ζήτησης 60 TWh και αιχμής 11 GW, για διάφορα σενάρια εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Τα σενάρια αυτά χαρακτηρίζονται από μικρής, μεσαίας και μεγάλης κλίμακας έργα ανανεώσιμων πηγών (κυρίως αιολικών). Τα αποτελέσματα αποδεικνύουν πως στην περίπτωση της μικρής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων (3000 MW) δεν μπορεί να επιτευχθεί η ικανοποιητική εκμετάλλευση των αντλησιοταμιευτικών έργων, παρόλο που το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες είναι μεγάλο. Στην περίπτωση της μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος αιολικών (8000 MW) ο βαθμός εκμετάλλευσης των αντλησιοταμιευτικών έργων αυξάνεται, όμως το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες είναι μικρότερο σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση. Το πόρισμα της μελέτης είναι πως το μέγεθος των αντλησιοταμιευτικών έργων πρέπει να συμβαδίζει με την αύξηση των ανανεώσιμων πηγών, διότι η υπερδιαστασιολόγηση τους οδηγεί σε επαρκή αξιοποίηση της

περίσσειας ενέργειας αλλά σε πολύ χαμηλό βαθμό εκμετάλλευσης του έργου, ενώ η υποδιαστασιολόγηση τους οδηγεί σε μεγαλύτερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αλλά μικρότερη αξιοποίηση της απορριπτόμενης ενέργειας του συστήματος [32].

Η βιωσιμότητα των έργων μπορεί να αξιολογηθεί με βάση την τιμολογιακή πολιτική που εφαρμόζεται, η οποία όμως δεν έχει οριστεί ακόμα στην Ελλάδα. Σύμφωνα με ενεργειακά και λειτουργικά δεδομένα ένα τέτοιο έργο μπορεί να θεωρηθεί οικονομικά βιώσιμο όταν ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των υδροδυναμικών μηχανών του είναι μεγαλύτερος του 25%. Οι επενδύσεις σε αντλησιοταμιευτικά έργα, προκειμένου να υλοποιηθούν, απαιτούν μακροχρόνιο σχεδιασμό και ανάπτυξη, επομένως για να μπορέσουν να υλοποιηθούν τα απαραίτητα έργα αποθήκευσης ενέργειας μέσω άντλησης, πρέπει να γίνουν εγκαίρως οι κατάλληλες ενέργειες και δράσεις [31].

3.5.5 Μελέτη θεσμικού πλαισίου αποθηκευτικών σταθμών

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας έχει εκπονήσει μελέτη, προκειμένου να μπορέσει να οριστεί το θεσμικό πλαίσιο σχετικά με την αδειοδότηση, την τιμολόγηση και τη λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα κύρια σημεία της πρότασης της ΡΑΕ παρατίθενται παρακάτω.

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί, θα συμμετέχουν στην ημερήσια αγορά ενέργειας, υποβάλλοντας τιμολογούμενες ωριαίες δηλώσεις παραγωγής και φορτίου, σύμφωνα με τις οποίες, θα προκύπτει ο ωριαίος προγραμματισμός της παραγωγής και απορρόφησης ενέργειας για την επόμενη μέρα. Οι αποθηκευτικοί σταθμοί δεν θα έχουν προτεραιότητα σε σχέση με άλλες δηλώσεις έγχυσης ή απορρόφησης ενέργειας. Οι διαχειριστές των αποθηκευτικών σταθμών θα μπορούν να δηλώνουν την ανώτατη ημερήσια συνολική ενέργεια για αποθήκευση και για παραγωγή.

Επίσης, οι αποθηκευτικοί σταθμοί, θα έχουν τη δυνατότητα να δηλώνουν το φορτίο αποθήκευσης σε συνδυασμό με αντίστοιχη εξισορροπούμενη παραγωγή ΑΠΕ συγκεκριμένων παραγωγών, υποβάλλοντας κοινή μη τιμολογούμενη δήλωση, προκειμένου η παραγωγή ΑΠΕ να μην εντάσσεται στο μηχανισμό περιορισμού της παραγωγής του. Στην περίπτωση αυτή, η απορροφημένη ενέργεια από τις ΑΠΕ και τους αποθηκευτικούς σταθμούς, θα θεωρείται εγγυημένη, θα εντάσσεται κατά προτεραιότητα, σύμφωνα με τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος, και δεν θα ορίζει την οριακή τιμή του συστήματος. Η ενδεχόμενη υπολειπόμενη ικανότητα αποθήκευσης των αποθηκευτικών σταθμών, θα δηλώνεται μέσω τιμολογούμενων προσφορών και θα προγραμματίζεται σύμφωνα με τους ισχύοντες κανόνες ένταξης. Οι αποθηκευτικοί σταθμοί, θα μπορούν να υποβάλλουν δηλώσεις υποχρεωτικής παραγωγής, για λόγους υπερπλήρωσης των συστημάτων αποθήκευσης, κατ' αναλογία παρόμοιων σταθμών.

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί, θα εκκαθαρίζονται για την πρόσθετη ενέργεια που απορρόφησαν στην οριακή τιμή του συστήματος, και επιπλέον θα τους αποδίδεται μέρος της εγγυημένης τιμής των σταθμών ΑΠΕ, η οποία θα είναι προκαθορισμένη και συνεπώς γνωστή (π.χ. 50-60% του αντίστοιχου τιμολογίου). Αντίστοιχα, οι σταθμοί ΑΠΕ θα λαμβάνουν ισόποσα μειωμένη αποζημίωση, σε σχέση με την εγγυημένη τιμή,

για την πρόσθετη ποσότητα ενέργειας που παρήγαγαν, η οποία χωρίς την πρόσθετη αποθήκευση θα απορριπτόταν. Έτσι, δεν προκύπτει πρόσθετη επιβάρυνση του Ειδικού Λογαριασμού.

Το ύψος της αμοιβής για τη διαθεσιμότητα ισχύος των αποθηκευτικών σταθμών, θα καθορίζεται ισότιμα με τους άλλους ευέλικτους σταθμούς της αγοράς. Στο βαθμό που θα απαιτηθεί, με βάση τις συνθήκες της αγοράς, οι αποθηκευτικοί σταθμοί θα λαμβάνουν ρυθμιζόμενη επιχορήγηση με ενδεχόμενη περιορισμένη επιβάρυνση του Ειδικού Λογαριασμού, ως πρόσθετο μέτρο ενίσχυσης της βιωσιμότητάς τους, δεδομένου ότι οι εγκαταστάσεις αυτές εξυπηρετούν σε σημαντικό βαθμό το δημόσιο συμφέρον. Η επιχορήγηση αυτή θα επικαιροποιείται σε περιοδική βάση, καλύπτοντας με τον τρόπο αυτόν και μέρος των απωλειών του κύκλου αποθήκευσης των αποθηκευτικών συστημάτων.

Η ρυθμιζόμενη αυτή επιδότηση θα μπορούσε να αφορά μια αυξημένη αμοιβή για διαθεσιμότητα ισχύος (π.χ. της τάξης του 10-20%). Εναλλακτικά, θα μπορούσε να αφορά σε επιδότηση για την αποθηκευόμενη ενέργεια ΑΠΕ, η οποία θα απορριπτόταν. Επίσης, θα μπορούσε να συσχετιστεί με τη συνιστώσα του κόστους της οριακής τιμής που αντιστοιχεί στα δικαιώματα εκπομπής CO₂. Ο τρόπος αυτός επιδότησης βασίζεται στο γεγονός ότι πρόκειται για ενέργεια, η παραγωγή της οποίας δεν συνοδεύεται από εκπομπές CO₂ και κατά συνέπεια μειώνεται το κόστος των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂.

Τα χαρακτηριστικά και οι προϋποθέσεις που θα πρέπει να πληρούν προκειμένου να εξασφαλίσουν την άδεια καταγράφονται παρακάτω. Η παρακολούθηση των απότομων μεταβολών στην παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προϋποθέτει την ευελιξία των αποθηκευτικών μονάδων και στην περίπτωση της αντλησιοταμίευσης την εγκατάσταση μηχανών μεταβλητών στροφών. Η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και αποθήκευσης είναι απαραίτητη προκειμένου να είναι δυνατή η αποθήκευση ενέργειας καθ' όλη την διάρκεια του εικοσιτετραώρου. Ο σχεδιασμός τους θα πραγματοποιείται με γνώμονα την παροχή επικουρικών υπηρεσιών στο σύστημα, για τις οποίες θα αμείβονται μέσω του συστήματος της αγοράς. Επίσης, θα διατηρείται ένα ελάχιστο ποσό ενέργειας τους σταθμούς το οποίο θα μπορεί να διοχετευθεί στο σύστημα σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης.

Στο θεσμικό πλαίσιο θα πρέπει να προβλέπεται η κατασκευή και αδειοδότηση αποθηκευτικών σταθμών μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας. Ο προσδιορισμός της ισχύος αποθηκευτικών σταθμών για την οποία θα πραγματοποιείται ο διαγωνισμός θα βασίζεται κυρίως στο μείγμα και την ισχύ των σταθμών ΑΠΕ που εντάσσονται ή προβλέπεται να ενταχθούν στο μέλλον στο σύστημα, καθώς και την εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και το επίπεδο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [33].

3.5.6 Πιθανές θέσεις αντλησιοταμίευσης

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας χρηματοδότησε μία μελέτη, προκειμένου να διερευνηθεί η δυνατότητα αποταμίευσης ενέργειας μέσω άντλησης σε περιοχές του Ελληνικού διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος. Η έρευνα πραγματοποιήθηκε σε

υπάρχοντες ταμιευτήρες υδροηλεκτρικών έργων ή σε υπάρχοντες ταμιευτήρες άλλων χρήσεων.

Σε πρώτη φάση, μελετήθηκε η δυνατότητα κατασκευής αντλητικών συστημάτων σε υπάρχοντα υδροηλεκτρικά έργα, τα οποία βρίσκονται σε σειρά και άρα διαθέτουν άνω και κάτω ταμιευτήρα και εργοστάσιο ηλεκτροπαραγωγής. Στη συνέχεια, μελετήθηκε η δυνατότητα προσθήκης εγκαταστάσεων άντλησης και παραγωγής σε υπάρχοντες ή υπό κατασκευή μεμονωμένους ταμιευτήρες υδροηλεκτρικών έργων της ΔΕΗ ΑΕ, σε συνδυασμό με δεύτερο άνω ή κάτω ταμιευτήρα. Επιπλέον, διερευνήθηκε η δυνατότητα αξιοποίησης μεμονωμένων ταμιευτήρων άλλων χρήσεων με την προσθήκη επιπλέον άνω ή κάτω ταμιευτήρα και την ανάπτυξη υποδομών άντλησης και παραγωγής.

Οι ταμιευτήρες που υπάρχουν στην Ελλάδα με όγκο μεγαλύτερο των 3 hm³ ανέρχονται στους 36 σε αριθμό, ενώ στο σύνολο τους οι ταμιευτήρες στην Ελλάδα είναι 145 με τους 110 να βρίσκονται στην ηπειρωτική χώρα και στα διασυνδεδεμένα νησιά. Η ταξινόμηση των 36 αυτών ταμιευτήρων με σκοπό τη δημιουργία αντλητικών υποδομών πραγματοποιήθηκε με τρία κριτήρια, ανάλογα με τη φάση του έργου, την ιδιοκτησία και τη χρήση των εγκαταστάσεων. Τα 23 έργα είναι σε λειτουργία από τα εξεταζόμενα και τα 13 είναι υπό κατασκευή. Οι ιδιοκτήτες των έργων είναι ο ΥΠΕΧΩΔΕ, ο ΥΠΑΓΑΝ, η ΕΥΔΑΠ, περιφέρειες και νομαρχίες με τη ΔΕΗ να κατέχει την πλειοψηφία των έργων. Οι κυριότερες χρήσεις των ταμιευτήρων είναι για άρδευση, για υδροηλεκτρική παραγωγή και για ύδρευση.

Στην πρώτη φάση της μελέτης επιδιώχθηκε η αξιοποίηση των ήδη υπαρχόντων υδροηλεκτρικών έργων, στα οποία υπάρχουν οι δύο ταμιευτήρες και ο σταθμός παραγωγής. Οι παρεμβάσεις στην προκειμένη περίπτωση είναι ελαχιστοποιημένες με μόνη αλλαγή την κατασκευή αντλιοστασίου. Κατά αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η βελτίωση της λειτουργίας των υπαρχόντων έργων.

Τα ζεύγη των υδροηλεκτρικών σε σειρά είναι επτά και είναι τα ακόλουθα:

- Πουρνάρι II- Πουρνάρι
- Στράτος-Καστράκι
- Αγ. Βαρβάρα-Ασώματα
- Ασώματα-Σφηκιά
- Τέμενος-Πλατανόβρυση
- Πλατανόβρυση-Θησαυρός

Στις εγκαταστάσεις αυτές μπορούν να τοποθετηθούν επτά αντλητικά συγκροτήματα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 400 MW, με το μέσο κόστος της εγκατεστημένης ισχύος να εκτιμάται στα 520 ευρώ/kW.

ΑΝΑΝΤΗ ΕΡΓΟ	ΙΣΧΥΣ ΑΝΤΛΙΟΣΤΑΣΙΟΥ (ΜW)	ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΑΝΤΛΗΤΙΚΟΥ (€)	ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΜW ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (€)
ΠΟΥΡΝΑΡΙ	40,2	18.860.000	469.000
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	135,3	60.330.000	446.000
ΚΑΣΤΡΑΚΙ Α	81,6	37.150.000	455.000
ΚΑΣΤΡΑΚΙ Β	116,6	46.550.000	399.000
ΣΦΗΚΙΑ	22,4	10.430.000	466.000
ΑΣΩΜΑΤΑ	11,0	13.260.000	1.205.000
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	50,4	38.720.000	768.000
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	21,8	17.270.000	792.000

Πίνακας 3.1: Δημιουργία αντλιοσταμειωτικών εγκαταστάσεων με αξιοποίηση ήδη λειτουργούντων ΥΗΕ [34]

Στην προκειμένη περίπτωση τα αντλιοστάσια χωροθετούνται σε άμεση γειννίαση με υπάρχοντα υδροηλεκτρικά. Οι καταθλιπτικοί αγωγοί άντλησης και οι κατασκευές εκφορτίσεις είναι στο μεγαλύτερο τμήμα υπόγειοι και εκμεταλλεύονται ήδη υπάρχουσες κατασκευές. Επίσης, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις δεν θα αυξηθούν πέραν αυτών που αντιμετωπίστηκαν εξαιτίας της κατασκευής των ήδη υπάρχοντων έργων και η λειτουργικότητα των εξεταζόμενων υδροηλεκτρικών έργων, δεν θα μειωθεί αλλά σε πολλές περιπτώσεις θα βελτιωθεί.

Στη δεύτερη φάση της μελέτης, διερευνήθηκε η δυνατότητα να αξιοποιηθεί ένας ήδη υπάρχων ταμειυτήρας ως κάτω ταμειυτήρας άντλησης. Στην περίπτωση αυτή θεωρείται πως θα χρειαστεί η δημιουργία άνω ταμειυτήρα ή δεξαμενής, η κατασκευή του αναστρέψιμου έργου θα πραγματοποιηθεί με σημαντικές παρεμβάσεις αλλά με ελάχιστη επίδραση στο ήδη υπάρχον έργο.

Τα έργα με άνω ταμειυτήρα θα έχουν ωφέλιμο όγκο από 2 εκ. έως 5 εκ. m³, ύψος πτώσεως 200-300 m, δωδεκάωρη αντλητική λειτουργία και το φράγμα θα είναι κατασκευασμένο από σκληρό επίχωμα.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των έργων, που διαθέτουν άνω δεξαμενή, είναι ο όγκος τους να είναι από 200.000 έως 500.000 m³, με ύψος πτώσεως 300-500 m, εξάωρη αντλητική λειτουργία, ύψος περιμετρικού τοίχου 6-8 m και διπλό αγωγό προσαγωγής για τη δυνατότητα ταυτόχρονης άντλησης και παραγωγής.

Το Καστράκι είναι ένα υδροηλεκτρικό έργο, το οποίο μπορεί να υποστηρίξει την κατασκευή πολλών αναστρέψιμων, διότι ο ταμειυτήρας του έχει σχεδιαστεί για διακύμανση στάθμης 2.2 m και ωφέλιμο όγκο 53 εκ. m³ και με την προγραμματισμένη προσθήκη ανατρεπόμενων θυροφραγμάτων στον υπερχειλιστή θα μπορέσει να υπάρξει διακύμανση στάθμης 4 m και ωφέλιμο όγκο 97 εκ. m³. Συγκεκριμένα, προτείνεται η εγκατάσταση επτά αναστρέψιμων, με τα τέσσερα να λειτουργούν με ταμειυτήρα και τα τρία με δεξαμενή, συνολικού ωφέλιμου όγκου 12.2 εκ. m³.

Επιπλέον, στις εγκαταστάσεις του Πουρναριού II μπορούν να υποστηριχθούν δύο αναστρέψιμα έργα, ένα με άνω ταμειυτήρα και ένα με άνω δεξαμενή, συνολικού ωφέλιμου όγκου 2.8 εκ. m³.

Συμπερασματικά, υπό αυτές τις προϋποθέσεις της μελέτης μπορούν να εγκατασταθούν δεκαπέντε αναστρέψιμα συγκροτήματα, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1400 MW, με το κεφάλαιο που πρέπει να επενδυθεί να διαμορφώνεται στα 710.000 ευρώ/MW [34].

Υπάρχον Κατάληξη Έργο	Όνομασία Αναστρέψιμου Έργου	Είδος Άνω Ταμιευτήρα	$V_{\text{ωρ}}$ ($\times 10^6 \text{m}^3$)	H_{max} γεωμετρ. (m)	Q (m^3/s)	Ισχύς (άντλησης) (MW)	Συνολικό Κόστος (εκατ. €)	Μοναδιαίο Κόστος (€/MW)
Καστράκι	Αλευράδα	Ταμιευτήρας	5,000	198	115	272	166	610
	Σομπόρεμα	Ταμιευτήρας	2,000	288	46	153	91	595
	Τσουγκάρια	Δεξαμενή	0,420	224	20	52	47	904
	Φίλος	Δεξαμενή	0,488	484	23	131	91	695
	Δαιμονοπάργια	Ταμιευτήρας	1,980	226	46	124		
	Πιστόλια	Ταμιευτήρας	1,900	238	44	124		
	Μέγας Κάμπος	Δεξαμενή	0,360	373	17	74		
Εστράτος	Σιόλου	Δεξαμενή	0,360	241	11	32		
Σφηκιά	Μικρή Σάντα	Δεξαμενή	0,330	504	15	89	65	730
	Αγ. Παρασκευή	Δεξαμενή	0,336	434	17	84	60	714
Ασώματα	Πολύδενδρο	Δεξαμενή	0,465	369	22	92	65	707
Πουρνάρι II	Συκαμινά	Ταμιευτήρας	2,000	150	46	85		
	Γραμμινίτσα	Δεξαμενή	0,783	156	37	68		
Πλατανόβρυση	Λεπτοκαριές	Δεξαμενή	0,121	323	5,6	20		
Τέμενος	Άρπα	Δεξαμενή	0,110	203	5,1	12		

Πίνακας 3.2: Δημιουργία αντλησιοταμιευτικών εγκαταστάσεων με κατασκευή του ενός ταμιευτήρα [34]

3.6 Μη συμβατικές τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης

Η συμβατική μορφή αντλησιοταμίευσης που εφαρμόζεται ευρέως αξιοποιεί ποσότητες ύδατος ποταμών, λιμνών ή τεχνητών ταμιευτήρων. Τα τελευταία χρόνια εξαιτίας της προβλεπόμενης μεγάλης αύξησης της ανάγκης για αποθήκευση έχουν διερευνηθεί εναλλακτικές μέθοδοι αντλησιοταμίευσης, των οποίων οι αρχές λειτουργίας δεν αλλάζουν, αλλά διαφέρουν από τη συμβατική εφαρμογή της.

3.6.1 Αντλησιοταμίευση με χρήση θαλασσινού νερού

Η αντλησιοταμίευση με χρήση θαλασσινού νερού πραγματοποιείται με τη χρήση μίας άνω δεξαμενής, στην οποία αποθηκεύεται αλμυρό νερό. Η κάτω δεξαμενή η οποία χρησιμοποιείται στη συμβατική μορφή των αντλησιοταμιευτικών έργων, στην προκειμένη περίπτωση αντικαθίσταται από τη θάλασσα.

Το βασικό πλεονέκτημα της χρήσης αλμυρού νερού στη λειτουργία των αποταμιευτικών έργων με άντληση είναι η δυνατότητα που παρέχει, ακόμα και σε περιοχές με χαμηλό ποσοστό ετήσιων βροχοπτώσεων, για χρήση αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων [35]. Επίσης, παρόλο που η κατασκευή γίνεται πολυπλοκότερη, εξαιτίας των υλικών που απαιτούνται, συνολικά οι εγκαταστάσεις

είναι μικρότερης κλίμακας σε σχέση με την αντλησιοταμίευση δύο ταμιευτήρων, μειώνοντας έτσι το χρονικό διάστημα της κατασκευής του έργου [36].

Η χρήση θαλασσινού νερού στα αντλησιοταμιευτικά έργα, δημιουργεί προβλήματα, τα οποία αφορούν κυρίως τις τεχνικές προδιαγραφές της εγκατάστασης. Παραδείγματος χάρη, η διαρροή θαλασσινού νερού από τη δεξαμενή και τις σωληνώσεις στο πλησίον περιβάλλον, μπορεί να προκαλέσει καταστροφές στο φυσικό περιβάλλον της περιοχής. Κατά συνέπεια, οι δύο βασικές ενέργειες που πρέπει να γίνουν, προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι κίνδυνοι που ελλοχεύουν, είναι η σωστή μόνωση της δεξαμενής και η χρήση ανθεκτικών στη διάβρωση υλικών για την κατασκευή των σωληνώσεων. Ταυτόχρονα, απαραίτητη είναι η χρήση κατάλληλων υλικών σε όλο τον υδροδυναμικό εξοπλισμό. Επίσης, η τοποθέτηση του εξοπλισμού πρέπει να γίνει αφού προηγουμένως έχουν μελετηθεί και αξιολογηθεί, οι ακραίες συνθήκες που μπορεί να λάβουν χώρα [35].

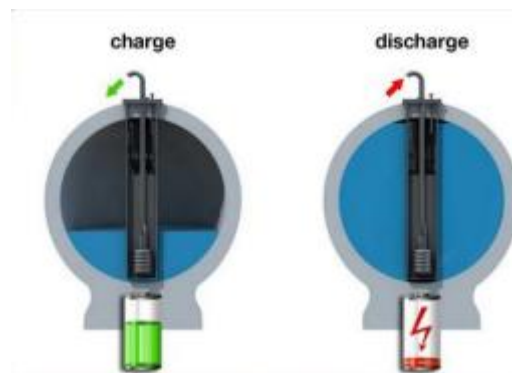
Το πρώτο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο με θαλασσινό νερό, κατασκευάστηκε στην Ιαπωνία στην πόλη Οκινάουα. Το έργο κατασκευάστηκε το 1999, η εγκατεστημένη ισχύς του ανερχόταν στα 30 MW και το κόστος ανήλθε στα 3.2 δισ. ¥. Το αντλησιοταμιευτικό αυτό έργο εκμεταλλευόταν τα νερά της θάλασσας των Φιλιππίνων, το υδραυλικό ύψος που διέθετε ήταν 136 μέτρα και η μέγιστη ροή που μπορούσε να υποστηρίξει ήταν 26 m/s. Η ονομαστική ισχύς των υδροστροβίλων ανερχόταν στο 2.1% της αιχμής της ζήτησης. Η άνω δεξαμενή ήταν τεχνητή και είχε εκσκαφτεί σε απόσταση 600 μέτρων από την ακτογραμμή, η μορφή της οκταγωνική, με μέγιστο πλάτος 252 m, ενώ ο ωφέλιμος όγκος που μπορούσε να αξιοποιηθεί ήταν 564000 m³. Το έργο δεν τέθηκε ποτέ σε εμπορική λειτουργία, διότι η ζήτηση ενέργειας της Οκινάουα δεν παρουσίασε την αύξηση που θα καθιστούσα την λειτουργία του έργου οικονομικά βιώσιμη, κατά συνέπεια η λειτουργία του τερματίστηκε το 2016 [37, 38, 39].



Εικόνα 3.3: Αντλητικός σταθμός Οκινάουας με θαλασσινό νερό [40]

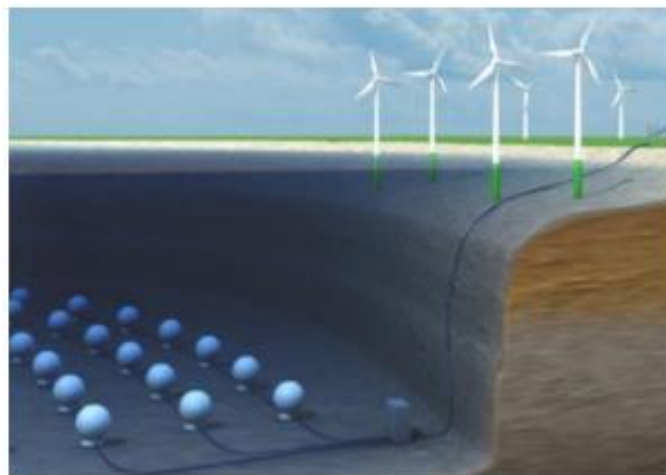
3.6.2 Υποβρύχια αντλησιοταμίευση

Στο ερευνητικό πρόγραμμα STEnSEA, μελετήθηκε η δυνατότητα δημιουργίας και εγκατάστασης μεγάλων αποθηκευτικών υποδομών στο πυθμένα της θάλασσας. Η μέθοδος αποθήκευσης που εξετάστηκε έχει ίδιες αρχές λειτουργίας με την αντλησιοταμίευση. Η διαφορά είναι πως η λειτουργία της δεν βασίζεται σε δυο δεξαμενές, αλλά σε μία τεχνητή σφαίρα βυθισμένη στην θάλασσα. Η σφαίρα είναι τοποθετημένη στον πυθμένα του ωκεανού, όταν απαιτείται η παραγωγή ενέργειας, νερό διαπερνά το στρόβιλο που διαθέτει η σφαίρα και παράγεται ενέργεια. Στην αντίστροφη λειτουργία της εγκατάστασης, η περίσσεια ενέργεια του συστήματος χρησιμοποιείται προκειμένου το νερό που έχει εισέλθει στη σφαίρα να αφαιρεθεί και να οδηγηθεί και πάλι στον ωκεανό [41, 42].



Εικόνα 3.4: Λειτουργία σφαίρας στην υποβρύχια αντλησιοταμίευση [42]

Η καινοτομία σε αυτή την πατέντα είναι πως ο ωκεανός λειτουργεί ως η άνω αποθηκευτική δεξαμενή της συμβατικής αντλησιοταμίευσης. Η υδραυλική πίεση εξαιτίας του βάθους που βρίσκεται η σφαίρα, δημιουργεί ένα δυναμικό ενέργειας το οποίο μπορεί να αξιοποιηθεί με τη χρήση των υδροδυναμικών μηχανών. Προκειμένου, να μεταφερθεί η παραγόμενη ενέργεια στο δίκτυο, χρησιμοποιείται υποβρύχιο καλώδιο.

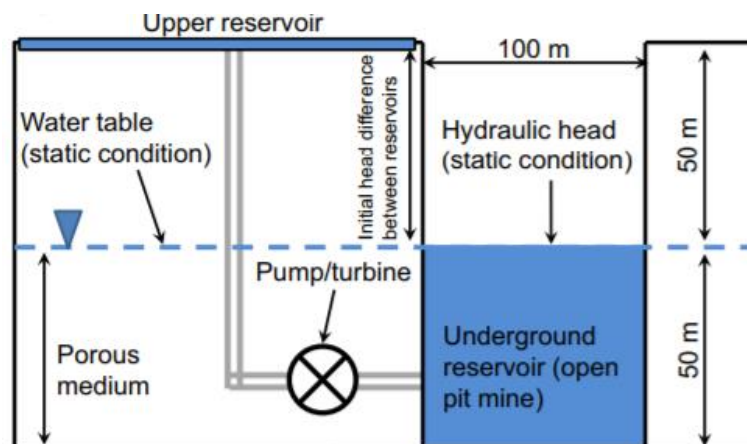


Εικόνα 3.5: Προσομοίωση υποβρύχιας αντλησιοταμίευσης [43]

Τα τεχνικά και εμπορικά χαρακτηριστικά που πρόκειται να έχουν οι σφαίρες, είναι ονομαστική ισχύς 5 MW ανά σφαίρα διαμέτρου 30 μέτρων, προκειμένου να μπορούν να παραχθούν ύστερα από τη συνεχόμενη λειτουργία τεσσάρων ωρών 20 MWh. Το βάθος, στο οποίο πρέπει να τοποθετηθούν, είναι 700m, ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης κυμαίνεται μεταξύ των ορίων 80-85% και το κόστος εγκατάστασης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος εκτιμάται 1200-1400 euro/kW. Σύμφωνα με εκτιμήσεις το θεωρητικό δυναμικό ενέργειας που μπορεί να παραχθεί από αυτήν την τεχνολογία είναι 893 GWh [42]. Η τεχνολογία αυτή είναι σε πειραματικό στάδιο προς το παρόν, όμως η περαιτέρω ανάπτυξη της μπορεί να συνδράμει σημαντικά στη ενίσχυση της αποθηκευτικής ικανότητας των ηλεκτρικών συστημάτων, ιδίως σε συνδυασμό με τα θαλάσσια αιολικά πάρκα.

3.6.3 Υπόγεια αντλησιοταμίευση

Η υπόγεια αντλησιοταμίευση είναι ένας εναλλακτικός τρόπος αποθήκευσης ενέργειας, ο οποίος δεν περιορίζεται από την τοπογραφία της περιοχής, επομένως, είναι ευκολότερη η δημιουργία των έργων. Οι εγκαταστάσεις της υπόγειας αντλησιοταμίευσης διαθέτουν δυο δεξαμενές, η μία βρίσκεται στην επιφάνεια του εδάφους και έχει σχετικά μικρό βάθος, ενώ η δεύτερη δεξαμενή είναι υπόγεια. Η υπόγεια δεξαμενή μπορεί να εκσκαφτεί, όμως ο πιο οικονομικός τρόπος είναι η χρήση ως ήδη υπάρχουσων υποδομών, όπως ορυχεία που δεν λειτουργούν πλέον [44].



Εικόνα 3.6: Σκαρίφημα εγκατάστασης υπόγειας αντλησιοταμίευσης [44]

Κεφάλαιο 4. Μεθοδολογία

Οι υπολογισμοί που πραγματοποιήθηκαν, βασίστηκαν στα δεδομένα και τις παραδοχές που αναφέρονται παρακάτω.

4.1 Έτη και σενάρια αναφοράς

Το 2017 αντιπροσωπεύει τη σημερινή κατάσταση, με βάση την οποία έχουν αναπτυχθεί εναλλακτικά σενάρια. Αναλυτικότερα, στις θέσεις όπου είναι σήμερα εγκατεστημένα τα αιολικά πάρκα, θεωρούμε πως υπάρχει αύξηση της εγκατεστημένης τους ισχύος. Τα αιολικά πάρκα, που στην παρούσα κατάσταση παρέχουν ενέργεια στο διασυνδεδεμένο δίκτυο βρίσκονται, όπως έχει προαναφερθεί, επί το πλείστον στην ηπειρωτική Ελλάδα. Σήμερα, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι 2053 MW. Στην παρούσα μελέτη έχουν διερευνηθεί σενάρια στα οποία, σύμφωνα με την υφιστάμενη κατάσταση, η ονομαστική ισχύς των αιολικών ανέρχεται 4 GW, 5 GW και 6 GW (με αντίστοιχη αύξηση των φωτοβολταϊκών).

Παράλληλα, μελετάται η ενεργειακή κατάσταση της χώρας το 2030, με τις αλλαγές που προβλέπονται να πραγματοποιηθούν. Η βασικότερη αλλαγή που θεωρείται πως πρέπει να έχει γίνει μέχρι το 2030 είναι η μείωση των λιγνιτικών μονάδων. Η ισχύς τους μειώνεται σημαντικά και κατά συνέπεια οι θερμικές μονάδες που τίθενται να υποστηρίξουν το σύστημα, είναι οι μονάδες φυσικού αερίου. Η εγκατεστημένη αιολική ισχύς αλλάζει με βάση τρία σενάρια, μικρής (5000 MW), μέσης (8000MW) και μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος (11000 MW). Με χρονικό ορίζοντα το 2030, θεωρείται πως αναπτύσσονται αιολικά πάρκα σε περιοχές αιολικής προτεραιότητας, περιοχές αιολικής καταλληλότητας, στα νησιά και τις βραχονησίδες.

Το 2050 θεωρείται, πως σημειώνονται επιπλέον αλλαγές σε σχέση με το 2030, η βασικότερη αλλαγή εξ' αυτών, είναι η περαιτέρω μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των λιγνιτικών μονάδων. Τα τρία σενάρια της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πραγματοποιούνται για 6000 MW, 9000 MW και 12000 MW και θεωρείται πως έχουν αναπτυχθεί και τα θαλάσσια αιολικά πάρκα. Η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς παρουσιάζει ίδια αύξηση με αυτή των αιολικών εγκαταστάσεων. Παράλληλα, η ζήτηση θεωρείται πως αυξάνεται.

Σε όλα τα εξεταζόμενα έτη, υιοθετείται η παραδοχή πως το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας ισούται με μηδέν, με σκοπό να διερευνηθεί υπό ποιες προϋποθέσεις μπορεί να διασφαλιστεί η κάλυψη της ζήτησης από εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή.

4.2 Μεσοκλιματικά δεδομένα – Προσομοίωση παραγωγής αιολικών

Ο υπολογισμός της παραγωγής της αιολικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε με βάση δεδομένα που εξήχθησαν από την εφαρμογή ενός μοντέλου Αριθμητικής Πρόγνωσης

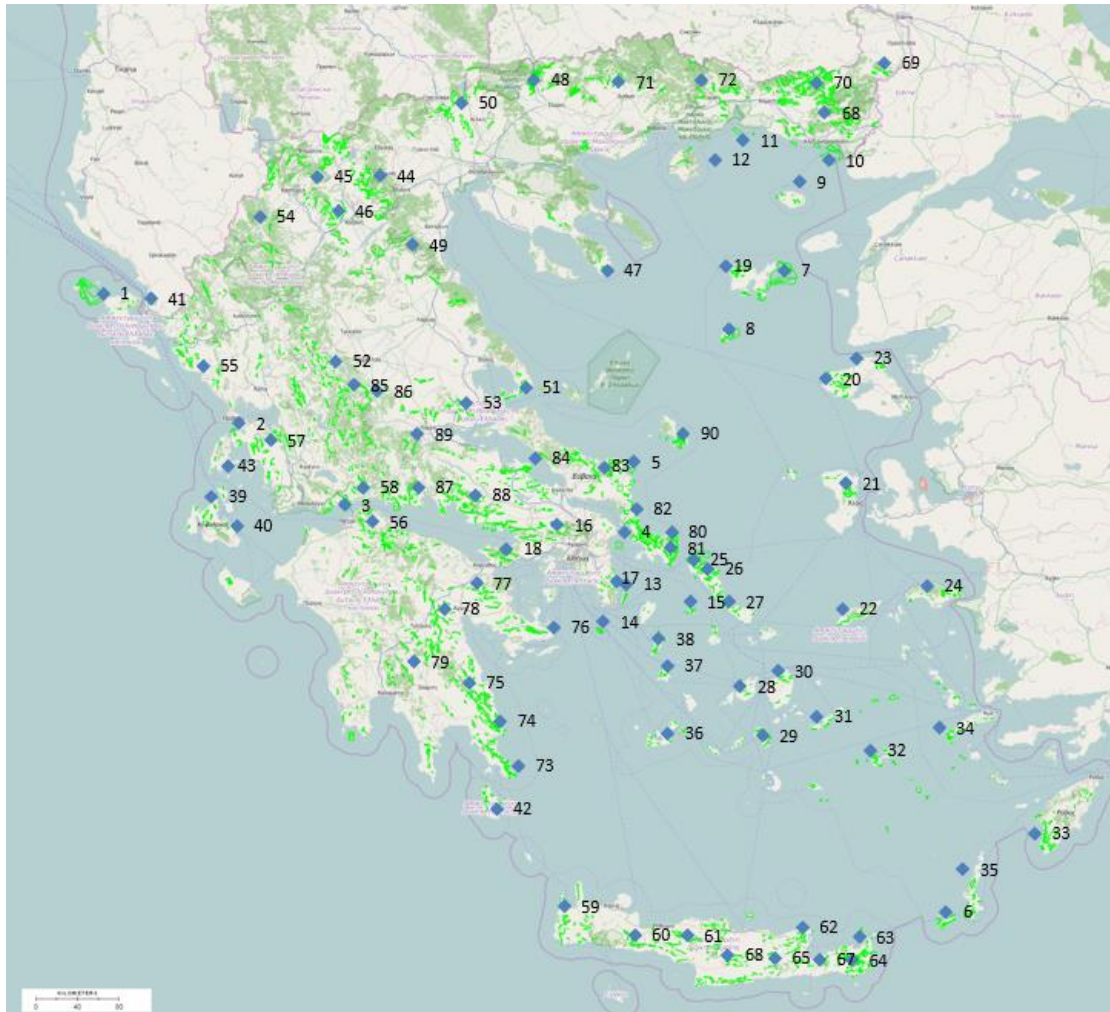
Καιρού (NWP), το οποίο χρησιμοποιεί το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών. Τα δεδομένα αυτά εμπεριέχουν ωριαίες μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου ενός τυπικού μετεωρολογικού έτους, σε 90 σημεία κατά μήκος της Ελλάδας.

Ο Άντλαντας ανέμου, από τον οποίο προέρχονται τα ανεμολογικά δεδομένα, δημιουργήθηκε με τη χρήση μετεωρολογικών προσομοιώσεων πολύ υψηλής ανάλυσης για ένα τυπικό μετεωρολογικό έτος σε όλη την περιοχή της Ελλάδας [45]. Η μεθοδολογία που έχει εφαρμοστεί περιλαμβάνει τη δημιουργία ενός τυπικού μετεωρολογικού έτους με την πραγματοποίηση προσομοιώσεων σε ένα τετραγωνικό πλέγμα υψηλής ανάλυσης $2 \times 2 \text{ km}^2$ και την εξαγωγή αποτελεσμάτων σε δύο εναλλακτικά επίπεδα πάνω από το έδαφος, 10 και 50 μέτρων [46].

Η παραγωγή των ανεμογεννητριών υπολογίζεται με βάση μία τυπική αδιάστατη καμπύλη ισχύος. Επομένως, σε κάθε σημείο με τη χρήση των ανεμολογικών δεδομένων και της αδιάστατης καμπύλης, είναι εφικτός ο υπολογισμός της ισχύος που μπορεί να παραχθεί κάθε ώρα σε κάθε σημείο.

Τα 90 αυτά σημεία αφορούν περιοχές κατά μήκος όλης της Ελλάδας, της ηπειρωτικής και της νησιωτικής, κατά συνέπεια η δημιουργία σεναρίων σχετικά με την εγκατάσταση αιολικών πάρκων, ήταν απαραίτητη. Στην υφιστάμενη κατάσταση, τα αιολικά πάρκα που τροφοδοτούν το ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας βρίσκονται κυρίως στην ηπειρωτική Ελλάδα και σε ορισμένα διασυνδεδεμένα νησιά. Οι διασυνδέσεις που έχουν πραγματοποιηθεί είναι με την Άνδρο, η οποία έχει διασυνδεθεί με την Εύβοια μέσω της Καρύστου, με τα νησιά του Ιονίου, τα οποία και αυτά συνδέονται μέσω υποβρύχιου καλωδίου με τη δυτική Ελλάδα [47]. Στο χρονικό ορίζοντα που μελετάται, έχουν ληφθεί υπόψη ως έτη αναφοράς το 2017, το 2030 και το 2050 και θεωρείται πως έχουν πραγματοποιηθεί όλες οι προβλεπόμενες αλλαγές του ηλεκτρικού συστήματος και οι διασυνδέσεις των υπόλοιπων νησιών.

Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών μονάδων είναι πρωτεύουσας σημασίας στη λειτουργία του συστήματος, διότι επηρεάζει άμεσα τη χρονική διασπορά της ετήσιας παραγωγής των αιολικών. Αναλυτικότερα, η ετήσια λειτουργία μίας ανεμογεννήτριας χαρακτηρίζεται από μεγάλα διαστήματα μειωμένης, ακόμα και μηδενικής παραγωγής ενέργειας. Η κατασκευή αιολικών πάρκων, διεσπαρμένων κατά μήκος όλης της χώρας, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της διασποράς της αιολικής παραγωγής μέσα στο χρόνο. Πρακτικά, άνεμος πάντα θα φυσάει σε κάποια περιοχή της χώρας και ποτέ δεν θα φυσάει πολύ δυνατός άνεμος καθ' όλη τη διάρκεια του έτους σε ένα σημείο [48]. Επομένως, ο γεωγραφικός καταμερισμός των αιολικών εγκαταστάσεων συντελεί στη βελτιστοποίηση της αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής.



Σχήμα 4.1: Επιλογή σημείων αντιπαραγωγής χρονοσειρών ανέμου μέσω του μεσοκλιματικού μοντέλου

Η σημερινή εγκατεστημένη ισχύς αιολικών εμπεριέχεται στον πίνακα 4.1:

Εγκατεστημένη Ισχύς 2016 (τέλος)	MW
Κεντρική Ελλάδα	736.8
Πελοπόννησος	453.9
Ανατολική Μακ. Θράκη	298.7
Κρήτη	199.4
Αττική	187.2
Δυτική Ελλάδα	136.4
Νότιο Αιγαίο	89.4
Ιόνια	83.7
Κεντρική Μακεδονία	83.1
Δυτική Μακεδονία	52.9
Βόρειο Αιγαίο	34.3
Θεσσαλία	18.6

Πίνακας 4.1: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών

Οι περιοχές, στις οποίες βρίσκονται τα σημεία ενδιαφέροντος, χωρίζονται σε:

- Σημερινής κατάστασης
- Περιοχές αιολικής καταλληλότητας και προτεραιότητας¹
- Βραχονησίδες
- Κυκλάδες
- Δωδεκάνησα
- Νησιών Βορείου Αιγαίου
- Κρήτης
- Θαλάσσιων αιολικών

Στα σενάρια που διερευνώνται θεωρείται πως, έως το 2030 θα έχουν διασυνδεθεί οι νησιωτικές περιοχές, οι βραχονησίδες και θα έχουν αξιοποιηθεί οι περιοχές αιολικής προτεραιότητας και αιολικής καταλληλότητας, επομένως στην εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών του διασυνδεδεμένου συστήματος συμπεριλαμβάνονται και τα αιολικά πάρκα των προστιθέμενων αυτών περιοχών. Ταυτόχρονα, στα σενάρια που πραγματοποιούνται για τη χρονική περίοδο του 2050, γίνεται η παραδοχή πως αναπτύσσονται και τα θαλάσσια αιολικά πάρκα.

Ακολουθώς, εφόσον έχει υπολογιστεί η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε κάθε σημείο για το εξεταζόμενο σενάριο, με βάση τις ταχύτητες ανέμου που σημειώνονται σε κάθε περιοχή κάθε ώρα του χρόνου και την αδιάστατη παραγόμενη ισχύ των ανεμογεννητριών, υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων, κάθε ώρα, σε κάθε σημείο. Η αθροιστική αιολική παραγωγή προκύπτει από το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας όλων των σημείων. Επίσης, θεωρείται πως ο συντελεστής διαθεσιμότητας των αιολικών είναι ίσος με 99%, ενώ οι απώλειες λόγω ομόρου ανέρχονται στο 4% της παραγόμενης ενέργειας. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας σύμφωνα με σημερινά στοιχεία απόδοσης των ανεμογεννητριών κυμαίνεται γύρω στο 26%. Στους υπολογισμούς προκύπτει, με βάση το μεσοκλιματικό μοντέλο, τιμή του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της τάξεως του 32%. Αυτή η τιμή παρόλο που είναι υψηλότερη της σημερινής πραγματικής, κυμαίνεται εντός αποδεκτών ορίων (25%-35%).

4.2.1 Αδιάστατη καμπύλη ισχύος

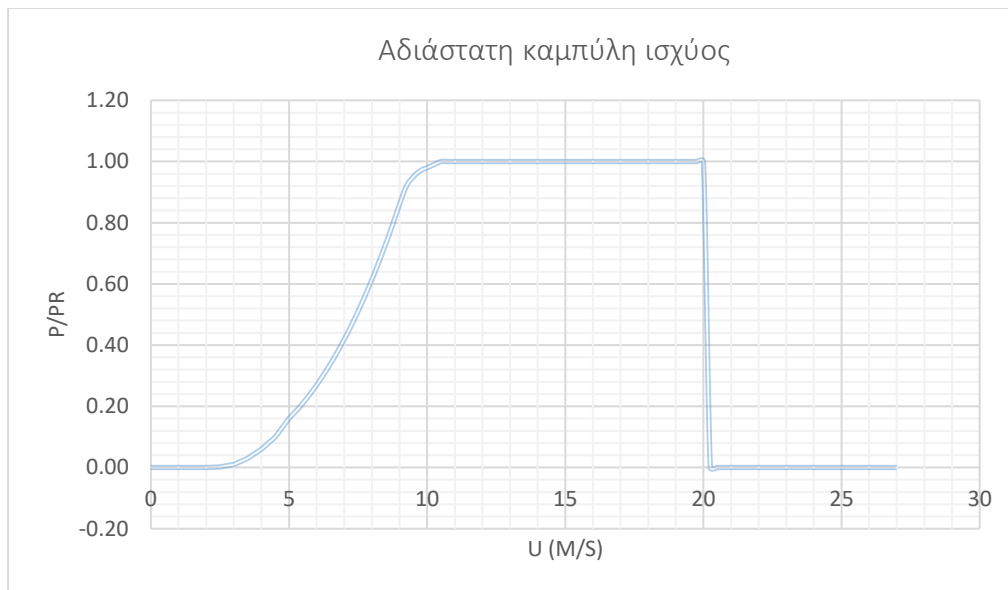
Ο υπολογισμός της παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε κάθε περιοχή ενδιαφέροντος προκύπτει με τη βοήθεια μίας αδιάστατης καμπύλης ισχύος. Η καμπύλη ισχύος που χρησιμοποιείται για τους υπολογισμούς προέρχεται από μία τυπική ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 2 MW. Η εταιρεία, της οποίας τα δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν είναι η κατασκευαστική Vestas και το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε είναι το V110-2.0 MW IEC IIIA [49].

¹ Εφημερίς της Ελληνικής Κυβερνήσεως, Αποφάσεις, Αρ. 49828, « Έγκριση ειδικού πλαισίου χωροταξικού σχεδιασμού και αιωφόρου ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και της στρατηγικής μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων αυτού».

OPERATIONAL DATA

Rated power	2,000 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Re cut-in wind speed	18 m/s
Wind class	IEC IIIA
Operating temperature range standard turbine	-20 °C to 40 °C
Operating temperature range low temperature turbine	-30 °C to 40 °C

Πίνακας 4.2: Τεχνικά χαρακτηριστικά τυπικής ανεμογεννήτριας [49]



Σχήμα 4.2: Αδιάστατη καμπύλη ισχύος

4.3 Αναστρέψιμοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί

Η ένταξη της αντλιοσταμείωσης στο ηλεκτρικό σύστημα, είναι πρωταρχικής σημασίας για την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα. Η αντλιοσταμείωση δρα επικουρικά στη διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος και αποθηκεύει την περίσσεια ενέργεια που διαφορετικά θα χανόταν. Ο τρόπος λειτουργίας της, όσον αφορά την ενέργεια που καταναλώνει και προσδίδει, περιγράφεται παρακάτω.

Η ενέργεια που μπορούν να παραλάβουν οι αντλίες, είναι ενέργεια που περικλύπεται από το σύστημα. Η ενέργεια αυτή προέρχεται, κυρίως από την απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών, εξαιτίας της μέγιστης δυνατής στιγμιαίας διείσδυσης τους, και από την ενέργεια που παράγεται από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής που όμως δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα. Η περίσσεια ενέργεια που προέρχεται από την παραγωγή των υπόλοιπων μονάδων, προκύπτει από τα φωτοβολταϊκά διότι η παραγόμενη ενέργεια τους δεν μπορεί να ρυθμιστεί, από τις λιγνιτικές και τις μονάδες φυσικού αερίου διότι δεν μπορούν να παράξουν ισχύ λιγότερη από αυτή που ορίζει το τεχνικό τους ελάχιστο και τέλος από τις μονάδες βιομάζας και ΣΗΘΥΑ, οι οποίες όμως έχουν πολύ μικρή ονομαστική ισχύ σε σχέση με το υπόλοιπο σύστημα.

4.3.1 Λειτουργία υδροδυναμικών μηχανών

4.3.1.1 Αντλίες

Η εξίσωση λειτουργίας των αντλιών είναι η παρακάτω:

$$N = \rho * g * h * Q * \eta$$

Όπου:

- N : η καταναλισκόμενη ισχύς από την αντλία
- ρ : η πυκνότητα του νερού
- g : η επιτάχυνση της βαρύτητας
- h : το υδραυλικό ύψος (500 m)
- η : ο βαθμός απόδοσης της αντλίας (ενδεικτική τιμή 85%)

4.3.1.2 Στροβίλοι

Η παροχή που απαιτείται να διέλθει από τους στροβίλους προκειμένου να παραχθεί η απαιτούμενη ισχύς υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση:

$$Q = \frac{N}{\rho * g * h * \eta}$$

Όπου:

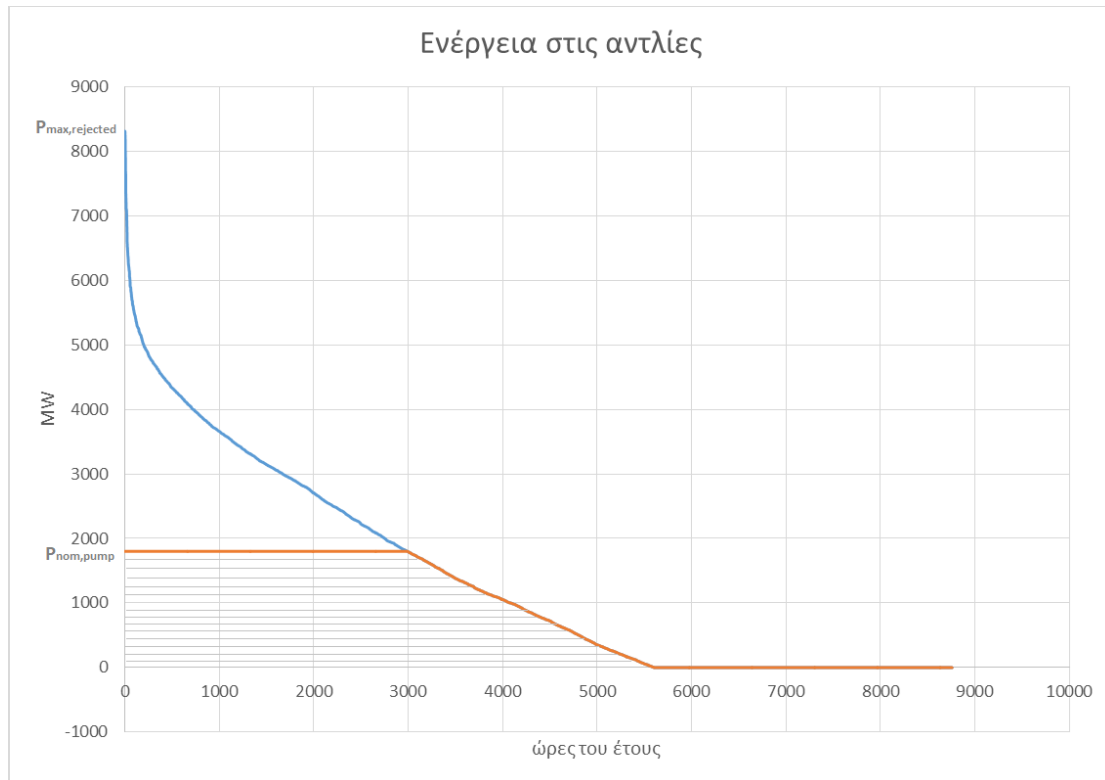
- N : η παραγόμενη ισχύς του στροβίλου
- ρ : η πυκνότητα του νερού
- g : η επιτάχυνση της βαρύτητας
- h : το υδραυλικό ύψος (500m)
- η : ο βαθμός απόδοσης του στροβίλου (ενδεικτική τιμή 85%)

4.3.2 Διαστασιολόγηση υποσυστημάτων

4.3.2.1 Αντλίες

Λόγω της κατανομής της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος θεωρείται αδύνατη η εκμετάλλευση του 100%, αυτής της ενέργειας. Θα απαιτούσε την εγκατεστημένη ισχύ αντλιών με χρησιμοποίηση μονάχα ελάχιστες ώρες ετησίως. Ένας καλός βαθμός εκμετάλλευσης της περίσσειας αιολικής ενέργειας μπορεί να θεωρηθεί το 60%. Βάσει αυτού, προκύπτει η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς των αντλιών. Επομένως, η ονομαστική ισχύς των αντλιών μεταβάλλεται συναρτήσει της μέγιστης απορριπτόμενης ισχύος του έτους, με στόχο, ο συντελεστής εκμετάλλευσης της περίσσειας αιολικής ενέργειας να είναι 60%. Η εύρεση του ποσοστού της μέγιστης

απορριπτόμενης ισχύος, που μπορούν να καταναλώσουν οι αντλίες στην ονομαστική τους λειτουργία, υπολογίζεται επαναληπτικά με στόχο την ικανοποίηση της παραπάνω συνθήκης. Η ισχύς που τελικά καταναλώνεται ανά ώρα από την αντλία, είναι η μικρότερη μεταξύ της ισχύος που περικόπτεται από το σύστημα και της ισχύος που μπορούν να παραλάβουν οι αντλίες σύμφωνα με την ονομαστική τους ισχύ. Οι αντλίες θεωρούνται υδροδυναμικές μηχανές μεταβλητών στροφών, όπως και οι στρόβιλοι. Η γραφική αναπαράσταση της ενέργειας που καταναλώνουν οι αντλίες φαίνεται στο Σχήμα 4.3, μέσω της απεικόνισης των καμπυλών διάρκειας της απορριπτόμενης ενέργειας από το σύστημα και της καταναλισκόμενης ενέργειας από τις αντλίες.



Σχήμα 4.3: Καμπύλες διάρκειας απορριπτόμενης ενέργειας συστήματος και ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες (2050 – 18 GW ΑΠΕ)

4.3.2.2 Στρόβιλοι

Η ονομαστική ισχύς των στροβίλων που εγκαθίστανται θεωρείται ίση με την ονομαστική ισχύ των αντλιών. Ο αριθμός των στροβίλων καθορίζει και το μέγεθος του άνω ταμιευτήρα. Η παροχή που διακινείται μέσω των στροβίλων εκτιμάται με βάση, τις ανάγκες του δικτύου για ενέργεια, τη δυνατότητα των στροβίλων και την πληρότητα της δεξαμενής. Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη αυτούς τους τρεις περιορισμούς, υπολογίζεται τελικά η προσφερόμενη ισχύς των στροβίλων στο σύστημα.

Η παραγόμενη ενέργεια των στροβίλων, που τελικά διοχετεύεται στο δίκτυο, εξαρτάται από την παροχή που μπορεί να διακινήσει ο στρόβιλος ($Q'_{turb,i}$) και τον όγκο του νερού που μπορεί να του παράσχει η δεξαμενή ανά μονάδα χρόνου. Η μικρότερη των δυο αυτών παροχών τελικά έχει ως αποτέλεσμα την παραγόμενη ισχύ των στροβίλων.

$$Q_{turb,i} = \min(Q_{i-1,δεξ.} - Q_{δεξ.,min}, Q'_{turb,i})$$

Όπου

$$Q'_{turb,i} = \frac{\min(N_{nom,turb,Load_i})}{\rho * g * h * \eta}$$

4.3.2.3 Άνω ταμιευτήρας

Τα έργα της αντλησιοταμίευσης που πρέπει να αναπτυχθούν, μελετώνται συνολικά, χωρίς να επιμερίζονται σε μικρότερα. Επομένως, οι άνω δεξαμενές που πρέπει να κατασκευαστούν, παρουσιάζονται ως μια ισοδύναμη θεωρητική μεγάλου μεγέθους δεξαμενή. Τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα που λαμβάνονται υπόψη στην παρούσα μελέτη, θεωρείται πως, έχουν ως κάτω δεξαμενή κάποιο ήδη υπάρχων ταμιευτήρα υδροηλεκτρικού έργου, επομένως δεν χρειάζεται να γίνει μελέτη για την απαιτούμενη χωρητικότητα του.

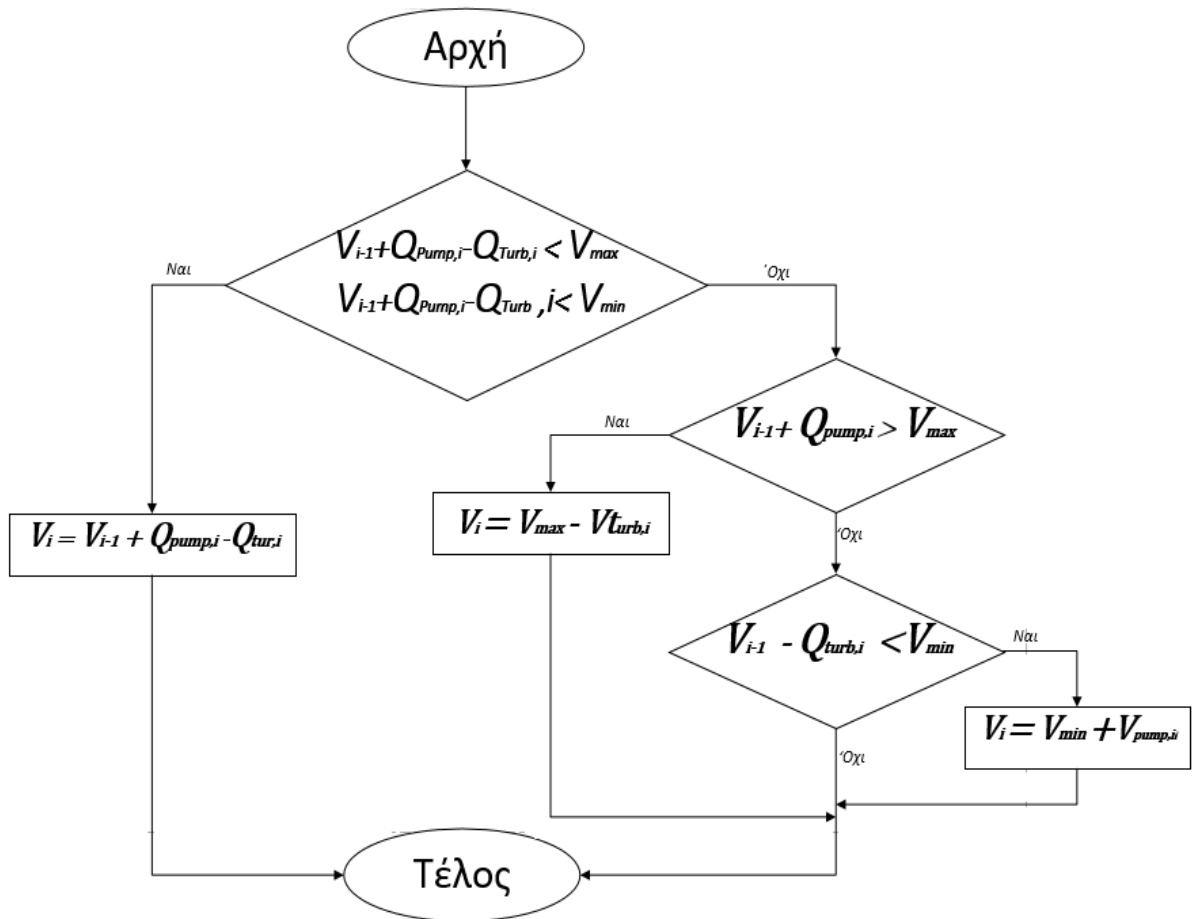
Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής ορίζεται έτσι ώστε οι στρόβιλοι να μπορούν να παράξουν συνεχόμενα επί ένα εικοσιτετράωρο την ονομαστική τους ισχύ, δηλαδή να έχουν εικοσιτέσσερις ώρες αυτονομία. Τα κυβικά μέτρα νερού που πρέπει να αποθηκεύονται στην άνω δεξαμενή, υπολογίζονται από την ονομαστική παροχή των στρόβιλων επί τις ώρες αυτονομίας.

$$V_{\text{άνω δεξαμενής}} = \text{ώρες αυτονομίας} * Q_{T,ov}$$

Η στάθμη της άνω δεξαμενής/ταμιευτήρα θεωρούμε πως δεν πρέπει να ξεπεράσει ένα κατώτατο όριο για λόγους έκτακτης ανάγκης, επομένως στον υπολογισμό του όγκου της δεξαμενής εισάγουμε έναν συντελεστή ασφαλείας της τάξεως του 1.2, έτσι ώστε το 20% του όγκου της δεξαμενής να περιέχει πάντοτε νερό.

Οι μεταβολές στον όγκο της δεξαμενής κάθε ώρα υπολογίζονται με βάση τον αρχικό όγκο εκείνη την ώρα, την παροχή που διακινούν οι αντλίες και την παροχή που απαιτούν οι στρόβιλοι. Όπως είναι φυσικό ο όγκος νερού στη δεξαμενή δεν πρέπει να υπερβεί τον αρχικά ορισμένο όγκο, ούτε να είναι μικρότερος του κατώτατου ορισμένου επιπέδου. Ο αρχικός όγκος δεξαμενής που χρησιμοποιείται για την εκκίνηση των υπολογισμών, λαμβάνεται ίσος με το 65% του μέγιστου όγκου της.

Η διαδικασία υπολογισμού του όγκου δεξαμενής την i -οστή ώρα περιγράφεται παρακάτω στο διάγραμμα ροής:



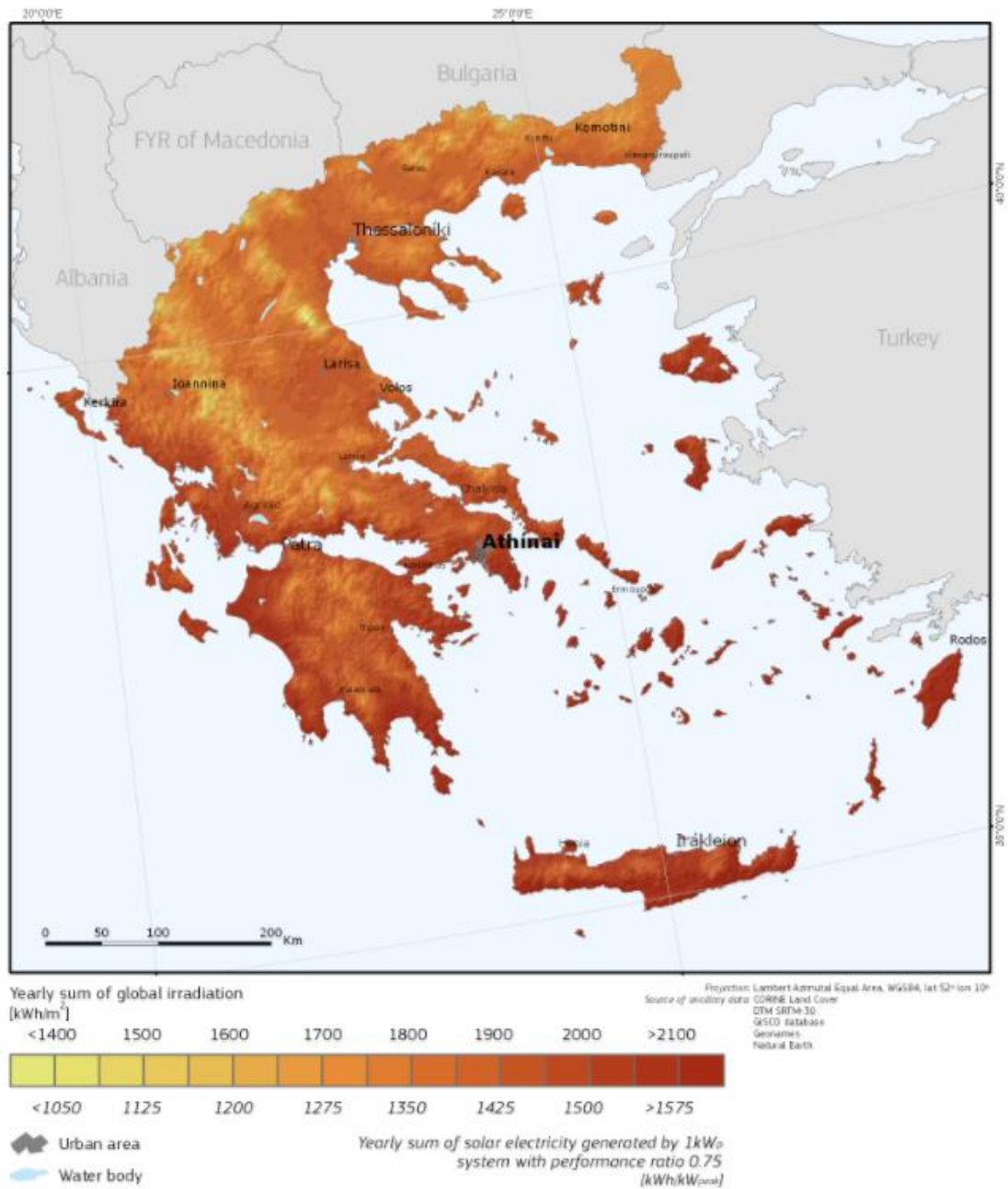
Σχήμα 4.4: Υπολογισμός όγκου δεξαμενής

4.4 Δεδομένα παραγωγής μονάδων

4.4.1 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

Η ωριαία χρονοσειρά που χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση της παραγωγής των φωτοβολταϊκών προέρχεται από υπολογισμούς που έχουν πραγματοποιηθεί από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Η χρονοσειρά έχει προκύψει από μετρήσεις που έχουν πραγματοποιηθεί σε ένα φωτοβολταϊκό σταθμό, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στο Λαύριο Αττικής. Η χρονοσειρά αυτή εκφράζει την ωριαία παραγωγή των φωτοβολταϊκών αδιαστατοποιημένη ως προς την εγκατεστημένη τους ισχύ. Η προσαρμογή των ωριαίων αυτών δεδομένων για τη μελέτη της φωτοβολταϊκής παραγωγής κατά μήκος όλου του διασυνδεδεμένου συστήματος, πραγματοποιείται με τη βοήθεια του προγράμματος “rvgis”. Το πρόγραμμα αυτό μπορεί να μας δώσει στοιχεία για την παραγωγή των φωτοβολταϊκών κατά μήκος όλης της Ελλάδας (η γραφική αναπαράσταση του δυναμικού της χώρας, για βέλτιστη γωνία κλίσης των φωτοβολταϊκών, από το rvgis, εμπεριέχεται στην Εικόνα 4.1), επομένως επιλέγονται κάποια σημεία ως σημεία αναφοράς στα οποία γίνεται η προσαρμογή της φωτοβολταϊκής χρονοσειράς. Στη συνέχεια, από το σύνολο αυτών των χρονοσειρών

προκύπτει μία μέση τιμή της αδιαστατοποιημένης παραγωγής των φωτοβολταϊκών για κάθε ώρα, αυτή η μέση ωριαία χρονοσειρά χρησιμοποιείται για τη διεξαγωγή των υπολογισμών.



Εικόνα 4.1: Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκούς σταθμούς ονομαστικής ισχύος 1 KWp [50]

Η αδιάστατη, δοσμένη από το ΚΑΠΕ, χρονοσειρά (MWh/GWp), προκειμένου να προσαρμοστεί στην αντίστοιχη περιοχή, διαιρείται με το συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας που αφορά το Λαύριο και πολλαπλασιάζεται με το συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της εξεταζόμενης περιοχής. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του Λαυρίου έχει υπολογιστεί από το άθροισμα όλων των τιμών της αδιαστατοποιημένης χρονοσειράς, διαιρεμένο με τις ώρες του χρόνου (GW/GWp).

Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των φωτοβολταϊκών σταθμών κατά μήκος του διασυνδεδεμένου συστήματος έχει προκύψει με τη βοήθεια του *pvgis*. Στην πραγματοποίηση των υπολογισμών έχουν γίνει οι παρακάτω παραδοχές:

- ΦΒ κρυσταλλικού πυριτίου
- Εγκατεστημένη ισχύς 1 kWp
- Εκτιμώμενες απώλειες συστήματος 14%
- Εγκατάσταση εδάφους με βελτιστοποιημένη γωνία κλίσης και αζιμούθιου

Το *pvgis* εκτιμά τη μέση ετήσια παραγωγή των φωτοβολταϊκών σταθμών (kWh). Εφόσον η εγκατεστημένη ισχύς που έχει επιλεγεί είναι 1 kWp, το αποτέλεσμα που προκύπτει είναι kWh/kWp (Πίνακας 4.3).

	Πελοπόννησος	Στερεά Ελλάδα	Ήπειρος-Θεσσαλία	Μακεδονία 1	Μακεδονία 2
Ετήσια ΦΒ παραγωγή (kWh/kWp)	1510	1550	1300	1360	1360
C.F.	17%	18%	15%	15%	16%

Πίνακας 4.3: Ετήσια ΦΒ παραγωγή ανα περιοχή

Η αδιαστατοποιημένη καμπύλη της παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών προκύπτει, από τη μέση τιμή των καμπυλών των πέντε σημείων αναφοράς που έχουν οριστεί, ο τελικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας είναι 16%. Η αδιαστατοποιημένη αυτή καμπύλη (MWh/MW), πολλαπλασιάζεται με την εκάστοτε εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών και προκύπτει η ωριαία τους παραγωγή στο διασυνδεδεμένο σύστημα.

4.4.2 Υδροηλεκτρικά

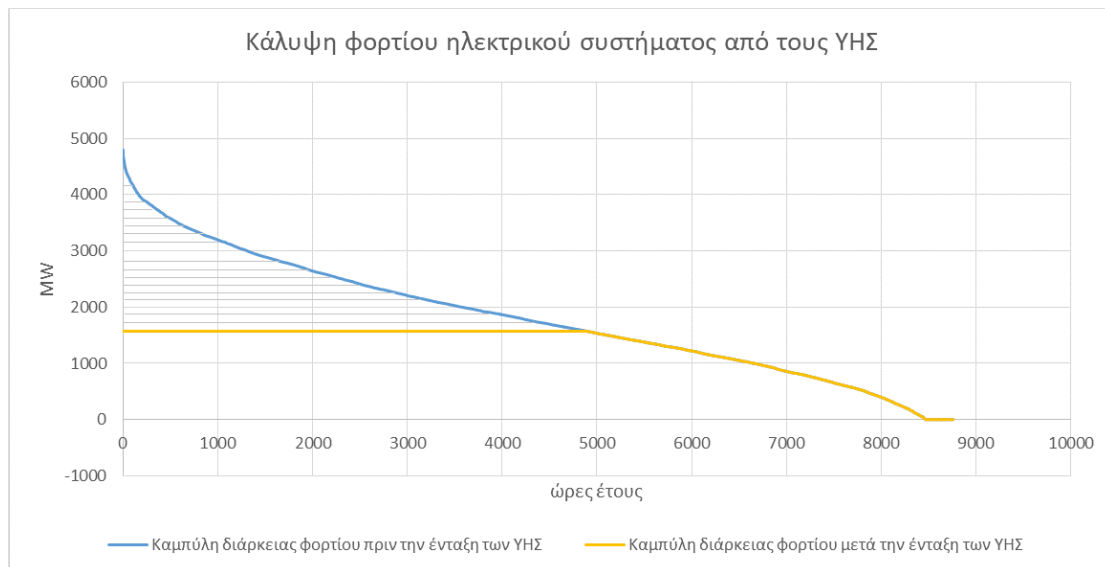
Η εγκατεστημένη ισχύς των μεγάλων Υδροηλεκτρικών μονάδων σύμφωνα με τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ ισούται με 3172.7 MW, ενώ των μικρών Υδροηλεκτρικών μονάδων είναι ίση με 223.2 MW [13]. Επομένως, η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς είναι 3400 MW. Η ετήσια ενέργεια που παράγουν τα Υδροηλεκτρικά κυμαίνεται από 3 έως 5 TWh [15]. Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία το έτος 2016 – που θεωρείται μία καλή υδρολογική χρονιά-, η συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή ανήλθε σε 4.843.236 MWh [51]. Επομένως, για το έτος 2017 λαμβάνεται αυτή η τιμή για την παραγόμενη υδροηλεκτρική ενέργεια.

Έως το 2030, θεωρείται πως θα έχει ενταχθεί στο ηλεκτρικό σύστημα το υδροηλεκτρικό έργο της Μεσοχώρας. Η εγκατεστημένη ισχύς του ανέρχεται στα 165 MW και η εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή είναι 360 GWh [52]. Επομένως, στα εξεταζόμενα σενάρια των μελλοντικών ετών προστίθεται και η δυναμικότητα του νέου αυτού υδροηλεκτρικού.

Η μεθοδολογία που χρησιμοποιείται στην ένταξη των υδροηλεκτρικών ονομάζεται «peak shaving», δηλαδή τα υδροηλεκτρικά εισάγονται στο σύστημα με στόχο την κάλυψη των αιχμών που παρουσιάζει η ζήτηση. Ειδικότερα, τα υδροηλεκτρικά

χρησιμοποιούνται ως μονάδες εξομάλυνσης του προφίλ της ζήτησης και με την ένταξη τους επιδιώκεται η μείωση της οριακής τιμής του συστήματος.

Με βάση την παραπάνω παραδοχή, πρέπει να ρυθμιστεί η παραγωγή των υδροηλεκτρικών, έτσι ώστε τα μεγέθη να είναι εντός των αποδεκτών ορίων. Η εισαγωγή των υδροηλεκτρικών στο ηλεκτρικό σύστημα γίνεται με βάση ένα κατώτατο όριο ζήτησης. Το όριο αυτό της ζήτησης προσδιορίζεται, με τη χρήση επαναληπτικής διαδικασίας, με στόχο η ετήσια ενέργεια των Υδροηλεκτρικών να είναι όση έχει οριστεί. Στην περίπτωση που η ζήτηση ενέργειας είναι χαμηλότερη του προαναφερθέντος ορίου δεν παράγεται υδροηλεκτρική ενέργεια, όταν η ζήτηση έχει υπερβεί το προκαθορισμένο όριο τότε τα Υδροηλεκτρικά παράγουν με βάση τις δυνατότητες τους και την ισχύ που απαιτεί το σύστημα. Η γραφική αναπαράσταση της μεθόδου που χρησιμοποιείται, φαίνεται στο Σχήμα 4.5, όπου το γραμμοσκιασμένο τμήμα αντιπροσωπεύει την ενέργεια που καλύπτεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς.



Σχήμα 4.5: Αναπαράσταση μεθόδου «peak-shaving»

4.4.3 Βιομάζα και ΣΗΘΥΑ

Η παραγωγή των μονάδων Βιομάζας και Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) έχουν συνολική εγκατεστημένη ισχύ σύμφωνα με το ΛΑΓΗΕ 158.3 MW. Η ένταξη τους πραγματοποιείται κάθε ώρα του έτους, θεωρώντας ένα συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας 0.7, επομένως κάθε ώρα εισάγονται στους υπολογισμούς θεωρώντας πως παράγουν στο 70% της ονομαστικής τους ισχύς. Στα μελλοντικά εξεταζόμενα σενάρια, γίνεται η παραδοχή πως οι μονάδες βιομάζας και ΣΗΘΥΑ παρουσιάζουν μία ποσοστιαία αύξηση της τάξεως του 50%.

4.4.4 Θερμικές μονάδες

Τα δεδομένα για την εγκατεστημένη ισχύ των λιγνιτικών μονάδων και των μονάδων φυσικού αερίου, αντλήθηκαν από το μηνιαίο δελτίο συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ του

Ιανουαρίου του 2017 του ΛΑΓΗΕ. Σύμφωνα με το ΛΑΓΗΕ η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς λιγνιτικών μονάδων ανέρχεται στα 3912 MW και η ονομαστική ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου εκτιμάται 4657.6 MW [13]. Η εγκατεστημένη αυτή ισχύς, κυρίως των λιγνιτικών, λαμβάνεται υπόψη μόνο για τα σενάρια που αφορούν την υφιστάμενη κατάσταση, διότι στο μέλλον προβλέπεται το κλείσιμο πολλών λιγνιτικών μονάδων λόγω παλαιότητας και επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων [12]. Σύμφωνα με τη μελέτη που έγινε από το Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος οι λιγνιτικές μονάδες που πρέπει να κλείσουν εμπεριέχονται στον Πίνακα 4.5, ενώ οι υφιστάμενες μονάδες εμπεριέχονται στον Πίνακα 4.4.

	ΜΟΝΑΔΑ	ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές Μονάδες	ΑΓ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	PPC	274.0
	ΑΓ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	PPC	274.0
	ΑΓ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	PPC	283.0
	ΑΓ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	PPC	283.0
	ΑΓ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	PPC	342.0
	ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	PPC	273.0
	ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	PPC	273.0
	ΜΕΛΙΤΗ	PPC	289.0
	ΚΑΡΔΙΑ Ι	PPC	275.0
	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	PPC	275.0
	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	PPC	280.0
	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	PPC	280.0
	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	PPC	255.0
	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	PPC	256.0
Σύνολο Λιγνιτικών Μονάδων			3912.0
Μονάδες Φυσικού Αερίου	ΘΗΣ Κομοτηνής	PPC	476.3
	ΑΗΣ Λαυρίου 4	PPC	550.2
	ΑΗΣ Λαυρίου 5	PPC	377.7
	ΑΛΙΒΕΡΙ V	PPC	420.0
	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ V	PPC	264.0
	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ELPEDISON_ENERGY	389.4
	ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	ELPEDISON_ENERGY	410.0
	ΗΡΩΝ CC	HERON_II_VIOTIAS	422.1
	PROTERGIA CC	PROTERGIA	432.7
	KORINΘΟΣ POWER	KORINTHOS POWER	433.5
	ΣΗΘ Αλουμινίου	ALUMINIUM S.A.	334.0
	ΘΗΣ ΗΡΩΝ - 1	HERON	49.3
	ΘΗΣ ΗΡΩΝ - 2	HERON	49.3
	ΘΗΣ ΗΡΩΝ - 3	HERON	49.3
Σύνολο Μονάδων Φυσικού Αερίου			4657.6

Πίνακας 4.4: Θερμικές μονάδες 2017 [13]

Έτος απόσυρσης (η μονάδα δεν θα λειτουργεί το έτος αυτό και μετά)	Αποδιδόμενη ισχύς (MW)	Μονάδα	Παρατηρήσεις	Τεχνολογία
2019	275	Καρδιά 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	Λιγνιτικές
2019	275	Καρδιά 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	300	Καρδιά 3	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	275	Καρδιά 4	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	273	Αμύνταιο 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	273	Αμύνταιο 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	274	Αγ. Δημήτριος 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	274	Αγ. Δημήτριος 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	283	Αγ. Δημήτριος 3	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	283	Αγ. Δημήτριος 4		
2024	260	Μεγαλόπολη 4		
2024	270	Μεγαλόπολη 3		

Πίνακας 4.5: Λιγνιτικές μονάδες που προβλέπεται να κλείσουν [12]

Στο μέλλον εξετάζεται η δημιουργία δύο νέων λιγνιτικών μονάδων, της Πτολεμαΐδας και της Μελίτης. Οι μονάδες αυτές θεωρείται πως θα έχουν τεθεί σε λειτουργία έως το 2030, προσφέροντας στο δίκτυο συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1030 MW. Αναλυτικότερα, η μονάδα Πτολεμαΐδα V εκτιμάται πως θα έχει ονομαστική ισχύ 615 MW, ενώ η Μελίτη II θα μπορεί να παράγει σε ονομαστική λειτουργία 415 MW. Επίσης η Μεγαλόπολη IV θα συνεχίσει, έως το 2030, να λειτουργεί επειδή έχουν πραγματοποιηθεί οι απαραίτητες αναβαθμίσεις. Στη συνέχεια, το 2050 όλες οι υπάρχουσες λιγνιτικές μονάδες θα έχουν σταματήσει τη λειτουργία τους και στο σύστημα θα εξακολουθούν να είναι ενταγμένες οι καινούργιες μονάδες που προαναφέρθηκαν. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου θεωρείται πως αυξάνεται κατά 574 MW, διότι η μονάδα της Μεγαλόπολης V λειτουργεί προς το παρόν σε δοκιμαστική λειτουργία, σε φορτίο χαμηλότερο από το ονομαστικό της που είναι 811 MW. Ταυτόχρονα, λαμβάνεται υπόψη, πως μπορεί να πραγματοποιηθεί το κλείσιμο ορισμένων υφιστάμενων μονάδων με την ταυτόχρονη όμως έναρξη λειτουργίας άλλων. Καταγράφονται παρακάτω συνοπτικά οι λιγνιτικές μονάδες που λειτουργούν στα εξεταζόμενα μελλοντικά έτη.

Έτος 2030

- Άγιος Δημήτριος V
- Πτολεμαΐδα V
- Μελίτη I
- Μελίτη II
- Μεγαλόπολη IV

Έτος 2050

- Πτολεμαΐδα V
- Μελίτη II

4.4.4.1 Συντηρήσεις θερμικών μονάδων

Οι λιγνιτικές μονάδες θεωρείται πως παρουσιάζουν τεχνικό ελάχιστο στο 50% της ονομαστικής τους λειτουργίας, δηλαδή από τη στιγμή που τίθενται σε λειτουργία η ελάχιστη ενέργεια που μπορούν να παράξουν είναι ίση με το 50% της ονομαστικής. Ταυτόχρονα, οι μονάδες φυσικού αερίου, οι οποίες είναι περισσότερο ευέλικτες, παρουσιάζουν τεχνικό ελάχιστο στο 30% της ονομαστικής τους λειτουργίας. Οι θερμικές μονάδες απαιτούν συντήρηση σε ετήσια βάση επομένως στους υπολογισμούς έχει ληφθεί υπόψη και το χρονικό διάστημα που οι μονάδες είναι εκτός λειτουργίας λόγω συντηρήσεων. Το χρονικό διάστημα υποχρεωτικής συντήρησης, που έχει οριστεί για κάθε μονάδα φυσικού αερίου είναι 20 μέρες, ενώ για κάθε λιγνιτική ένας μήνας ανά έτος. Προκειμένου να οριστούν οι χρονικές περίοδοι που πρέπει να τεθούν οι μονάδες προς συντήρηση, λαμβάνεται υπόψη η ελάχιστη ζήτηση που παρουσιάζεται σε κάθε μήνα. Επομένως, στους μήνες με την μικρότερη ελάχιστη ζήτηση τίθενται προς συντήρηση οι περισσότερες μονάδες. Κατά τους θερινούς μήνες, λόγω της αύξησης του προς κάλυψη φορτίου, εξαιτίας της ανόδου της θερμοκρασίας και της αύξησης του τουρισμού, αποφεύγεται η συντήρηση των μονάδων. Στη διεξαγωγή των υπολογισμών, δεν έχει ληφθεί υπόψη η πιθανότητα βλάβης των μονάδων.

4.5 Καταμερισμός φορτίου

Η εισαγωγή των ανανεώσιμων πηγών στο ηλεκτρικό σύστημα προκαλεί απρόβλεπτες μεταβολές στην παραγωγή ενέργειας, λόγω της στοχαστικότητας που τις χαρακτηρίζει. Κατά συνέπεια, οι μονάδες παραγωγής ενέργειας και η σειρά ένταξης τους θα πρέπει να είναι ορισμένη έτσι ώστε να μπορούν να αντιμετωπιστούν οι έντονες μεταβολές και η αστάθεια που προκαλείται στο σύστημα.

Η σειρά ένταξης που επιλέχθηκε είναι η ακόλουθη:

1. Φωτοβολταϊκά
2. Λιγνιτικές μονάδες
3. Αιολικά
4. Μονάδες φυσικού αερίου
5. ΣΗΘΥΑ & Βιομάζα
6. Υδροηλεκτρικά
7. Αντλησιοταμίευση

Αναλυτικότερα, η ενέργεια των φωτοβολταϊκών μονάδων επιλέχθηκε να απορροφηθεί πρώτη από το δίκτυο, διότι η παραγωγή τους μπορεί να προβλεφθεί με αρκετή ακρίβεια, δεν υπάρχει μηχανισμός απόρριψης και ταυτόχρονα ανακουφίζει το σύστημα από τη μεγάλη ζήτηση ενέργειας των μεσημβρινών ωρών. Επίσης, στην Ελλάδα οι μέρες που χαρακτηρίζονται από νεφώσεις είναι λίγες σε σχέση με τις ημέρες ηλιοφάνειας, επομένως η παραγωγή των φωτοβολταϊκών παρέχει ενέργεια στο σύστημα τις περισσότερες ημέρες.

Στη συνέχεια, οι μονάδες που εντάσσονται στο σύστημα είναι οι λιγνιτικές προκειμένου να καλύψουν το φορτίο βάσης. Το πλήθος των μονάδων που επιλέγονται να τεθεί σε λειτουργία, αλλάζει ανά επτά ημέρες ανάλογα με τη ζήτηση, όπως περιγράφεται σε επόμενο κεφάλαιο. Προτεραιότητα στο σχεδιασμό του συστήματος, είναι η κατά το δυνατόν μεγαλύτερη μείωση της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων στη διαδικασία της παραγωγής. Το τεχνικό ελάχιστο των λιγνιτικών μονάδων, θεωρείται πως ανέρχεται στο 50% της ονομαστικής τους ισχύς, δηλαδή από τη στιγμή που τίθενται σε λειτουργία η ελάχιστη ενέργεια που μπορούν να παράξουν είναι ίση με το 50% της ονομαστικής. Οι λιγνιτικές μονάδες αρχικά παρέχουν ενέργεια στο σύστημα, λειτουργώντας στα τεχνικά τους ελάχιστα. Ύστερα από την ένταξη και των υπόλοιπων μονάδων, εάν υπάρχει έλλειμμα ενέργειας και δεν καλύπτεται η απαιτούμενη ζήτηση, καλούνται να παράξουν περισσότερη ισχύ, προκειμένου να καλύψουν την ζήτηση.

Ακολούθως, τα αιολικά εντάσσονται στο σύστημα προκειμένου να καλύψουν μέρος της εναπομείνουσας ζήτησης. Η αιολική ενέργεια που απορροφάται υπολογίζεται με βάση τη μέγιστη στιγμιαία επιτρεπόμενη διείσδυση και το φορτίο του συστήματος. Η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση ορίζεται, διότι πρέπει να αποτραπεί η ενδεχόμενη αστάθεια που μπορεί να προκληθεί στο σύστημα, εξαιτίας των απότομων μεταβολών των μονάδων παραγωγής αιολικής ενέργειας, ιδίως στη περίπτωση μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεων. Η απορροφούμενη αιολική ενέργεια, καθορίζεται από το ποσοστό διείσδυσης δ επί το ωριαίο φορτίο (P_{D-PV}), δηλαδή τη ζήτηση μετά την αφαίρεση των φωτοβολταϊκών, το απαιτούμενο προς κάλυψη φορτίο εκείνη την ώρα ($P_{D-PV} - P_{Lignite, TM}$) και από την παραγωγή αιολικής ενέργειας ($P_{w, produced}$). Το ελάχιστο μεταξύ αυτών των τριών μεγεθών είναι αυτό που τελικά απορροφάται άμεσα από το σύστημα. Οι περικοπές ενέργειας οφείλονται στους παράγοντες που έχουν προαναφερθεί και η απορριπτόμενη ενέργεια, αποθηκεύεται μέσω των αντλιών στα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα.

$$P_w = \min(\delta * P_{D-PV}, P_{w, produced}, P_{D-PV} - P_{Lignite, TM})$$

Ύστερα από τα αιολικά, το ηλεκτρικό σύστημα τροφοδοτείται με ισχύ από τις μονάδες φυσικού αερίου. Ομοίως με τις λιγνιτικές, οι μονάδες φυσικού αερίου αρχικά τίθενται να λειτουργήσουν στα τεχνικά τους ελάχιστα, όταν εντάσσονται και οι υπόλοιπες μονάδες παραγωγής ενέργειας, αυξάνουν την παραγόμενη ισχύ τους προκειμένου να καλύψουν το πιθανό έλλειμμα. Ο αριθμός των ενταγμένων μονάδων φυσικού αερίου αλλάζει με βάση τα κριτήρια που περιγράφονται σε επόμενο κεφάλαιο.

Στη συνέχεια, οι σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) παρέχουν ενέργεια στο σύστημα. Η ονομαστική ισχύς των μονάδων αυτών είναι αρκετά μικρή σε σύγκριση με την ζήτηση και εκτιμάται στα 100.3 MW [13]. Στους υπολογισμούς μαζί με τους ΣΗΘΥΑ, προσμετρώνται και οι μονάδες βιομάζας, των οποίων η ονομαστική ισχύς είναι 58 MW.

Η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών είναι 3400 MW, εκτιμάται πως ετησίως πρέπει να παράγουν 3-5 TWh [15], κατά συνέπεια η ενέργεια που προκύπτει από το άθροισμα της ενέργειας κάθε ώρας θα πρέπει να κυμαίνεται εντός αυτών των ορίων. Επομένως, η παραγωγή ενέργειας από τα υδροηλεκτρικά επιλέγεται να

πραγματοποιηθεί, όταν η ζήτηση υπερβαίνει μία τιμή, η οποία καθορίζεται από την παραδοχή πως το σύνολο της ενέργειας πρέπει να είναι εντός των παραπάνω ορίων. Το όριο αυτό προσδιορίζεται με επαναληπτική διαδικασία που εκτελείται στο excel. Συμπερασματικά, τα υδροηλεκτρικά εισάγονται στο σύστημα ώρες με μεγάλη αιχμή, προκειμένου να καλύψουν την ζήτηση και να ανακουφίσουν το σύστημα.

Η ενέργεια που παράγεται από τις θερμικές μονάδες και από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δεν μπορεί να ρυθμιστεί έτσι ώστε να εξισωθεί με την ζητούμενη ενέργεια. Η περίσσεια ενέργεια που παράγεται πρέπει να αποθηκευτεί προκειμένου να διοχετευθεί αργότερα στο σύστημα. Τα αντλησιοταμιευτικά έργα, επιστρέφουν στο σύστημα την ενέργεια που έχει παραχθεί αλλά όχι καταναλωθεί, προκειμένου να επιτευχθεί καλύτερη ευστάθεια στο σύστημα, να μειωθεί η παραγωγή των θερμικών μονάδων και να επιτευχθεί καλύτερη διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας. Η αντλησιοταμίευση διαδέχεται τα υδροηλεκτρικά στη σειρά ένταξης, προκειμένου να καλύψει το έλλειμμα ενέργειας. Θεωρείται πως, τα έργα διαθέτουν διπλή σωλήνωση, επομένως μπορούν ταυτόχρονα να καταναλώσουν και να παράξουν ενέργεια.

4.6 Δείκτες αξιοπιστίας

4.6.1 Δείκτης αναμενόμενης απώλειας φορτίου

Ο δείκτης της αναμενόμενης απώλειας φορτίου (LOLE- Loss of Load Expectations) είναι ο αναμενόμενος αριθμός των χρονικών περιόδων (ώρες), κατά την διάρκεια των οποίων η διαθέσιμη παραγωγή ισχύος είναι μικρότερη από την αντίστοιχη ζήτηση του φορτίου [53]. Ο δείκτης αυτός εκφράζει και ποσοτικοποιεί το βαθμό αξιοπιστίας του συστήματος και την ασφάλεια στον εφοδιασμό του. Ο δείκτης αυτός είναι αποτέλεσμα πιθανοτικών μεθόδων και μπορεί να μεταβληθεί ανάλογα με τα τυχαία συμβάντα που λαμβάνουν χώρα και με τις συνθήκες που τελικά επικρατούν στο εξεταζόμενο σύστημα. Είναι σημαντικό να τονιστεί, πως οι χρονικές περιόδους που προσδιορίζονται από αυτόν τον δείκτη δεν είναι απαραίτητα οι περίοδοι που θα σημειωθεί διακοπή ρεύματος, αλλά είναι αυτές κατά τις οποίες θα πρέπει να ληφθούν μέτρα για την αποφυγή της διακοπής του ρεύματος.

Τα κράτη της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις μελέτες επάρκειας ισχύος που πραγματοποιούν, συμπεριλαμβάνουν στις μετρήσεις τους και το δείκτη αυτό, έχοντας ως σημείο αναφοράς μία μέγιστη επιτρεπτή τιμή του [54]. Η επιτρεπόμενη αυτή τιμή κυμαίνεται μεταξύ των 3 ωρών έως 8 ωρών [55].

4.6.2 Δείκτης αναμενόμενης μη τροφοδοτούμενης ενέργειας

Ο δείκτης αναμενόμενης μη τροφοδοτούμενης ενέργειας (EUE- Expected Energy Unserved) εκφράζει το μέγεθος της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας που δεν μπορεί να καλυφθεί από την παραγωγή της και εκφράζεται σε MWh. Ομοίως με τον δείκτη

της αναμενόμενης απώλειας φορτίου, εκφράζει την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος, επομένως εξετάζεται στις μελέτες επάρκειας των κρατών.

Στην παρούσα μελέτη, πρέπει να τονιστεί πως δεν λαμβάνονται υπόψη οι τυχαίες βλάβες των μονάδων και η θεώρηση των δεδομένων είναι ντετερμινιστική, επομένως οι δείκτες -όπου παρουσιάζονται- δεν αποτελούν απόρροια, πιθανοτικών αναλύσεων, αλλά εκφράζουν ένα μέτρο ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης του συστήματος.

4.7 Μεθοδολογία προσομοίωσης ένταξης θερμικών μονάδων

Η καμπύλη φορτίου ενός συστήματος είναι η γραφική παράσταση της ζητούμενης ισχύος ως συνάρτηση του χρόνου. Ανάλογα με τον χρόνο παράστασης, η καμπύλη φορτίου χωρίζεται σε ημερήσια εβδομαδιαία και ετήσια. Το μεταβαλλόμενο φορτίο χωρίζεται σε τρεις ζώνες: το φορτίο βάσης, το κυμαινόμενο φορτίο και το φορτίο αιχμής. Η μέγιστη τιμή του φορτίου βάσης ταυτίζεται με την ελάχιστη τιμή της ημερήσιας ζήτησης, επομένως διαρκεί όλη την ημέρα και αποτελεί μεγάλο ποσοστό της ημερήσιας ζητούμενης ενέργειας. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από μονάδες παραγωγής που παράγουν με χαμηλό κόστος την ενέργεια (όπως λιγνιτικές). Αντίθετα το φορτίο αιχμής που διαρκεί λίγες ώρες το χρόνο καλύπτεται από ευέλικτες, κοστοβόρες μονάδες αιχμής [56].

4.7.1 Εναλλακτικά σενάρια ένταξης θερμικών μονάδων

Ο αριθμός των θερμικών μονάδων που εντάσσονται στο σύστημα, για την κάλυψη της ζήτησης, μεταβάλλεται ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος. Προκειμένου να επιλεγεί ο αριθμός των μονάδων, που πρέπει να τεθούν σε λειτουργία κάθε ώρα, έχουν μελετηθεί τρία εναλλακτικά σενάρια πρόβλεψης των απαιτούμενων μονάδων για την κάλυψη των μελλοντικών αναγκών του συστήματος. Τα εναλλακτικά σενάρια που παρατίθενται στη συνέχεια, αποτελούν μία απόπειρα απλοποιημένης προσομοίωσης του συστήματος.

- 1^ο Σενάριο

Στο πρώτο σενάριο που εξετάζεται, θεωρείται πως οι λιγνιτικές μονάδες που εντάσσονται πρέπει να είναι σε θέση να καλύψουν το ελάχιστο φορτίο της επόμενης βδομάδας, δηλαδή την υπολειπόμενη ζήτηση που προκύπτει μετά την αφαίρεση της παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών. Οι λιγνιτικές μονάδες δεν είναι ευέλικτες στην εκκίνηση τους, επομένως η ένταξη τους πρέπει να προβλέπεται εγκαίρως. Οι λιγνιτικές μονάδες αρχικά δουλεύουν στα τεχνικά τους ελάχιστα και στη συνέχεια, όταν εντάσσονται και οι υπόλοιπες μονάδες παραγωγής, αυξάνεται η παραγόμενη ισχύς τους για την κάλυψη των αναγκών. Με αυτό το τρόπο ένταξης, επιδιώκεται η κατά το δυνατόν λιγότερη παραγόμενη ενέργεια από λιγνιτικές μονάδες, για τη μείωση των εκπεμπόμενων αέριων ρύπων.

$$Load_{lignite} = \min\{D - P_{PV}\}_{7 \text{ days ahead}}$$

Στη συνέχεια, λόγω της μεγαλύτερης ευελιξίας τους, εντάσσονται οι μονάδες φυσικού αερίου. Οι μονάδες αυτές τίθενται σε λειτουργία προκειμένου να μπορούν, λειτουργώντας στο ονομαστικό τους φορτίο, να καλύψουν το ελάχιστο φορτίο του επόμενου εικοσιτετραώρου $Load_{NG}$. Η εκκίνηση των μονάδων φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου, όταν αυτές βρίσκονται σε ψυχρή εφεδρεία, μπορεί να πραγματοποιηθεί σε λιγότερο από μία ώρα. Η δυνατότητα αυτή των συγκεκριμένων μονάδων, τις καθιστά κατάλληλες για την επικουρική λειτουργία τους σε περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσης αιολικών [57].

$$LOAD_{CCGT} = \min\{D - P_{PV} - TE - P_w\}_{24 \text{ hours ahead}}$$

- 2^ο σενάριο

Στο σενάριο αυτό θεωρείται πως οι λιγνιτικές μονάδες καλούνται να καλύψουν την ελάχιστη ζήτηση της επόμενης εβδομάδας.

$$Load_{lignite} = \min\{D - P_{PV}\}_{7 \text{ days ahead}}$$

Οι μονάδες φυσικού αερίου επιλέγονται, έτσι ώστε να μπορούν να καλύψουν την τυπική απόκλιση το φορτίου, που προκύπτει αφού αφαιρεθούν από τη ζήτηση η παραγωγή των φωτοβολταϊκών, των αιολικών και των λιγνιτικών. Η ευελιξία των μονάδων φυσικού αερίου τις καθιστά κατάλληλες για την κάλυψη έντονων μεταβολών. Βέβαια, το μέγεθος της τυπικής απόκλισης μπορεί να είναι αρκετά μικρό σε σχέση με την απαιτούμενη ζήτηση και να εντάσσονται μονάδες φυσικού αερίου, οι οποίες δεν επαρκούν για την κάλυψη του συνόλου της ζήτησης. Κατά συνέπεια, εισάγεται το ποσοστό κάλυψης της τυπικής αυτής απόκλισης από τις μονάδες φυσικού αερίου, το ποσοστό αυτό εξισορροπεί τη σχέση μεταξύ των μεγεθών της τυπικής απόκλισης, των μονάδων φυσικού αερίου και της απαιτούμενης ζήτησης. Η εύρεση του μεγέθους του ποσοστού αυτού εκτιμάται με μία επαναληπτική διαδικασία, η οποία εκτελείται στο excel με τη βοήθεια της visual basic. Η επαναληπτική αυτή διαδικασία εκκινεί από μία τιμή του ποσοστού αυτού και αυξάνοντας το κατά το βήμα που ορίζεται, εκτελεί μέσα στον επαναληπτικό βρόγχο, την διαδικασία που έχει οριστεί για την παραγωγή των υδροηλεκτρικών, όταν το τελικό έλλειμμα ενέργειας μηδενιστεί ή όταν η τιμή του ποσοστού υπερβεί την ανώτατη επιτρεπτή, η επανάληψη σταματάει.

$$Load_{CCGT} = p * stdev(D - P_{PV} - TE - P_w)$$

- 3^ο σενάριο

Στο τρίτο σενάριο που εξετάζεται, οι λιγνιτικές μονάδες λειτουργώντας στην ονομαστική τους ισχύ, τίθενται και πάλι να καλύψουν το ελάχιστο φορτίο της προσεχούς εβδομάδας. Ταυτόχρονα, οι μονάδες φυσικού αερίου τίθενται να καλύψουν το μέσο εναπομείνον φορτίο του συστήματος, δηλαδή το φορτίο που

έχει προκύψει από την αφαίρεση της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής και των τεχνικών ελαχίστων των λιγνιτικών μονάδων από την συνολική ζήτηση. Οι λιγνιτικές μονάδες καλούνται να καλύψουν ένα φορτίο βάσης, αντίθετα οι μονάδες φυσικού αερίου εντάσσονται εκ των υστέρων προκειμένου να καλύψουν τις ώρες που παρουσιάζεται μεγαλύτερη ζήτηση και δεν μπορεί να καλυφθεί από τις ανανεώσιμες πηγές και τα τεχνικά ελάχιστα των λιγνιτικών. Οι μονάδες φυσικού αερίου παρουσιάζουν μεγαλύτερη ευελιξία και κατά συνέπεια μπορούν να καλύψουν εντονότερες μεταβολές από ότι τα λιγνιτικά, επομένως εντάσσονται στο σύστημα προκειμένου να είναι σε θέση να καλύψουν το εναπομείνον κυμαινόμενο φορτίο του επόμενο εικοσιτετραώρου.

$$LOAD_{CCGT} = \text{mean}\{D - P_{PV} - TE - P_w\}_{24 \text{ hours ahead}}$$

4.7.2 Εφαρμογή

Η παράθεση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την επεξεργασία του υπολογιστικού εργαλείου, αναπτύσσεται παρακάτω.

Αρχικά πραγματοποιείται συγκριτική μελέτη, ώστε να επιλεγθεί ο τρόπος ένταξης των θερμικών μονάδων. Προκειμένου να οριστεί ο τρόπος με τον οποίο θα εντάσσονται οι λιγνιτικές μονάδες και οι μονάδες φυσικού αερίου, διατηρούνται οι υπόλοιπες παράμετροι σταθερές και αξιολογούνται τα αποτελέσματα που προκύπτουν για τη σημερινή κατάσταση.

Η μελέτη των εναλλακτικών τρόπων ένταξης των μονάδων γίνεται διατηρώντας σταθερές τις παρακάτω μεταβλητές:

- Η διεύθυνση των αιολικών παραμένει σταθερή (ουσιαστικά στην παρούσα κατάσταση δεν υπάρχει απόρριψη αιολικής ενέργειας εξαιτίας του ανώτατου επιτρεπόμενου ποσοστού διεύθυνσης διότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς είναι συγκριτικά μικρή):

$$\delta = 40\%$$

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερή και ίση με τη ζήτηση του 2017:

$$D = 52620 \text{ GWh}$$

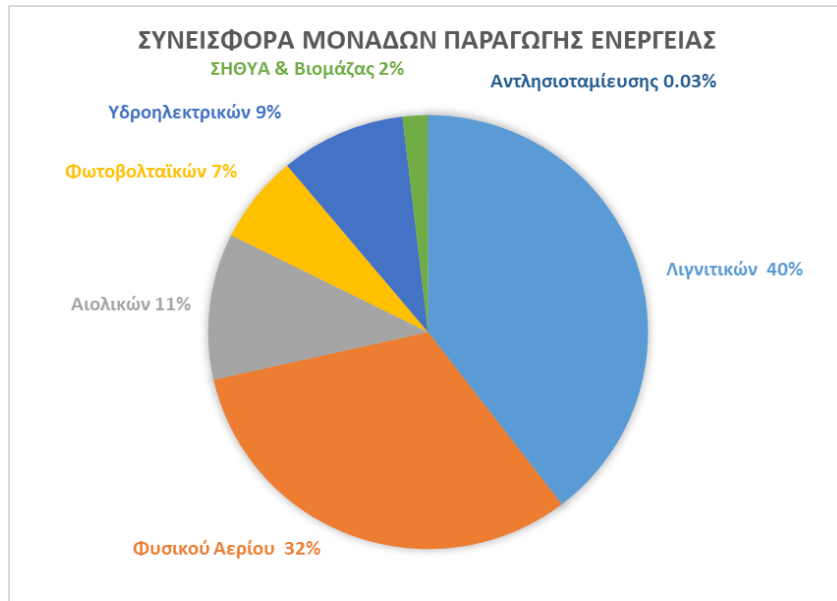
- Το υδραυλικό ύψος που εισάγεται στους υπολογισμούς της αντλησιοταμίευσης παραμένει σταθερό:

$$H = 500 \text{ mSY}$$

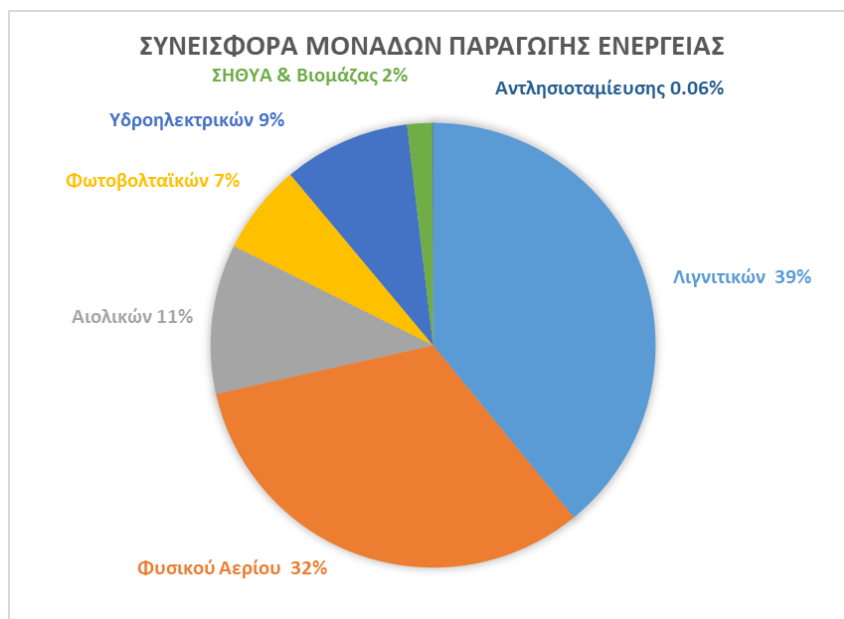
- Η εγκατεστημένη ισχύς των υδροδυναμικών μηχανών της αντλησιοταμίευσης είναι 700 MW.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι τα παρακάτω:

Σημερινή Κατάσταση-2053.17 MW



Σχήμα 4.6: 1^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση)



Σχήμα 4.7: 2^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση)



Σχήμα 4.8: 3^ο Σενάριο ένταξης θερμικών μονάδων (σημερινή κατάσταση)

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν αξιολογήθηκαν, με βάση τη συμφωνία τους με την πραγματική σημερινή κατάσταση. Επίσης, στην αξιολόγηση των αποτελεσμάτων ελήφθησαν υπόψη οι συντελεστές φορτίου των μονάδων, το έλλειμμα ενέργειας που μπορεί να παρουσιαστεί μέσα στο χρόνο και ο αριθμός των ισοδύναμων ωρών, που εντάσσονται οι μονάδες φυσικού αερίου και οι λιγνιτικές μονάδες.

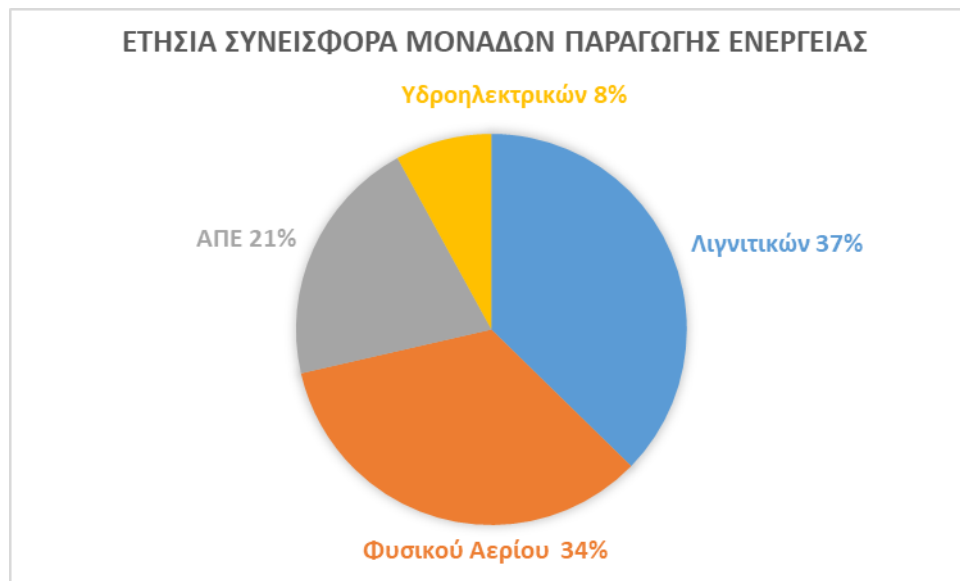
Οι παράμετροι που εξετάζονται καταγράφονται στον Πίνακα 4.6 για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση:

		1ο σενάριο	2ο σενάριο	3ο σενάριο
Συντελεστής φορτίου	Λιγνιτικές μονάδες	61%	60%	58%
	Μονάδες Φυσικού αερίου	41%	42%	43%
	Αιολικά	32%	32%	32%
	ΦΒ	16%	16%	16%
	Υδροηλεκτρικά	16%	16%	16%
	ΣΗΘΥΑ	46%	46%	45%
	Αντλησιοταμίευση	0%	0%	1%
	Βιομάζα	46%	46%	45%
EUE (MWh)		7927	0	0
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας	Λιγνιτικές μονάδες	5322	5259	5081
	Μονάδες Φυσικού αερίου	3599	3658	3807
Μέγιστη διαθέσιμη ισχύς κατά τη διάρκεια του έτους (MW)	Λιγνιτικές μονάδες	3912	3912	3912
	Μονάδες Φυσικού αερίου	4200	4500	4657
LOLE		49	0	0
ποσοστό κάλυψης τυπικής απόκλισης του φορτίου		-	310%	-

Πίνακας 4.6: Εναλλακτικά σενάρια ένταξης θερμικών μονάδων

Η συνεισφορά, στην κάλυψη της ζήτησης, κάθε μονάδας παραγωγής ενέργειας ανάλογα με τον τύπο του καυσίμου, καταγράφεται μηνιαίως από το Λειτουργό Αγοράς

Ηλεκτρικής Ενέργειας [13]. Ενδεικτικά, η ετήσια συνεισφορά κάθε τύπου μονάδας εμπεριέχεται στο γράφημα 6.4. Τα ποσοστά που καταγράφονται, έχουν προκύψει από τη μέση τιμή των μηνιαίων στοιχείων που έχει εκδώσει ο ΛΑΓΗΕ.



Σχήμα 4.9: Ποσοστό (%) στο σύνολο της ετήσιας παραγωγής ανα τύπο καυσίμου (2016)

Το 1^ο σενάριο που μελετάται, καταλήγει σε αποτελέσματα τα οποία προσεγγίζουν ικανοποιητικά την πραγματική ετήσια συνεισφορά των μονάδων παραγωγής ενέργειας. Παρόλ' αυτά παρατηρείται πως ο συντελεστής αξιοπιστίας LOLE είναι αρκετά μεγάλος, καθώς οι αποδεκτές ώρες μη κάλυψης της απαιτούμενης ζήτησης ανέρχονται στις 8. Κατά συνέπεια, δεν επιτυγχάνεται ο κατάλληλος προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση των επομένων ημερών.

Στο 2^ο σενάριο, οι συντελεστές φορτίου των μονάδων είναι, και πάλι, εντός των επιτρεπτών ορίων, δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ενέργειας καμία ώρα του χρόνου και τα πραγματικά ποσοστά συνεισφοράς των μονάδων προσεγγίζονται επαρκώς. Ταυτόχρονα, παρατηρούμε πως η μέγιστη ισχύς των εντασσόμενων μονάδων φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια του έτους είναι μικρότερη από την εγκατεστημένη και οι αντίστοιχες ώρες διαθεσιμότητας είναι ελάχιστες. Επομένως αυτός είναι ένας δείκτης που μας οδηγεί στην απόρριψη αυτού του σεναρίου. Το σενάριο αυτό απορρίπτεται, διότι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου, πρέπει να αξιοποιείται επαρκώς προκειμένου τα αποτελέσματα να ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα.

Τέλος, το 3^ο σενάριο παρατηρούμε πως οδηγεί σε ικανοποιητικά αποτελέσματα διότι οι συντελεστές φορτίου των μονάδων είναι αποδεκτοί. Επίσης, δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ενέργειας καμία ώρα του χρόνου και τέλος ο αριθμός των ωρών που εντάσσονται οι λιγνιτικές μονάδες και οι μονάδες φυσικού αερίου είναι αποδεκτός. Οι ισοδύναμες ώρες ένταξης των λιγνιτικών μονάδων είναι περισσότερες από τις ώρες των μονάδων φυσικού αερίου, το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει τη συνθήκη πως οι λιγνιτικές μονάδες αποτελούν μονάδες βάσης και οι μονάδες φυσικού αερίου μονάδες αιχμής, επομένως είναι αναμενόμενο οι μονάδες φυσικού αερίου να εντάσσονται λιγότερες ώρες.

Εν κατακλείδι, ο τρόπος ένταξης των θερμικών μονάδων που επιλέγεται είναι αυτός του τρίτου σεναρίου, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το σενάριο αυτό μπορεί να θεωρηθούν πως ανταποκρίνονται καλύτερα στην πραγματικότητα. Κατά συνέπεια, ο τρόπος ένταξης των θερμικών μονάδων που εφαρμόζεται στα μελλοντικά σενάρια είναι ίδιος με του τρίτου σεναρίου της σημερινής κατάστασης.

Κεφάλαιο 5. Αποτελέσματα προσομοίωσης

Η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και κυρίως των αιολικών, έχει ως αποτέλεσμα την ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας. Τα αντλησιοταμιευτικά έργα που χρειάζεται να κατασκευαστούν, προσδιορίζονται με γνώμονα τις περικοπές που υπάρχουν στο σύστημα. Επομένως, όσο μεγαλώνει η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών τόσο αυξάνονται οι περικοπές ενέργειας και οι ανάγκες για αποθήκευση εντείνονται.

Στις περιπτώσεις που εξετάζονται έχει θεωρηθεί πως:

- Οι μονάδες φυσικού αερίου και οι λιγνιτικές εντάσσονται με βάση το τρίτο σενάριο ένταξης
- Η διείσδυση των αιολικών παραμένει σταθερή και ίση με 40%
- Ο βαθμός αξιοποίησης της απορριπτόμενης ενέργειας είναι 60%
- Η ονομαστική ισχύς των στροβίλων είναι ίση με των αντλιών. Θεωρείται πως χρησιμοποιούνται υδροδυναμικές μηχανές μεταβλητών στροφών.
- Τα αντλησιοταμιευτικά έργα θεωρείται πως διαθέτουν διπλή σωλήνωση

5.1 Έτος 2017

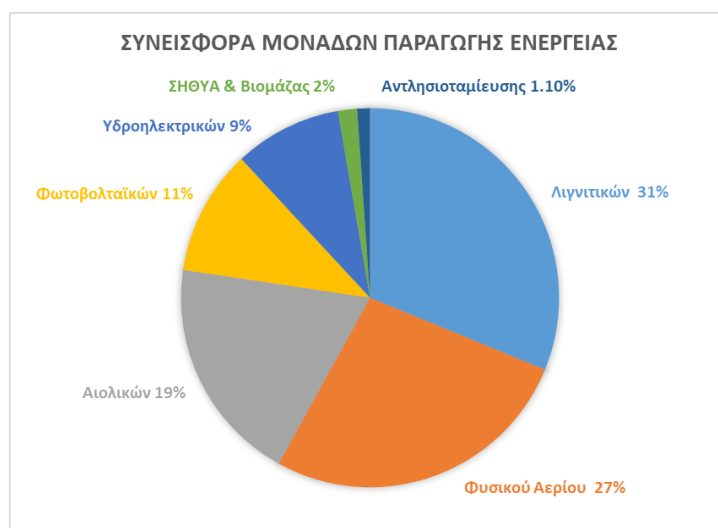
5.1.1 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 4 GW, φωτοβολταϊκών 4 GW

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών προκαλεί αύξηση και στην ονομαστική ισχύ της αντλησιοταμίευσης. Η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών είναι:

- $P_{\text{wind}} = 4000 \text{ MW}$
- $P_{\text{solar}} = 4000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.1: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 8GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.2: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-8 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 600 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 576 \text{ GWh}$
- $C.F. = 11\%$

Η μέγιστη ισχύς που μπορεί να προσδώσει στο σύστημα η αντλησιοταμίευση είναι 600 MW, ενώ η συνολικά παραγόμενη ενέργεια είναι 576 GWh. Ο συντελεστής φορτίου είναι 11%. Το ποσοστό συνεισφοράς της στην κάλυψη της ζήτησης είναι μικρό, της τάξεως του 1%, όμως η αντλησιοταμίευση εξαιτίας του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της θεωρείται μία μη βιώσιμη οικονομικά επένδυση. Παράλληλα, από την καμπύλη διάρκειας της παραγόμενης ενέργειας των στροβίλων, διαπιστώνεται η ολιγόωρη λειτουργία τους κατά την διάρκεια του έτους. Αυτής της

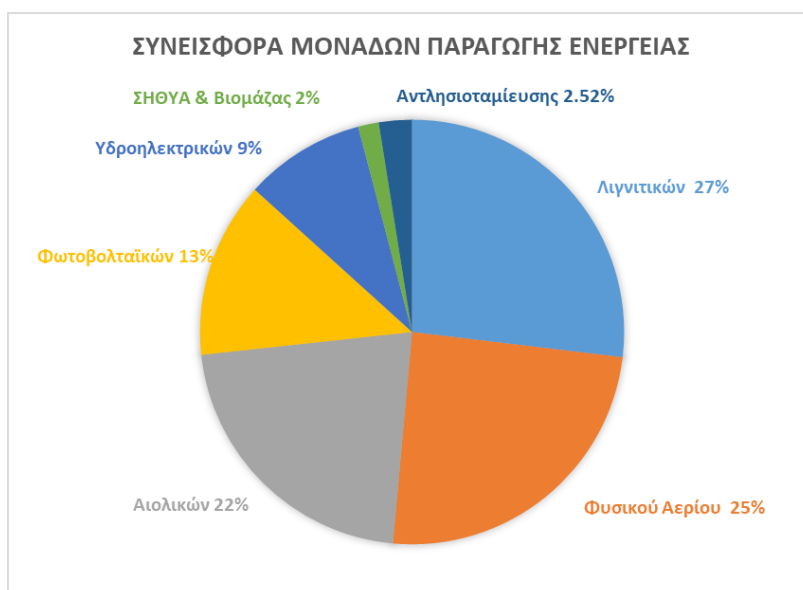
τάξεως η ανάπτυξη των ΑΠΕ, δεν προκαλεί πολλές περικοπές ενέργειας από το σύστημα, οι οποίες θα μπορέσουν να τροφοδοτήσουν και να εξασφαλίσουν την επαρκή λειτουργία των αντλησιοταμιευτικών έργων.

5.1.2 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 5 GW, φωτοβολταϊκών 5 GW

- $P_{wind} = 5000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 5000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.3: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 10 GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.4: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-10 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 900 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 1327 \text{ GWh}$
- $C.F. = 17 \%$

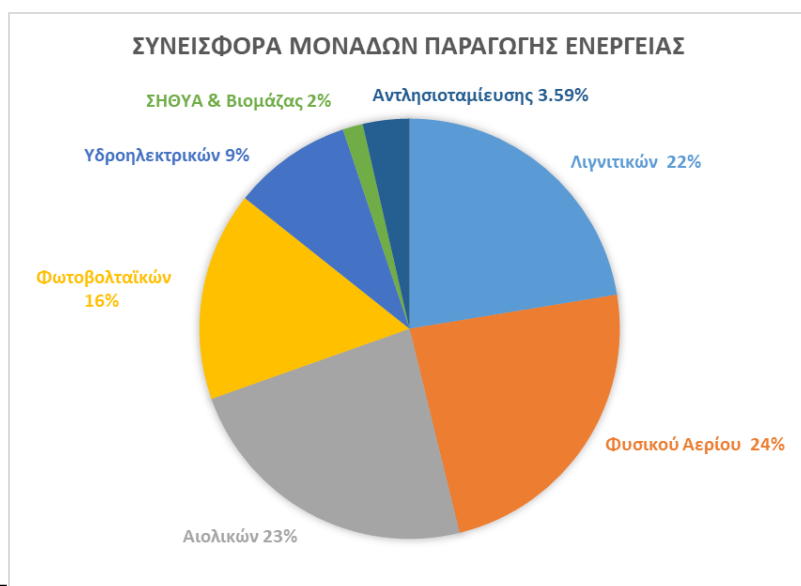
Η μεγαλύτερη αύξηση της ονομαστικής ισχύος των ανανεώσιμων πηγών, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος της αντλησιοταμίευσης και τη μείωση του πλήθους των ωρών κατά τις οποίες δεν λειτουργούν οι στρόβιλοι. Το ποσοστό συνεισφοράς της αντλησιοταμίευσης αυξάνεται και από το 1%, στο 2.52%. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταλαμβάνουν μεγαλύτερο μερίδιο στην παραγωγή ενέργειας και οι θερμικές μονάδες αναγκάζονται να λειτουργήσουν σε χαμηλότερο φορτίο. Το φορτίο στο οποίο επιβάλλεται στις θερμικές μονάδες να λειτουργήσουν είναι μικρό προκειμένου να καταστεί οικονομικά βιώσιμη η λειτουργία τους.

5.1.3 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 6 GW, φωτοβολταϊκών 6 GW

- $P_{wind} = 6000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 6000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.5: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2017- 12GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.6: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2017-8 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 900 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 1888 \text{ GWh}$
- $C.F. = 24\%$

Η μεγαλύτερη αύξηση των αιολικών, όπως έχει προαναφερθεί, συνεπάγεται την ενίσχυση της λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης. Η απορριπτόμενη ενέργεια του συστήματος αυξάνεται και τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα μπορούν να αποθηκεύσουν μεγαλύτερο ποσό ενέργειας.

5.1.4 Σύνοψη έτους 2017

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας των αντλησιοταμιευτικών έργων που υπάρχουν και την ενίσχυση της ικανότητας τους να τροφοδοτήσουν το ηλεκτρικό δίκτυο. Η αντλησιοταμίευση δρα επικουρικά στην ικανοποίηση της ζήτησης και καλύπτει μέρος των αιχμών της. Τον πρωταρχικό ρόλο για την κάλυψη των αιχμών έχουν αναλάβει τα υδροηλεκτρικά, τα οποία εντάσσονται πριν την αντλησιοταμίευση και καθορίζεται η παραγωγή τους με βάση ένα κατώτατο όριο ζήτησης, πάνω από το οποίο μπορούν να παράξουν. Στη σημερινή κατάσταση δεν θεωρείται πως υπάρχει κάποια αλλαγή στην ονομαστική ισχύ των θερμικών μονάδων, επομένως η παραγωγή τους υποκαθίσταται από τις ανανεώσιμες πηγές και τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα, με αποτέλεσμα να αναγκάζονται να λειτουργήσουν σε πολύ χαμηλό φορτίο.

Ο αριθμός των λιγνιτικών μονάδων που εντάσσονται εξαρτάται από την αύξηση της ονομαστικής ισχύος των φωτοβολταϊκών, επομένως μεταβολή στην ονομαστική ισχύ των φωτοβολταϊκών επιφέρει αλλαγές στην παραγωγή των λιγνιτικών. Η αύξηση της

εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών συνεπάγεται μείωση του ελάχιστου προς κάλυψη φορτίου, επομένως ο αριθμός των μονάδων που τίθενται σε λειτουργία είναι μικρότερος. Η επίδραση της αντλησιοταμίευσης και της αύξησης των αιολικών στην παραγωγή των λιγνιτικών, εντοπίζεται στη μείωση των ωρών που τα λιγνιτικά παράγουν πέραν των τεχνικών τους ελαχίστων.

Οι μονάδες φυσικού αερίου που εντάσσονται μειώνονται όσο αυξάνεται η παραγόμενη ισχύς των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Η παραγόμενη ενέργεια των μονάδων φυσικού αερίου, μειώνεται με την εισαγωγή της αντλησιοταμίευσης, διότι η αντλησιοταμίευση παράγει την ενέργεια που διαφορετικά θα παρήγαγαν θερμικές μονάδες.

Ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών μειώνεται σημαντικά με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος τους. Η μείωση αυτή οφείλεται στο γεγονός πως η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση των αιολικών παραμένει σταθερή, παρόλο που αυξάνεται η ισχύς τους, επομένως δεν είναι εφικτό να απορροφηθεί όλη η ενέργεια που παράγεται από τις αιολικές εγκαταστάσεις. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μπορεί να μειώνεται αρκετά, όμως η παραγόμενη αιολική ενέργεια που περικόπτεται διοχετεύεται στα αντλησιοταμιευτικά έργα. Κατά συνέπεια, ένα ποσοστό της αιολικής ενέργειας αξιοποιείται εμμέσως και δεν έχει ληφθεί υπόψη στον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών.

2017				
Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών		8000 MW	10000 MW	12000 MW
Συντελεστής φορτίου	Λιγνιτικές μονάδες	48%	41%	34%
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	35%	32%	31%
	Αιολικά	29%	26%	23%
	ΦΒ	16%	16%	16%
	Υδροηλεκτρικά	16%	16%	16%
	ΣΗΘΥΑ	41%	40%	39%
	Αντλησιοταμίευση	11%	17%	24%
	Βιομάζα	41%	40%	39%
EUE (MWh)		0	0	0
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας	Λιγνιτικές μονάδες	4197	3618	3013
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	3031	2773	2686
Μέγιστη διαθέσιμη ισχύς κατά τη διάρκεια του έτους (MW)	Λιγνιτικές μονάδες	3912	3912	3612
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	4657.3	4657.3	4657.3
LOLE (hrs)		0	0	0

Πίνακας 5.1: Αποτελέσματα 2017

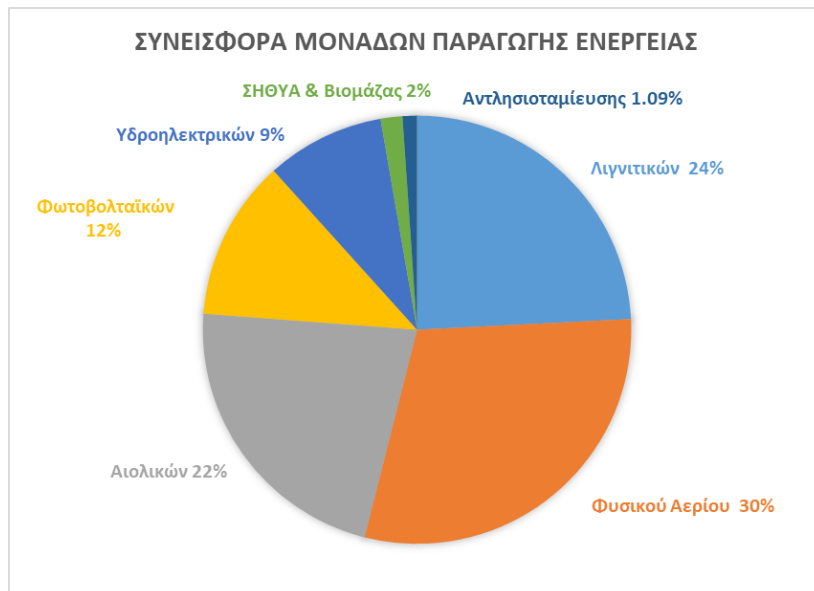
5.2 Έτος 2030

5.2.1 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 5 GW, φωτοβολταϊκών 5 GW

- $P_{wind} = 5000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 5000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.7: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 10GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.8: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-10 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 600 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 635 \text{ GWh}$
- $C.F. = 12 \%$

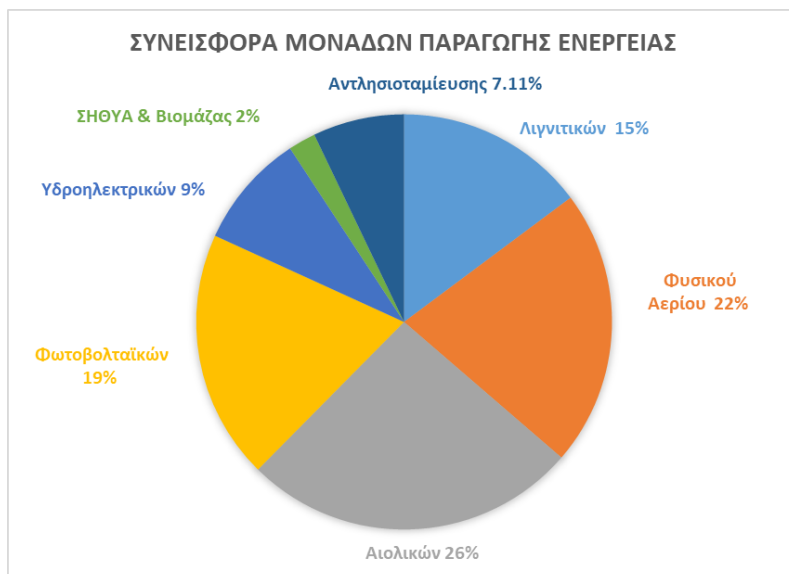
Το 2030 θεωρείται πως η ζήτηση έχει αυξηθεί κατά 10% και πως πραγματοποιείται το προβλεπόμενο κλείσιμο των λιγνιτικών μονάδων.. Σε αυτήν την εξεταζόμενη περίπτωση παρατηρείται αύξηση της παραγόμενης ενέργειας των μονάδων φυσικού αερίου. Οι μονάδες φυσικού αερίου τίθενται να καλύψουν τη μείωση της ισχύος των λιγνιτικών μονάδων, επομένως το μερίδιο συνεισφοράς τους αυξάνεται. Οι περικοπές ενέργειας δεν είναι μεγάλες, επομένως η αντλησιοταμίευση δεν μπορεί να αποθηκεύσει ικανό πόσο ενέργειας προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες του συστήματος. Ταυτόχρονα, οι ανανεώσιμες πηγές υποκαθιστούν μέρος της παραγωγής των λιγνιτικών μονάδων. Η ζήτηση μπορεί να καλυφθεί από τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής και δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ενέργειας, όμως το ποσοστό συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να παρουσιάσει περαιτέρω αύξηση.

5.2.2 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 8 GW, φωτοβολταϊκών 8 GW

- $P_{wind} = 8000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 8000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.9: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 16 GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.10: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-16 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 1500 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 4137 \text{ GWh}$
- $C.F. = 31 \%$

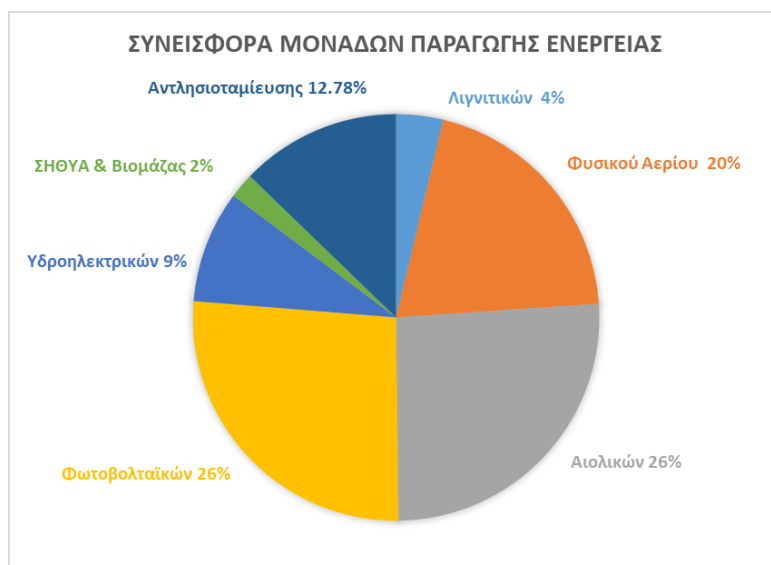
Οι ανανεώσιμες πηγές, στην εξεταζόμενη περίπτωση, καλύπτουν μεγαλύτερο μερίδιο της ζήτησης και ταυτόχρονα, εξαιτίας της αύξησης τους, η αντλησιοταμίευση μπορεί να αποθηκεύσει μεγαλύτερο ποσό ενέργειας. Επίσης ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας της αντλησιοταμίευσης είναι πάνω από το κατώτατο αποδεκτό όριο, προκειμένου η επένδυση να είναι οικονομικά συμφέρουσα (25%). Η συνεισφορά των θερμικών μονάδων μειώνεται και οι ανανεώσιμες πηγές μαζί με τα υδροηλεκτρικά καλύπτουν περισσότερο από το 50% της ενέργειας.

5.2.3 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 11 GW, φωτοβολταϊκών 11 GW

- $P_{wind} = 11000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 11000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.11: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2030- 22 GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.12: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2030-22 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 2400 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 7437 \text{ GWh}$
- $C.F. = 35 \%$

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών στα 22 GW έχει ως επακόλουθο τη μεγάλη μείωση της συμμετοχής των θερμικών μονάδων και την κυριαρχία των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό ισοζύγιο. Ειδικότερα, η λειτουργία των θερμικών μονάδων, περιορίζεται αρκετά με αποτέλεσμα να κρίνεται αντισυμβαλλόμενη η λειτουργία τους. Η συνεισφορά των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών

έργων στο ενεργειακό ισοζύγιο, αυξάνεται σημαντικά εξαιτίας των μεγάλων περικοπών που σημειώνονται. Σύμφωνα με την καμπύλη διάρκειας της παραγωγής των στροβίλων, παρατηρούμε πως τα αντλησιοταμιευτικά έργα είναι σε θέση να καλύψουν το φορτίο πολλές ώρες κατά την διάρκεια του έτους.

5.2.4 Σύνοψη έτους 2030

2030				
Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών		10000 MW	16000 MW	22000 MW
Συντελεστής φορτίου	Λιγνιτικές μονάδες	84%	52%	13%
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	38%	28%	26%
	Αιολικά	30%	22%	16%
	ΦΒ	16%	16%	16%
	Υδροηλεκτρικά	17%	17%	17%
	ΣΗΘΥΑ	46%	60%	56%
	Αντλησιοταμίευση	12%	31%	35%
	Βιομάζα	46%	59%	56%
EUE (MWh)		0	0	0
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας	Λιγνιτικές μονάδες	7398	4518	1144
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	3325	2410	2257
Μέγιστη διαθέσιμη ισχύς κατά τη διάρκεια του έτους (MW)	Λιγνιτικές μονάδες	1904	1904	1904
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	5204.3	5204.3	5204.3
LOLE (hrs)		0	0	0

Πίνακας 5.2: Αποτελέσματα 2030

Στα παραπάνω εξεταζόμενα σενάρια για το έτος 2030, παρατηρούμε πως η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών, έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της συνεισφοράς των θερμικών μονάδων. Στην ακραία περίπτωση των 22 GW, η δυνάμενη να παραχθεί ενέργεια από τις λιγνιτικές μονάδες δεν αξιοποιείται επαρκώς. Ο συντελεστής φορτίου των λιγνιτικών μονάδων μειώνεται δραματικά, με αποτέλεσμα οι μονάδες να υπολειπούνται, παρόλο που η συνολική εγκατεστημένη τους ισχύ έχει μειωθεί σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση.

Οι μονάδες φυσικού αερίου είναι αυτές που τίθενται να καλύψουν τις διακυμάνσεις των ανανεώσιμων πηγών. Η ονομαστική τους ισχύ αυξάνεται σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση. Ο συντελεστής φορτίου και η συνεισφορά των μονάδων φυσικού αερίου μειώνεται, όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων και της αντλησιοταμίευσης. Η ύπαρξη των μονάδων φυσικού αερίου είναι απαραίτητη, παρόλο που ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας τους πέφτει, διότι με την ευελιξία που παρουσιάζουν, αποτελούν βασικό παράγοντα στην αντιμετώπιση των έντονων διακυμάνσεων στην παραγωγή των αιολικών.

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών, σε συνδυασμό με τη διατήρηση του ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης σταθερού, έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών. Η

εγκατεστημένη ισχύς της αντλησιοταμίευσης αυξάνεται εξαιτίας των μεγαλύτερων περικοπών ενέργειας και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας της βελτιώνεται σημαντικά, καθιστώντας τη λειτουργία της περισσότερο αποδοτική. Το μερίδιο της αντλησιοταμίευσης στο ενεργειακό ισοζύγιο, μεγαλώνει σημαντικά με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, παρατηρείται η αύξηση των ωρών συμμετοχής της στην παραγωγή, επομένως εξασφαλίζεται η δυνατότητα υποστήριξης του συστήματος και η καλύτερη απόκριση του στις έντονες διακυμάνσεις, καθώς ο χρόνος απόκρισης των υδροηλεκτρικών μονάδων είναι μικρός.

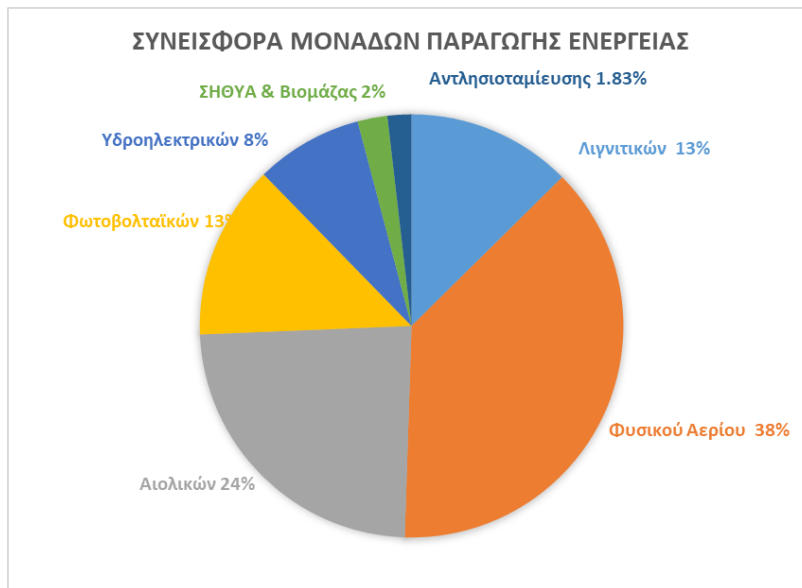
5.3 Έτος 2050

5.3.1 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 6 GW, φωτοβολταϊκών 6 GW

- $P_{\text{wind}} = 6000 \text{ MW}$
- $P_{\text{solar}} = 6000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.13: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050- 12 GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.14: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050- 12 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 900 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 1161 \text{ GWh}$
- $C.F. = 15 \%$

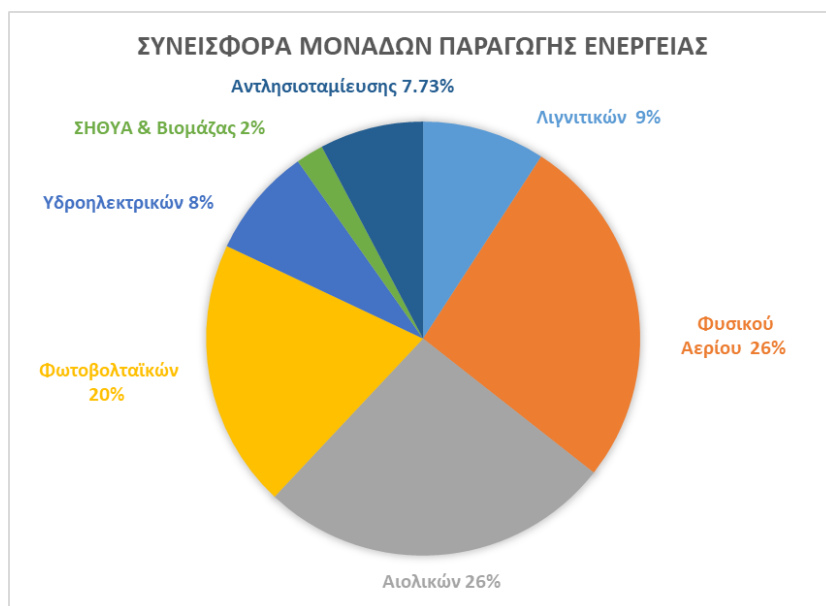
Στη συγκεκριμένη περίπτωση, η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν επαρκεί προκειμένου να καλύψει την αύξηση της ζήτησης και τη μείωση των λιγνιτικών μονάδων βάσης. Επομένως, οι μονάδες φυσικού αερίου πρέπει να αναλάβουν το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου. Η αντλησιοταμίευση έχει μικρή αποθηκευτική ικανότητα, εξαιτίας των μειωμένων περικοπών, επομένως η ενέργεια που προσδίδει στο σύστημα είναι μικρής τάξεως.

5.3.2 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 9 GW, φωτοβολταϊκών 9 GW

- $P_{wind} = 9000 \text{ MW}$
- $P_{solar} = 9000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.15: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050- 18GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.16: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050 - 18 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 1800 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 4907 \text{ GWh}$
- $C.F. = 31 \%$

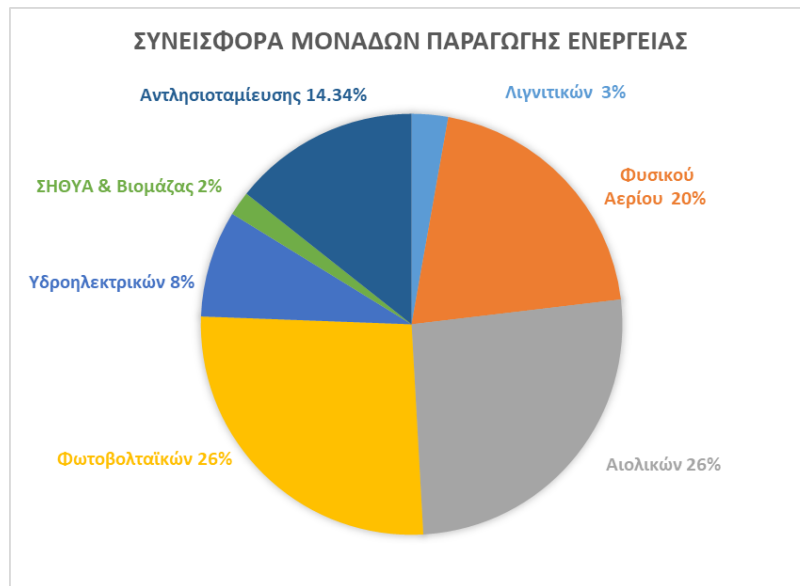
Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας της αντλησιοταμίευσης αυξάνεται αρκετά, επομένως η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών και οι περικοπές ενέργειας τους, στην προκειμένη περίπτωση, δρα ευεργετικά στη λειτουργία των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών. Το ποσοστό συνεισφοράς των θερμικών μονάδων μειώνεται και το βασικότερο ρόλο κατέχουν οι ανανεώσιμες πηγές, με το συνολικό μερίδιο τους να ανέρχεται στο 50% της ζήτησης. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών μειώνεται σημαντικά, η μείωση αυτή οφείλεται στην αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αλλά στην διατήρηση του ίδιου ποσοστού διείσδυσης, κατά συνέπεια η απορροφούμενη ενέργεια των αιολικών δεν μπορεί να παρουσιάσει την ανάλογη αύξηση. Επίσης, το ποσοστό συνεισφοράς της αντλησιοταμίευσης είναι αρκετά μεγάλο και πάλι εξαιτίας του χαμηλού ποσοστού διείσδυσης των αιολικών, η περίσσεια ενέργεια που περικόπτεται αποθηκεύεται στις δεξαμενές υπό τη μορφή δυναμικής ενέργειας και στη συνέχεια διοχετεύεται στο σύστημα.

5.3.3 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών 12 GW, φωτοβολταϊκών 12 GW

- $P_{\text{wind}} = 12000 \text{ MW}$
- $P_{\text{solar}} = 12000 \text{ MW}$



Σχήμα 5.17: Καμπύλη διάρκειας παραγόμενης ενέργειας στροβίλων (έτος 2050 – 24 GW ΑΠΕ)



Σχήμα 5.18: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο (έτος 2050 - 24 GW ΑΠΕ)

Τα βασικά μεγέθη που προκύπτουν είναι:

- $P_{nom} = 2700 \text{ MW}$
- $E_{an.} = 9103 \text{ GWh}$
- $C.F. = 38 \%$

Η μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και των φωτοβολταϊκών μειώνουν σε μεγάλο ποσοστό τη συμμετοχή των θερμικών μονάδων. Η αντλησιοταμίευση κατέχει βασικό ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης και αξιοποιείται μεγάλο ποσοστό των δυνατοτήτων της. Συνολικά, η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών έχει ως αποτέλεσμα την επίτευξη του επιδιωκόμενου στόχου για μείωση της παραγόμενης ενέργειας από θερμικές μονάδες και βασικό ρόλο αναλαμβάνουν και τα αντλησιοταμιευτικά έργα στην κάλυψη της ζήτησης. Η απορριπτόμενη ενέργεια, παρόλο που συμβάλει στην καλύτερη λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων, είναι υπερβολικά μεγάλη, καθώς το ποσοστό της στην συνολικά παραγόμενη προσεγγίζει το 50%.

5.3.4 Σύνοψη έτους 2050

2050				
Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών		12000 MW	18000 MW	22000 MW
Συντελεστής φορτίου	Λιγνιτικές μονάδες	89%	64%	20%
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	53%	37%	28%
	Αιολικά	29%	21%	16%
	ΦΒ	16%	16%	16%
	Υδροηλεκτρικά	17%	17%	17%
	ΣΗΘΥΑ	69%	63%	57%
	Αντλησιοταμίευση	15%	31%	38%
	Βιομάζα	69%	63%	57%
EUE (MWh)		1421	697	3935
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας	Λιγνιτικές μονάδες	7753	5638	1718
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	4625	3225	2479
Μέγιστη διαθέσιμη ισχύς κατά τη διάρκεια του έτους (MW)	Λιγνιτικές μονάδες	1031	1031	1031
	Μονάδες Φυσικού Αερίου	5204.3	5204.3	5204.3
LOLE (hrs)		8	4	9

Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα 2050

Η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση της παραγωγής των θερμικών μονάδων και την αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας και συνεισφοράς της αντλησιοταμίευσης. Οι δείκτες LOLE και EUE παρατηρούμε πως δεν ακολουθούν γραμμική συμπεριφορά, αυτό οφείλεται στο γεγονός πως η μέθοδος ένταξης των θερμικών μονάδων δεν μπορεί να ακολουθήσει τις έντονες διακυμάνσεις που σημειώνονται λόγω της μεγάλης διείσδυσης των αιολικών. Αναλυτικότερα, μέσα στην εξεταζόμενη εβδομάδα υπάρχει η πιθανότητα η διαφορά του ελάχιστου και του μέγιστου φορτίου να είναι εξαιρετικά μεγάλη, με αποτέλεσμα να εντάσσονται λιγότερες μονάδες (με βάση τις παραδοχές ένταξης που πραγματοποιήθηκαν στη συγκεκριμένη μελέτη) με αποτέλεσμα να μην μπορεί να καλυφθεί το απαραίτητο φορτίο. Οι τιμές που έχουν προκύψει είναι εντός των αποδεκτών ορίων, επομένως δεν επανεξετάζεται η ένταξη των θερμικών μονάδων.

Η παραγόμενη ενέργεια από φυσικό αέριο και λιγνίτη, όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών, μειώνεται. Οι στόχοι επιτυγχάνονται για την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών, όμως η λειτουργία των θερμικών μονάδων είναι πολύ μικρότερη της οικονομοτεχνικά αποδεκτής. Η ύπαρξη των θερμικών μονάδων, παρόλο που η λειτουργία τους δεν συμβάλει στην επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων, είναι απαραίτητη προκειμένου να εξασφαλιστεί η απαιτούμενη ευστάθεια στο σύστημα.

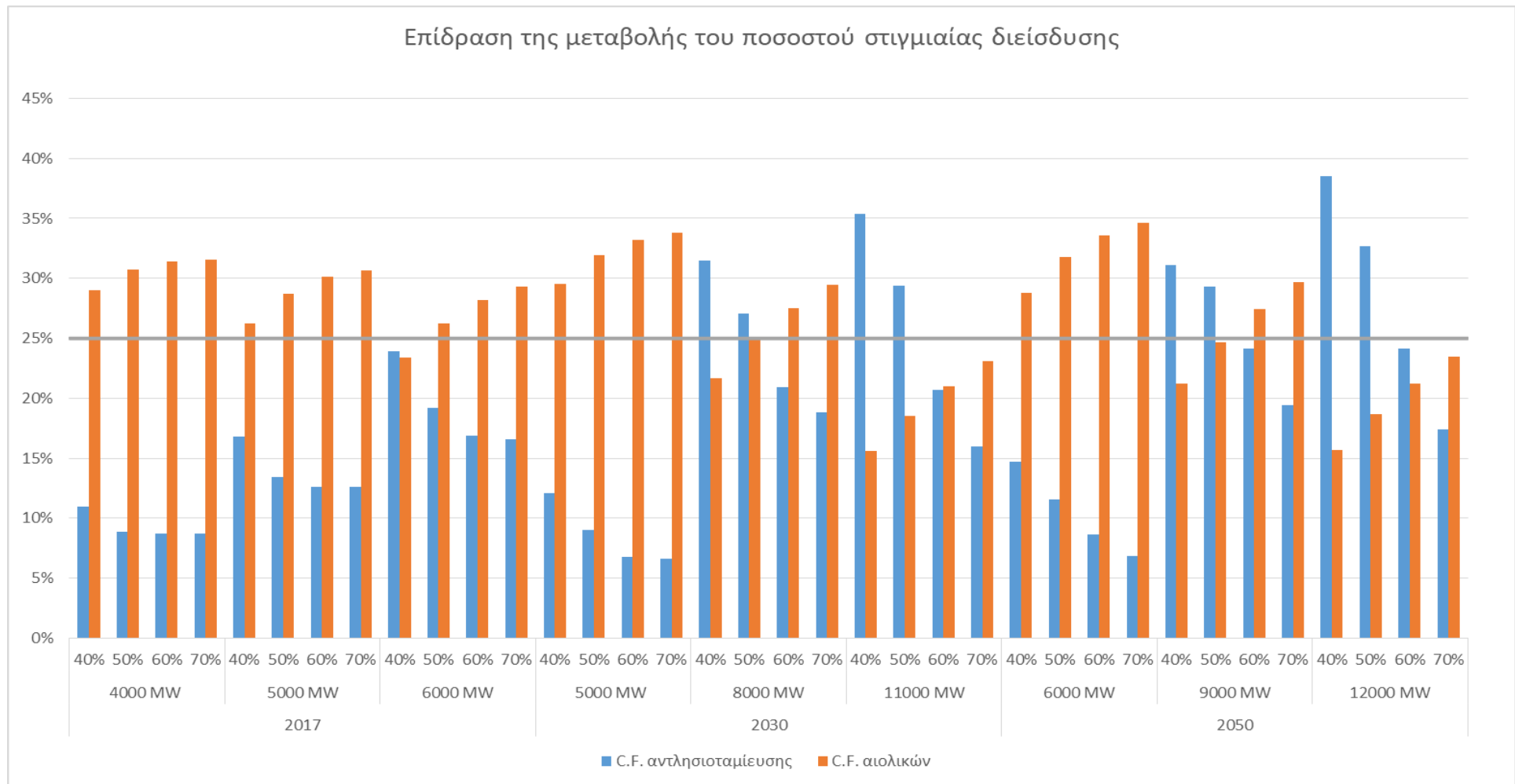
Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών, όπως έχει προαναφερθεί μειώνεται σημαντικά, όμως με την παράλληλη χρήση της αντλησιοταμίευσης μεγάλο μέρος της περίσσειας αιολικής ενέργειας δεν απορρίπτεται από το σύστημα. Παράλληλα, πρέπει να σημειωθεί πως ο συντελεστής διείσδυσης των αιολικών πρέπει

να αυξηθεί σε τέτοιου μεγέθους εγκατεστημένη ισχύ, επομένως είναι και αυτός ένας παράγοντας που συμβάλλει στη διατήρηση σχετικά μικρής συνεισφοράς και συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών εγκαταστάσεων.

Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αντλησιοταμιευτικών έργων, παρατηρούμε πως αυξάνεται σημαντικά με τη δημιουργία περισσότερων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών. Όπως είναι φυσικό, η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών έχει ως επακόλουθο τις περισσότερες περικοπές ενέργειας και την καλύτερη λειτουργία των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων. Οι ώρες που η αντλησιοταμίευση μπορεί να συνεισφέρει στο σύστημα (ειδικά στην περίπτωση των 22 GW εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ) αυξάνονται σημαντικά και τα έργα αποκτούν κυρίαρχο ρόλο στο ενεργειακό ισοζύγιο, διότι ουσιαστικά επιστρέφουν την απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, η οποία κυμαίνεται σε πολύ υψηλά επίπεδα.

5.4 Ανάλυση ευαισθησίας - Ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης αιολικών

Η μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών σε συνδυασμό με τη μεγάλη διασπορά τους, επιτρέπουν να αυξηθεί το ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών στο δίκτυο. Βασικός στόχος είναι η αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών, επομένως η διείσδυση των αιολικών πρέπει να αυξηθεί σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση. Η αύξηση της διείσδυσης των αιολικών ακολουθείται από την εισαγωγή της αποθήκευσης ενέργειας για τη διαφύλαξη της ευστάθειας του συστήματος. Ταυτόχρονα, η μείωση των μη ευέλικτων λιγνιτικών μονάδων και η εκτεταμένη χρήση των μονάδων φυσικού αερίου, προσφέρουν περισσότερη ευελιξία στο σύστημα προκειμένου να είναι εφικτή η αντιμετώπιση των απότομων αλλαγών στην παραγωγή ενέργειας, εξαιτίας των ανανεώσιμων πηγών.



Σχήμα 5.19: Επίδραση του ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών

		Αντλησιοταμίευση			Αιολικά	
		E (GWh)	C.F.	P _{nom} (MW)	E (GWh)	C.F.
ΣΚ-4000 MW	δ=40%	576	0.11	600	10166	0.29
	δ=50%	467	0.09	600	10755	0.31
	δ=60%	459	0.09	600	11012	0.31
	δ=70%	459	0.09	600	11053	0.32
ΣΚ-5000 MW	δ=40%	1327	0.17	900	11492	0.26
	δ=50%	1058	0.13	900	12565	0.29
	δ=60%	994	0.13	900	13191	0.30
	δ=70%	993	0.13	900	13429	0.31
ΣΚ-6000 MW	δ=40%	1888	0.24	900	12315	0.23
	δ=50%	1511	0.19	900	13804	0.26
	δ=60%	1332	0.17	900	14818	0.28
	δ=70%	1305	0.17	900	15391	0.29
2030- 5000 MW	δ=40%	636	0.12	600	12943	0.30
	δ=50%	476	0.09	600	13983	0.32
	δ=60%	354	0.07	600	14541	0.33
	δ=70%	348	0.07	600	14795	0.34
2030- 8000 MW	δ=40%	4137	0.31	1500	15170	0.22
	δ=50%	2843	0.27	1200	17474	0.25
	δ=60%	2197	0.21	1200	19279	0.28
	δ=70%	1981	0.19	1200	20635	0.29
2030- 11000 MW	δ=40%	7437	0.35	2400	15054	0.16
	δ=50%	5406	0.29	2100	17840	0.19
	δ=60%	3807	0.21	2100	20222	0.21
	δ=70%	2942	0.16	2100	22240	0.23
2050- 6000 MW	δ=40%	1162	0.15	900	15134	0.29
	δ=50%	606	0.12	600	16690	0.32
	δ=60%	453	0.09	600	17657	0.34
	δ=70%	361	0.07	600	18195	0.35
2050- 9000 MW	δ=40%	4908	0.31	1800	16754	0.21
	δ=50%	3846	0.29	1500	19460	0.25
	δ=60%	3175	0.24	1500	21658	0.27
	δ=70%	2549	0.19	1500	23390	0.30
2050- 12000 MW	δ=40%	9103	0.38	2700	16499	0.16
	δ=50%	6869	0.33	2400	19608	0.19
	δ=60%	5075	0.24	2400	22309	0.21
	δ=70%	3653	0.17	2400	24646	0.23

Πίνακας 5.4: Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης αιολικών

Η επίδραση του ποσοστού διείσδυσης των αιολικών είναι αισθητή στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια και στην παραγόμενη ενέργεια των στροβίλων. Η αύξηση του ποσοστού διείσδυσης έχει ως συνέπεια τη μείωση των περικοπών αιολικής ενέργειας. Κατά συνέπεια, η ενέργεια που διοχετεύεται στα αντλησιοταμιευτικά έργα μειώνεται και αυξάνεται το μερίδιο της συνεισφοράς των αιολικών εγκαταστάσεων. Η διεξαγωγή της διαδικασίας έχει γίνει διατηρώντας την παραδοχή, πως το ποσοστό της ενέργειας που δεσμεύεται στις αντλίες είναι ίσο με το 60% της συνολικής ενέργειας που απορρίπτεται.

Ταυτόχρονα, οι πραγματικοί συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών και της αντλησιοταμίευσης μεταβάλλονται αισθητά ανάλογα με την επιτρεπόμενη διείσδυση των αιολικών. Η αύξηση της διείσδυσης, όπως είναι φυσικό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών και τη μείωση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της αντλησιοταμίευσης.

Οι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας μεταβάλλονται αισθητά, όμως οι τιμές τους πρέπει να διατηρούνται εντός κάποιων προκαθορισμένων ορίων. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ των τιμών 25% και 35% προκειμένου να είναι οικονομικά βιώσιμη επένδυση [31]. Παράλληλα, ο θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών πρέπει να κυμαίνεται και αυτός μεταξύ 25% και 35% [58], επομένως ο πραγματικός συντελεστής πρέπει να είναι όσο μεγαλύτερος γίνεται προκειμένου να προσεγγίζει το θεωρητικό. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, που προέκυψαν από τη συγκριτική μελέτη όλων των εναλλακτικών σεναρίων, οι ευνοϊκότερες τιμές του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών, παρουσιάζονται όταν η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι μεσαίου μεγέθους και το ποσοστό διείσδυσης των αιολικών είναι της τάξεως του 50%-60%. Πρέπει να υπενθυμιστεί, πως το μέγεθος της αντλησιοταμίευσης εξαρτάται μόνο από τις μεταβολές στις περικοπές ενέργειας και όχι από τις μεταβολές στο ποσοστό των περικοπών που παραλαμβάνονται από τις αντλίες.

5.5 Επιλογή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για τα έτη αναφοράς

Η συγκριτική μελέτη των παραπάνω περιπτώσεων με γνώμονα την επαρκή εκμεταλλευσιμότητα των αιολικών, της αντλησιοταμίευσης και την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος, καταλήγει στην ακαταλληλότητα ορισμένων περιπτώσεων.

5.5.1 Σημερινή κατάσταση

Το ηλεκτρικό σύστημα της υφιστάμενης κατάστασης διαθέτει επαρκείς μονάδες παραγωγής ενέργειας, προκειμένου να μπορέσουν να καλυφθούν οι ανάγκες ηλεκτρικής ισχύος. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών με την ταυτόχρονη διατήρηση όλων των υπαρχουσών θερμικών μονάδων, έχει ως αποτέλεσμα τη μειωμένη παραγωγή των μονάδων. Επομένως, ο συντελεστής φορτίου των θερμικών μονάδων μειώνεται και οι ανανεώσιμες πηγές υποκαθιστούν μέρος της παραγόμενης ενέργειας τους. Παράλληλα, τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα, εάν η περίσσεια ενέργεια που απορρίπτεται δεν είναι επαρκής, υπερδιαστασιολογούνται προκειμένου να είναι εφικτή η δέσμευση της ισχύος με αποτέλεσμα, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας να κυμαίνεται σε χαμηλά και μη αποδεκτά επίπεδα. Η μεγάλη αύξηση της συνεισφοράς των αιολικών και των φωτοβολταϊκών έχει ως αποτέλεσμα την αντικοινωνική λειτουργία των θερμικών μονάδων, και οδηγεί σε κορεσμό του συστήματος. Επομένως, το σενάριο που επιλέγεται να αξιολογηθεί για την υφιστάμενη κατάσταση είναι το σενάριο μικρής αύξησης των ΑΠΕ, δηλαδή συνολικής εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών και αιολικών της τάξεως των 8 GW.

5.5.2 Έτος 2030

Το 2030 η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων μειώνεται, επομένως υπάρχει μεγαλύτερη ευελιξία σε σχέση με την εγκαταστημένη ισχύ των ανανεώσιμων πηγών. Το καλύτερο σενάριο, όπως φαίνεται και από τα αποτελέσματα, είναι αυτό των 16 GW εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών.

Αναλυτικότερα, στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύος των 5 GW αιολικών και 5 GW φωτοβολταϊκών, οι ώρες που περικόπεται ενέργεια είναι λίγες και δεν είναι δυνατή η απαιτούμενη πληρότητα της δεξαμενής. Οι στρόβιλοι μπορούν να παράξουν περισσότερες ώρες, όμως η ενέργεια που δίνουν είναι μικρής τάξεως. Κατά συνέπεια, η εκμετάλλευση του έργου δεν είναι ικανοποιητική. Όπως είναι φυσικό, όσο αυξάνεται το ποσοστό διείσδυσης των αιολικών, οι περικοπές μειώνονται περισσότερο. Η αιολική ενέργεια διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο και η ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί μέσω των αντλιών μειώνεται. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών έχει υψηλές τιμές, διότι η εγκατεστημένη ισχύς είναι σχετικά μικρή και μπορεί να απορροφηθεί μεγάλο ποσοστό της ενέργειας από το δίκτυο. Συμπερασματικά, η μεγάλη συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών δεν μπορεί να επιτευχθεί και η αντλησιοταμίευση δεν μπορεί, εξαιτίας των χαμηλών περικοπών, να συνδράμει ουσιαστικά στη λειτουργία του συστήματος, κατά συνέπεια οι συνθήκες λειτουργίας της δεν την καθιστούν οικονομικά βιώσιμη επένδυση.

Στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύος των 8 GW το 2030, οι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας είναι πιο κοντά στα ορισμένα ως αποδεκτά όρια. Ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών, έχει μειωθεί σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση, όμως με ποσοστό διείσδυσης 50% φτάνει σε αποδεκτά επίπεδα. Ταυτόχρονα η αντλησιοταμίευση αξιοποιείται επαρκώς, διότι οι περικοπές αυξάνονται εξαιτίας της αύξησης των αιολικών, κατά συνέπεια μπορεί να συνδράμει περισσότερο στο ενεργειακό ισοζύγιο. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας της αντλησιοταμίευσης, στην περίπτωση του ποσοστού διείσδυσης 50%, είναι 27% και η ονομαστική ισχύς των στροβίλων 1500 MW, δηλαδή είναι μία επένδυση οικονομικά βιώσιμη.

Η εγκατεστημένη ισχύς των 11 GW, σύμφωνα με τα αποτελέσματα είναι μεγάλη και έτσι δεν απορροφάται η αιολική ενέργεια που απαιτείται έτσι ώστε να θεωρηθεί πως αξιοποιείται επαρκώς σε σχέση με τις δυνατότητες των εγκαταστάσεων. Επίσης, η αντλησιοταμίευση μπορεί να παρουσιάζει πολύ υψηλό δείκτη εκμετάλλευσης, στην περίπτωση της διείσδυσης του 40%, όμως στην ίδια περίπτωση ο αντίστοιχος δείκτης των αιολικών είναι εκτός των ορίων. Επιπροσθέτως, θεωρώντας πως η ονομαστική ισχύς των ανανεώσιμων θα είναι αυτής της τάξεως, η παραγωγή των λιγνιτικών μονάδων μειώνεται δραστικά με αποτέλεσμα ο συντελεστής φορτίου τους να φτάνει το 12%. Με τα δεδομένα αυτά, θα μπορούσε να εξεταστεί η μείωση του αριθμού των λιγνιτικών μονάδων, εάν η ονομαστική ισχύς των ανανεώσιμων πηγών ήταν αυτής της τάξεως.

Στο έτος αναφοράς 2030, επιλέγεται το σενάριο μεσαίας αύξησης εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, διότι στα άλλα σενάρια είτε υπερφορτίζονται οι θερμικές μονάδες και δεν παρουσιάζεται η επιθυμητή συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών στο

ενεργειακό ισοζύγιο, είτε η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι μεγάλη με αποτέλεσμα να υπολειμθούν οι θερμικές μονάδες και να μην επιτυγχάνεται η επιθυμητή αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας των ΑΠΕ.

5.5.3 Έτος 2050

Η επισκόπηση όλων των εξεταζόμενων σεναρίων για το 2050 καταλήγει στα ακόλουθα συμπεράσματα: η εγκατεστημένη ισχύς των 12 GW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών δεν επαρκεί προκειμένου να καλυφθεί ικανό ποσό της ζήτησης από ανανεώσιμες πηγές, επομένως οι θερμικές μονάδες αναλαμβάνουν τον κυρίαρχο ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης. Ταυτόχρονα, οι περικοπές ενέργειας αδυνατούν να προμηθεύσουν τα αντλησιοταμειυτικά έργα με επαρκή ενέργεια και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας τους είναι μικρός. Επίσης, ο δείκτης LOLE είναι οριακά εντός των ωρών, κατά τις οποίες είναι αποδεκτό να μην καλυφθεί το ζητούμενο φορτίο.

Στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύος των 18 GW, οι συντελεστές φορτίου των θερμικών μονάδων κυμαίνονται σε αποδεκτά όρια και επιτυγχάνεται η κάλυψη της ζήτησης. Η επίτευξη της επαρκούς εκμεταλλευσιμότητας της αιολικής ενέργειας, προϋποθέτει την αύξηση του ποσοστού στιγμιαίας διείσδυσης στο 50%. Παρόλο που οι περικοπές ενέργειας μειώνονται, εξακολουθούν να είναι ικανοποιητικές ώστε να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων.

Στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύος 24 GW ανανεώσιμων πηγών, οι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας είναι αρκετά μικροί, επομένως σε αυτή τη περίπτωση η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι πολύ μεγάλη και δεν είναι δυνατή η απορρόφηση ενός ικανού ποσού αιολικής ενέργειας σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ.

Εν τέλει, για το εξεταζόμενο έτος του 2050, προκειμένου να υπάρξει επαρκής κάλυψη της ζήτησης και το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών να αυξηθεί ώστε να ικανοποιηθούν οι προβλεπόμενοι στόχοι, επιλέγεται η εγκατεστημένη ισχύς των μη ελεγχόμενης εξόδου φωτοβολταϊκών και αιολικών να είναι 18 GW.

5.6 Ανάλυση ευαισθησίας - εγκατεστημένη ισχύς αντλιών

Το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες, έχει άμεση σχέση με τη διαστασιολόγηση τους. Η υπερδιαστασιολόγηση του έργου μπορεί να οδηγήσει σε μία ασύμφορη οικονομικά επένδυση, ενώ η υποδιαστασιολόγηση να έχει ως αποτέλεσμα την ανεπαρκή αξιοποίηση των αντίστοιχων προοπτικών που υπάρχουν. Στην περίπτωση των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων, εξαιτίας της απουσίας συγκεκριμένου θεσμικού πλαισίου για την αποζημίωση των αντλητικών σταθμών, η οικονομική βιωσιμότητα μπορεί να αξιολογηθεί με βάση τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας.

Στην παρακάτω ανάλυση ευαισθησίας εξετάζεται η επίδραση του ποσοστού της ενέργειας που παραλαμβάνουν οι αντλίες στην παραγόμενη ενέργεια και κατά συνέπεια στο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του έργου.

Οι τιμές του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αντλητικών μονάδων, εκφρασμένου ως προς την εγκατεστημένη ισχύ των υδροστροβίλων, επιδιώκεται να κυμαίνονται μεταξύ 25% και 35%. Εάν ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας είναι εντός αυτών των ορίων η επένδυση, σε ένα αντλητικό έργο, θεωρείται βιώσιμη. Στην περίπτωση που τα αντλησιοταμειυτικά έργα κατασκευάζονται προκειμένου να μπορέσουν να καλύψουν τις ανάγκες του συστήματος και χρησιμοποιούνται ως ασφαλιστική δικλείδα σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μπορεί να φτάσει και σε χαμηλότερες τιμές. Στις εξεταζόμενες περιπτώσεις, όμως επιδιώκεται ο αξιοποίηση των έργων να είναι κοντά στα επίπεδα που την ορίζουν ως οικονομικά βιώσιμη.

5.6.1.1 Έτος 2017

2017 - 4000 MW - δ=50%	% απορριπτόμενης ενέργειας	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	278.7	11%	300
	65%	466.5	9%	600
	80%	591.2	7%	900
	90%	668.5	6%	1200
2017 - 4000 MW - δ=60%	% απορριπτόμενης ενέργειας	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	272.7	10%	300
	65%	458.7	9%	600
	80%	582.9	7%	900
	90%	660.2	6%	1200
2017 - 4000 MW - δ=70%	% απορριπτόμενης ενέργειας	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	272.7	10%	300
	65%	458.7	9%	600
	80%	582.9	7%	900
	90%	660.2	6%	1200

Πίνακας 5.5: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2017)

Στην υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος, με την αύξηση των φωτοβολταϊκών σταθμών και των αιολικών εγκαταστάσεων στα 8 GW συνολικά, φαίνεται πως δεν υπάρχουν οι κατάλληλες συνθήκες για τη δημιουργία μεγάλης κλίμακος αντλησιοταμειυτικών έργων. Οι περικοπές ενέργειας του συστήματος είναι ελάχιστες μέσα στο χρόνο και δεν μπορεί να εξασφαλιστεί η οικονομική λειτουργία των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας σε κάθε περίπτωση είναι εκτός των επιθυμητών ορίων. Επομένως, ενδεχομένως πρέπει να

εξεταστεί η μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη πως οι θερμικές μονάδες θα λειτουργούν σε πολύ χαμηλά φορτία προκειμένου να διασφαλίσουν την ευστάθεια του συστήματος.

5.6.1.2 Έτος 2030

2030 - 8000 MW - δ=50%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	2350.2	30%	900
	50%	2842.6	27%	1200
	60%	3154.6	24%	1500
	70%	3397.5	22%	1800
	80%	3598.7	20%	2100
	90%	3890.8	16%	2700
2030 - 8000 MW - δ=60%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	45%	1849.5	23%	900
	55%	2196.6	21%	1200
	65%	2456.0	19%	1500
	70%	2665.7	17%	1800
	80%	2842.2	15%	2100
	90%	3088.5	13%	2700
2030 - 8000 MW - δ=70%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	45%	1645.7	21%	900
	55%	1981.0	19%	1200
	65%	2235.3	17%	1500
	70%	2440.3	15%	1800
	80%	2611.2	14%	2100
	90%	2958.8	11%	3000

Πίνακας 5.6: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2030)

Το έτος 2030, η βέλτιστη περίπτωση, προκειμένου να εξασφαλιστεί επαρκής αξιοποίηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο και τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα, ώστε να θεωρούνται οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις, θεωρείται η περίπτωση στην οποία το ποσοστό διείσδυσης των αιολικών είναι της τάξεως του 50% και οι αντλίες παραλαμβάνουν το 60% της απορριπτόμενης ενέργειας. Παρόλο που δεν είναι εντός των προκαθορισμένων ορίων ο συντελεστής εκμετάλλευσης των αντλησιοταμιευτικών έργων, επιλέγεται αυτή η περίπτωση λόγω μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος των υδροδυναμικών μηχανών των αποταμιευτικών έργων. Με αυτά τα μεγέθη των παραμέτρων και των εγκαταστάσεων μπορεί να θεωρηθεί πως επιτυγχάνεται μία ισορροπημένη λειτουργία του συστήματος.

5.6.1.3 Έτος 2050

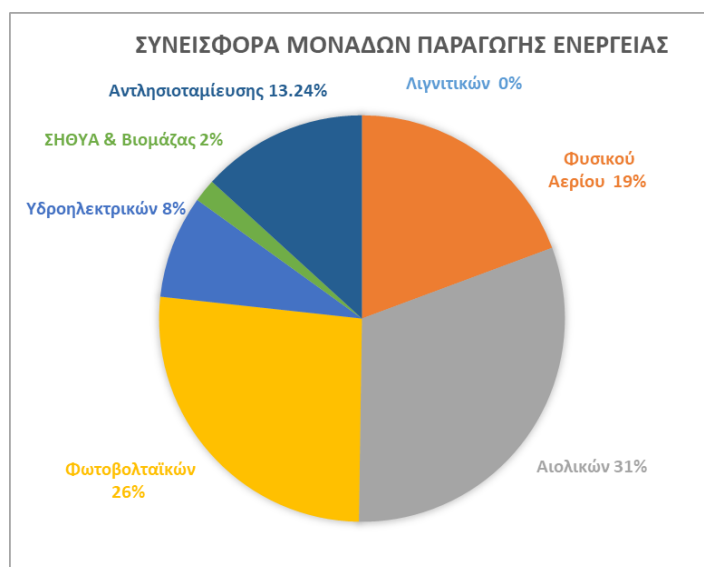
2050 - 9000 MW - δ=50%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	2430.4	31%	900
	50%	3157.3	30%	1200
	60%	3846.3	29%	1500
	70%	4816.8	26%	2100
	80%	5134.9	24%	2400
	90%	5713	20%	3300
2050 - 9000 MW - δ=60%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	2195.2	28%	900
	50%	2734.3	26%	1200
	60%	3174.8	24%	1500
	70%	3488.1	22%	1800
	80%	3939.7	19%	2400
	90%	4253	16%	3000
2050 - 9000 MW - δ=70%	% απορριπτόμενης	Παραγόμενη ενέργεια (GWh)	C.F.	P_{nom} (MW)
	40%	1761.4	22%	900
	50%	2184.6	21%	1200
	60%	2548.9	19%	1500
	70%	2807.7	18%	1800
	80%	3219.0	15%	2400
	90%	3636	13%	3300

Πίνακας 5.7: Μεταβολή εγκατεστημένης ισχύος αντλησιοταμίευσης (2050)

Το 2050 ο βέλτιστος από τους εξεταζόμενους συνδυασμός, είναι αυτός του ποσοστού διείσδυσης αιολικών 50% και αξιοποίησης του 70% με 80% της απορριπτόμενης ενέργειας. Ορίζοντας το ποσοστό διείσδυσης 50% επιτυγχάνεται ικανοποιητικός πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών εγκαταστάσεων και οι περικοπές είναι επαρκείς προκειμένου να τροφοδοτήσουν τις αντλίες για την πλήρωση των δεξαμενών. Ο βαθμός αξιοποίησης των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων είναι πολύ κοντά στην επιθυμητή τιμή του 25% και στις δυο περιπτώσεις του 70% και 80% της απορριπτόμενης ενέργειας. Οι υπόλοιπες εξεταζόμενες περιπτώσεις απορρίπτονται, διότι δεν επιτυγχάνεται η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση, ονομαστικής ισχύος αντλησιοταμίευσης και βαθμού εκμεταλλευσιμότητας αιολικών και αντλησιοταμίευσης. Εναλλακτικά, θα μπορούσε να θεωρηθεί πως η ανάγκη για μεγαλύτερη ισχύ αντλησιοταμιευτικών έργων στο σύστημα υπερτερεί της οικονομικότητας του έργου. Σε αυτή την περίπτωση μπορεί να ληφθεί υπόψη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ αντλιών και στροβίλων, με αποτέλεσμα το μικρότερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας τους.

5.7 Απόσυρση λιγνιτικών μονάδων (2050)

Το 2050 σύμφωνα με τον Οδικό χάρτη [12], έχουν μελετηθεί σενάρια ολικής απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων από την ηλεκτροπαραγωγή ή τη διατήρηση μικρής εγκατεστημένης ισχύος μονάδων προκειμένου να παράσχουν ψυχρή εφεδρεία στο σύστημα. Επομένως, στην παρούσα διπλωματική εργασία κρίθηκε σκόπιμη, η μελέτη ενός σεναρίου στο οποίο αποσύρονται όλες οι λιγνιτικές μονάδες. Τα αποτελέσματα καταγράφονται παρακάτω:



Σχήμα 5.20: Συνεισφορά μονάδων παραγωγής ενέργειας στην περίπτωση απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων για το 2050

Συντελεστής φορτίου	Μονάδες Φυσικού αερίου	27%
	Αιολικά	19%
	ΦΒ	16%
	Υδροηλεκτρικά	17%
	ΣΗΘΥΑ	56%
	Αντλιοσταμείωση	25%
	Βιομάζα	56%
Ονομαστική Ισχύς (MW)	ΦΒ	12000
	Αιολικά	12000
	Αντλιοσταμείωση	3900
EUE (MWh)		304
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας	Μονάδες Φυσικού Αερίου	2359
LOLE		2

Πίνακας 5.8: Αποτελέσματα 2050 χωρίς τη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών και των αιολικών εγκαταστάσεων στα 24 GW, έχει ως αποτέλεσμα τη συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών στο 80% του ενεργειακού ισοζυγίου. Η ζήτηση ενέργειας μπορεί να καλυφθεί επιτυχώς, παρόλο που αποσύρονται οι λιγνιτικές μονάδες εξ' ολοκλήρου. Το μερίδιο στην κάλυψη ενέργειας των αντλιοσταμειωτικών έργων ανέρχεται στο 14%, με την

εγκατεστημένη ισχύ να εκτιμάται στα 3.9 GW. Ο βαθμός αξιοποίησης της απορριπτόμενης ενέργειας προσεγγίζει το 80% και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων είναι 25%, δηλαδή εντός των επιτρεπτών ορίων προκειμένου να θεωρούνται οι μονάδες οικονομικά βιώσιμες. Επομένως, στην περίπτωση αυτής της τάξεως εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών με την ταυτόχρονη απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων, τα αντλησιοταμιευτικά έργα μπορούν να αποκτήσουν οργανικό ρόλο στην κάλυψη της ζητούμενης ενέργειας.

5.8 Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή, προέρχονται από τη λειτουργία των θερμικών μονάδων. Οι λιγνιτικές μονάδες είναι περισσότερο ρυπογόνες από τις μονάδες φυσικού αερίου και έχουν περισσότερες εκπομπές ανά παραγόμενη μεγαβατώρα. Στην παρούσα μελέτη, οι εκπομπές που έχουν θεωρηθεί πως πραγματοποιούνται από τις λιγνιτικές μονάδες είναι 1.5 ton/MWh, ενώ στην περίπτωση των μονάδων φυσικού αερίου 0.5 ton/MWh.

Έτη αναφοράς	Εκπομπές CO ₂ (ton)		
	Λιγνιτικές μονάδες	Μονάδες φυσικού αερίου	Συνολικά
2017	29814361	8865638	38679998
2030	12288466	5865900	18154366
2050	6183540	7967821	14151361
2050 (απόσυρση λιγνιτικών)	-	6139747	6139747

Πίνακας 5.9: Εκπομπές CO₂ από τις θερμικές μονάδες στα εξεταζόμενα σενάρια

Σύμφωνα με τα σενάρια εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, που έχουν επιλεγεί στην παρούσα μελέτη, παρατηρείται σημαντική μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή. Όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.9, οι εκπομπές μπορούν και να υποδιπλασιαστούν σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα έως το 2030, ενώ έως το 2050 να υποτριπλασιαστούν. Οι εκπομπές CO₂, σύμφωνα με τον Οδικό χάρτη προς το 2050, που έχει συνταχθεί από το Υπουργείο Ενέργειας, το 2030 εκτιμώνται, πως θα μειωθούν στους 18 Mton κατά μέσο όρο (όπως προέκυψε και στους υπολογισμούς), ενώ για το 2050, που επιδιώκεται στην ηλεκτροπαραγωγή να συμμετέχουν με 80% οι ΑΠΕ, οι εκπομπές CO₂ λόγω της ηλεκτροπαραγωγής θα μειωθούν και θα φτάσουν λιγότερο από τους 5 Mton [12].

Κεφάλαιο 6. Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE)

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) είναι δείκτης, ο οποίος υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (σε €/MWh) κατά τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας παραγωγής, ενσωματώνοντας τα επί μέρους κόστη (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου κλπ.) εκφρασμένα σε τιμές παρούσας αξίας.

Ειδικότερα ως Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) ορίζεται η τιμή που θα πρέπει να αποζημιωθεί η παραγόμενη από τον σταθμό ενέργεια, ώστε να αποπληρώσει τον επενδυτή για το συνολικό του κόστος (κεφαλαίου, συντήρησης και λειτουργίας κλπ.) και υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (total lifetime expenses) προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας [59, 60]:

$$LCOE = (total\ lifetime\ expenses / total\ expected\ output)$$

Ουσιαστικά, το σταθμισμένο κόστος είναι η τιμή που θα πρέπει να πληρώσει ο καταναλωτής ώστε να αποπληρώσει τον επενδυτή για το κόστος ενέργειας (κεφαλαίου, συντήρησης και λειτουργίας, κλπ.) όταν η απόδοση φυσικής επένδυσης ισούται με το προεξοφλητικό επιτόκιο. Η προσέγγιση LCOE συχνά χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της εκτιμώμενης κερδοφορίας μιας ενεργειακής επένδυσης [61].

Ο δείκτης του μέσου σταθμισμένου κόστους είναι ένας αξιολογός δείκτης, εξαιτίας της σχετικής απλότητας και ευκολίας των υπολογισμών, που επιτρέπουν τη σύγκριση διαφορετικών περιπτώσεων. Ταυτόχρονα, είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για τη συγκριτική αξιολόγηση του κόστους μονάδων διαφορετικών τεχνολογιών λαμβάνοντας υπόψη τη διάρκεια ζωής των μονάδων. Η μέθοδος του σταθμισμένου κόστους εμπεριέχει γενικούς τεχνολογικούς κινδύνους και δεν συμπεριλαμβάνει το ρίσκο συγκεκριμένων επενδυτικών εγχειρημάτων σε συγκεκριμένες αγορές. Κατά συνέπεια, λαμβάνοντας υπόψη πως το επιχειρηματικό ρίσκο υπάρχει στις αγορές, το LCOE διαφέρει από το πραγματικό κόστος που επιβαρύνει τον επενδυτή σε μία σύγχρονη ανταγωνιστική αγορά. Το σταθμισμένο κόστος ανταποκρίνεται καλύτερα σε μονοπωλιακές αγορές, στις οποίες οι τιμές είναι ορισμένες και δεν μεταβάλλονται συνεχώς, όπως στις ανταγωνιστικές αγορές [62]. Παρόλα τα μειονεκτήματα, η μέθοδος αυτή είναι, κατά γενική άποψη, αξιόπιστη για τον υπολογισμό κόστους και χρησιμοποιείται ευρέως για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων [61].

6.1 Συνιστώσες κόστους

Οι κύριες συνιστώσες από τις οποίες διαμορφώνεται τελικά το κόστος ενός συστήματος μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το σταθερό και το μεταβλητό ή αναλογικό κόστος. Το σταθερό κόστος αποτελείται κυρίως από το κόστος επένδυσης και από τις λοιπές σταθερές δαπάνες, ενώ το μεταβλητό κόστος αποτελείται από το κόστος των λιπαντικών, των ανταλλακτικών, των υπερωριών και των λοιπών αναλογικών επιβαρύνσεων [63].

- **Κόστος επένδυσης (*Investment cost*):**
Το κόστος επένδυσης περιλαμβάνει το χρηματικό κεφάλαιο που απαιτείται για την κατασκευή της μονάδας παραγωγής εκφρασμένο συναρτήσει της καθαρής εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος. Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται κόστη που σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με την κατασκευή και τον έλεγχο του εξοπλισμού καθώς και με έξοδα που απαιτούνται πριν και κατά τη διάρκεια της κατασκευής από τον κατασκευαστή της μονάδας [64].
- **Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (*OPEX*):**
Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας περιλαμβάνει όλα τα κόστη που προκύπτουν με την παραγωγή της ενέργειας αλλά δεν σχετίζονται με το αρχικό κόστος επένδυσης. Στην κατηγορία αυτή κατατάσσονται δαπάνες συντήρησης, έξοδα για βοηθητικά και λειτουργικά αγαθά, μισθοδοσίες και ασφάλεια. Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας αποτελείται από δυο κύριες συνιστώσες, το μεταβλητό (*VOM*) και το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας (*FOM*). Το μεταβλητό κόστος μεταβάλλεται ανάλογα με την παραγόμενη ποσότητα ενέργειας, ενώ το σταθερό κόστος περιλαμβάνει πάγια έξοδα που επιβαρύνουν τον επενδυτή ανεξάρτητα από το επίπεδο της παραγωγής [65].
- **Κόστος καυσίμου (*Fuel Cost*):**
Το κόστος καυσίμου περιλαμβάνει τις δαπάνες που πραγματοποιούνται για την απόκτηση του απαραίτητου καυσίμου για τη λειτουργία της μονάδας και ανήκει στα μεταβλητά κόστη συντήρησης και λειτουργίας.
- **Κόστος εκπομπών CO₂**
Το κόστος εκπομπών CO₂ περιλαμβάνει τα κεφάλαια που πρέπει να καταβληθούν στους αρμόδιους φορείς για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ από τη μονάδα.

6.2 Μέθοδος υπολογισμού LCOE

Η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του μέσου σταθμισμένου κόστους είναι αυτή που στους υπολογισμούς εισάγεται ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου. Ο αναλυτικός τύπος υπολογισμού καταγράφεται στην εξίσωση [66, 32] :

$$LCOE = \frac{IC * CRF + OPEX}{E_{annual}}$$

Όπου:

- Investment Cost (IC): το αρχικό κόστος επένδυσης για την κατασκευή του έργου
- Capital Recovery Factor (CRF): συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου
- Operational and Maintenance Cost (OPEX): το κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- E_{annual}: η ετήσια παραγόμενη ενέργεια της μονάδας

6.2.1 Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery Factor)

Ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου ή τοκοχρεολυσίας μας δίνει το ύψος των ισόποσων ετήσιων δόσεων που πρέπει να πληρώσει κάποιος στο τέλος κάθε χρόνου επι μία σειρά n ετών έτσι ώστε να επιστρέψει την παρούσα αξία του κεφαλαίου που δανείζεται σήμερα. Ουσιαστικά, ο συντελεστής επανάκτησης κεφαλαίου μας βοηθά να προσδιορίσουμε τις ισόποσες τακτικές πληρωμές που ισοδυναμούν με την παρούσα αξία ενός ποσού [56, 60, 65].

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

Όπου:

- i : επιτόκιο
- n : διάρκεια ζωής έργου

6.3 Κόστος μονάδων

6.3.1 Λιγνιτικές μονάδες

- **Investment cost** = 1700 €/kW – 2200 €/kW

Το κόστος επένδυσης των λιγνιτικών μονάδων μεταβάλλεται στο παραπάνω εύρος τιμών ανάλογα με τις προϋπάρχουσες υποδομές. Αναλυτικότερα εάν εξετάζεται η κατασκευή της λιγνιτικής μονάδας σε χώρο που υπάρχουν υποδομές το κόστος μπορεί να μειωθεί και να φτάσει τα 1700 €/kW, ενώ εάν ο χώρος κατασκευής δεν έχει καμία προϋπάρχουσα υποδομή το κόστος μπορεί να ανέλθει στα 2200 €/kW [57, 67, 64, 68].

- **Fixed O&M** = 35 €/kW [68]
- **Variable O&M** = 36.5 €/Mwh [68, 51]

Το μεταβλητό κόστος μεταβάλλεται ανάλογα με την ποσότητα παραγόμενης ενέργειας από τις λιγνιτικές μονάδες. Στον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους έχει θεωρηθεί μία τυπική μονάδα, η οποία έχει μέσο βαθμό απόδοσης 40% και συντελεστής εκπομπών CO₂ 1.5 ton/Mwh. Η τιμή του λιγνίτη ανέρχεται στα 3.3 €/GJ, θεωρώντας μία μέση τιμή της κατώτερης θερμογόνου ικανότητας του καυσίμου 5.3 GJ/ton και του κόστους του λιγνίτη 17,7 €/ton [69]. Επίσης η τιμή των εκπεμπόμενων ρύπων λαμβάνεται αρχικά ίση με 5 €/ton [70] και το 2030 και 2050, 25 €/ton και 30 €/ton αντίστοιχα. Η τιμή που φαίνεται παραπάνω αφορά τη σημερινή κατάσταση και όπως είναι φυσικό, λόγω των μεταβολών στην παραγωγή των μονάδων, μεταβάλλεται τα υπόλοιπα χρόνια αναφοράς. Αναλυτικότερα, το μεταβλητό κόστος της λιγνιτικής παραγωγής στην Ελλάδα παρουσιάζεται στο Παράρτημα 1.

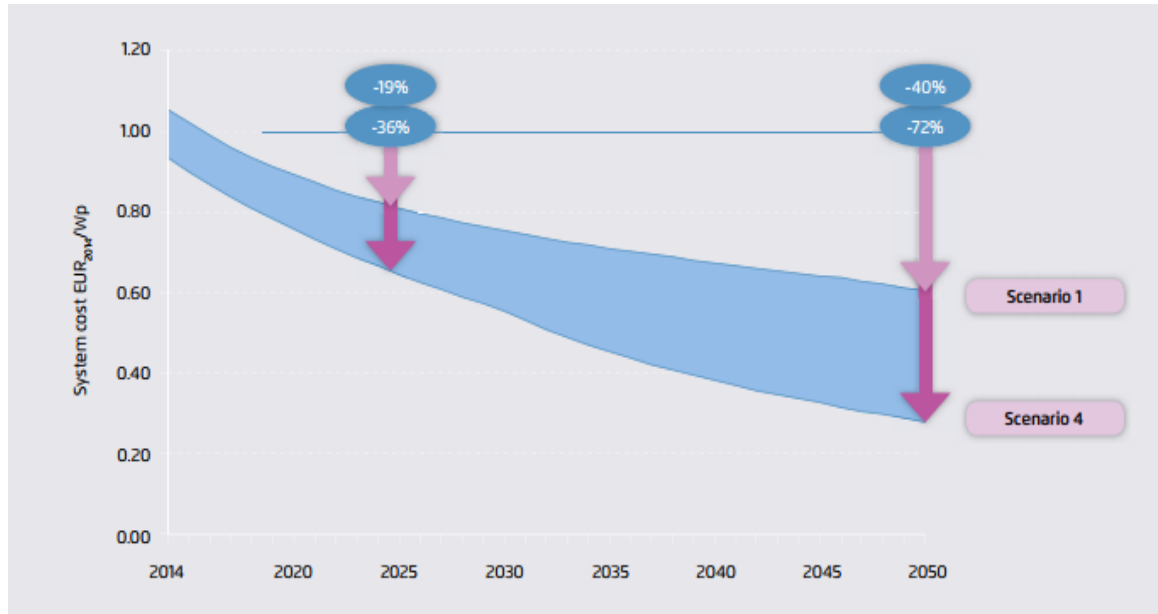
Το 2030 και το 2050 δεν θεωρείται πως υπάρχει κάποια βελτίωση στην τεχνολογία των μονάδων, με αποτέλεσμα τη μείωση του συνολικού τους κόστους. Επομένως, οι μεταβολές που πραγματοποιούνται στο μέσο σταθμικό τους κόστος οφείλονται στην μείωση της παραγόμενης ενέργειας τους.

6.3.2 Μονάδες Φυσικού Αερίου

- **Investment cost** = 600 €/kW
 Το κόστος μονάδων φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου, είναι αρκετά μικρότερο των λιγνιτικών μονάδων και μία ενδεικτική τιμή, που αντιπροσωπεύει μία συμβατική μονάδα είναι περίπου 600 €/kW [71, 72, 57, 62]. Μελλοντικά δεν θεωρείται πως μειώνεται το κόστος επένδυσης και διατηρείται σταθερό σε όλα τα έτη αναφοράς.
- **Fixed O&M** = 21 €/kW
 Το Κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας εκτιμάται στο 3% του αρχικού κόστους επένδυσης [72].
- **Variable O&M** = 64.5 €/Mwh
 Το μεταβλητό κόστος είναι υψηλό εξαιτίας της υψηλής τιμής του καυσίμου, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι λιγότερες από αυτές των λιγνιτικών μονάδων, επομένως το κόστος εξαιτίας των εκπομπών είναι μικρότερο. Το εύρος των τιμών που κυμαίνεται το μεταβλητό κόστος, χωρίς τη δαπάνη για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, είναι 40-60 €/Mwh [57]. Ο βαθμός απόδοσης των μονάδων θεωρείται πως είναι ίσος με 60% [57] ενώ εκπέμπονται 0.5 ton CO₂ ανά παραγόμενη MWh [72]. Τα χαρακτηριστικά του καυσίμου είναι: κατώτερη θερμογόνο δύναμη 37 MJ/m³, με κόστος 0,3 €/m³.

6.3.3 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

- **Investment cost** = 1100 €/kW
 Το κόστος των φωτοβολταϊκών συστημάτων εκτιμάται στα 1100 €/kW. [57] Η τιμή αυτή είναι χαμηλότερη σε σχέση με παλαιότερα, εξαιτίας της εξέλιξης που σημειώθηκε με αποτέλεσμα τη μεγάλη πτώση των επιμέρους κοστών. Σε μελλοντικά χρόνια προβλέπεται η περαιτέρω μείωση του κόστους επένδυσης, με μέσες τιμές για το 2030 και το 2050, 700 €/kW και 500 €/kW αντίστοιχα [73, 74].
- **OPEX** = 22 €/kW
 Το Κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας εκτιμάται στο 2% του αρχικού κόστους επένδυσης [72], επομένως οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις δεν απαιτούν τη δαπάνη υψηλού κεφαλαίου για την κάλυψη των εξόδων συντήρησης και λειτουργίας τους. Βασικός παράγοντας που συντελεί στην μείωση του κόστους αυτού, είναι η απουσία της συνιστώσας του κόστους του καυσίμου.

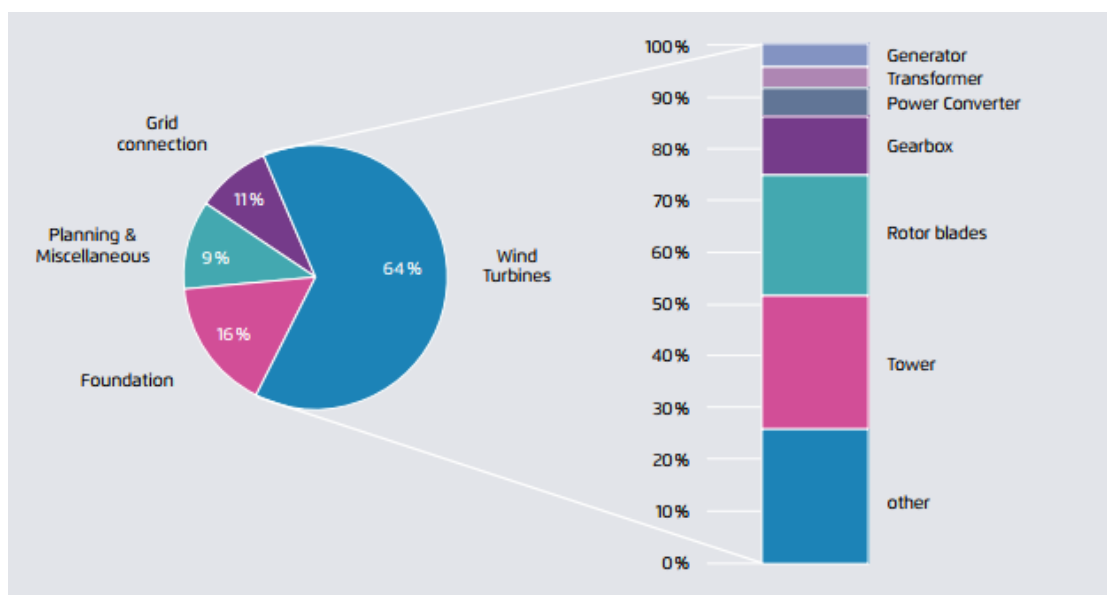


Σχήμα 6.1: Μελλοντική εξέλιξη του CAPEX των φωτοβολταϊκών [74]

6.3.4 Αιολικά

- **Investment cost** = 1300 €/kW

Το αρχικό κόστος επένδυσης σε αιολικά πάρκα είναι 1300 €/kW [72, 57], σύμφωνα με δεδομένα της υφιστάμενης κατάστασης. Στο μέλλον θα επέλθει ανάπτυξη της τεχνολογίας και μείωση του κόστους επομένως οι αρχικές δαπάνες για τη δημιουργία των έργων θα μειωθούν. Η μείωση αυτή προβλέπεται για το 2030 να είναι της τάξεως του 20% [75], ενώ για το 2050 της τάξεως του 40%. Επομένως μία εκτίμηση του μελλοντικού κόστους επένδυσης, είναι 1000€/kW και 800€/kW, αντίστοιχα [72].



Σχήμα 6.2: Συνιστώσες κόστους επένδυσης χερσαίων αιολικών εγκαταστάσεων [76]

- **OPEX** = 52 €/kW

Το Κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας εκτιμάται στο 3% του αρχικού κόστους επένδυσης [72, 77], επομένως όπως και στις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, δεν απαιτείται μεγάλη δαπάνη στη συντήρηση των εγκαταστάσεων. Το λειτουργικό κόστος των εγκαταστάσεων, σπάνια διαχωρίζεται σε σταθερό και μεταβλητό, αλλά εκφράζεται συνολικά ως ποσοστό του αρχικού κόστους επένδυσης εκφρασμένο σε €/kW. Το σταθερό λειτουργικό κόστος περιλαμβάνει την ασφάλεια, τέλη σύνδεσης στο δίκτυο, προγραμματισμένες συντηρήσεις και μισθοδοσίες. Το μεταβλητό κόστος αποτελείται από συνιστώσες που αφορούν βλάβες και εκτός προγράμματος συντηρήσεις καθώς και αντικατάσταση εξαρτημάτων.

6.3.5 Υδροηλεκτρικά

- **Investment cost** = 1800 €/kW

Οι υδροηλεκτρικές μονάδες αποτελούν φαραωνικά έργα υψηλής εντάσεως κεφαλαίου. Το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο είναι υψηλό, όμως το συνολικό κόστος μειώνεται εξαιτίας της αυτονομίας του έργου, που συνεπάγεται χαμηλά έξοδα συντήρησης και λειτουργίας. Το εύρος τιμών του κόστους επένδυσης είναι 1100 €/kW-3000 €/kW. Στη διεξαγωγή των υπολογισμών χρησιμοποιήθηκε μία ενδεικτική τιμή των 1800 €/kW [72].

- **Fixed O&M** = 18 €/kW

Το Κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας εκτιμάται στο 1% του αρχικού κόστους επένδυσης [72, 78].

- **Variable O&M** = 2.05 €/Mwh

Το μεταβλητό κόστος της υδροηλεκτρικής παραγωγής στην Ελλάδα είναι 2.05 €/MWh [51], οι συνιστώσες του καταγράφονται αναλυτικά στο Παράρτημα 1.

6.3.6 Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)

- **Investment cost** = 1050 €/kW

Το ύψος του κεφαλαίου που ορίζεται αποτελεί τυπική τιμή για τα έργα ΣΗΘΥΑ στην Ελλάδα. Η ονομαστική ισχύς των έργων μπορεί να ποικίλει μεταξύ 10 MW και 35 MW και οι ισοδύναμες ώρες λειτουργίας θεωρείται πως προσεγγίζουν τις 6500 [79].

- **OPEX** = 8.5 €/Mwh [79]

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκφράζεται συνολικά σε €/Mwh. Στην τιμή αυτή συμπεριλαμβάνονται τόσο τα σταθερά όσο και τα μεταβλητά κόστη που απαιτούνται προκειμένου να μπορέσει να λειτουργήσει η μονάδα. Στο κόστος αυτό δεν εμπεριέχονται οι δαπάνες που πρέπει να πραγματοποιηθούν για την απόκτηση του καυσίμου. Το καύσιμο, που θεωρείται πως χρησιμοποιείται,

είναι φυσικό αέριο και οι μονάδες απαλλάσσονται από την υποχρέωση καταβολής του ειδικού τέλους εκπομπών CO₂.

6.3.7 Βιομάζα

- **Investment cost** = 2650 €/kW
Το κόστος επένδυσης που απαιτείται, για τις μονάδες που αξιοποιούν τη βιομάζα μέσω θερμικών διεργασιών (καύση, αεριοποίηση, πυρόλυση) παράγοντας μέγιστη ισχύ άνω των 5 MW, ανέρχεται στα 2650 €/kW [79].
- **Fixed O&M** = 79.5 €/kW
Το σταθερό λειτουργικό κόστος ενός σταθμού βιομάζας εκφράζεται ως ποσοστό του συνολικού κόστους επένδυσης. Το ποσοστό αυτό ποικίλει μεταξύ των τιμών 3% και 4%. Στην προκειμένη περίπτωση το ποσοστό που ορίζεται είναι το 4% [80].
- **Variable O&M** = 4 €/MWh [80]
Η τιμή του μεταβλητού κόστους λειτουργίας που ορίζεται παραπάνω, δεν περιλαμβάνει τη βιομάζα που χρησιμοποιείται για καύσιμο. Ενδεικτικές συνιστώσες του κόστους αυτού, είναι η εναπόθεση της τέφρας, το κόστος βοηθητικών καυσίμων, απρογραμματίστες συντηρήσεις και αντικατάσταση εξοπλισμού.
- **Fuel cost** = 82 €/MWh
Το καύσιμο που θεωρείται πως χρησιμοποιείται στους σταθμούς είναι πέλλετ με περιεκτικότητα σε υγρασία μικρότερη του 8%. Η θερμογόνος δύναμη της ξυλώδους βιομάζας είναι αρκετά υψηλή, με μία τυπική τιμή 19 GJ/ton [80, 81]. Ο βαθμός απόδοσης των μονάδων λαμβάνει μία μέση τιμή της τάξεως του 30% [82]. Η τιμή αγοράς του καυσίμου διαφέρει αρκετά ανάλογα με τον τύπο βιομάζας που χρησιμοποιείται. Στην παρούσα μελέτη θεωρείται πως χρησιμοποιούνται στην καύση pellets τα οποία είναι διαθέσιμα όλο το χρόνο και έχουν χαμηλή περιεκτικότητα σε υγρασία, επομένως το μέσο κόστος του καυσίμου είναι 130 €/ton [83, 80].

6.3.8 Αντλησιοταμίευση

- **Investment cost** = 700 – 2000 €/kW
Το αρχικό κόστος επένδυσης στην περίπτωση της αντλησιοταμίευσης θεωρείται πως κυμαίνεται μεταξύ 700 €/kW και 2000 €/kW. Η χαμηλότερη τιμή αφορά έργα, στα οποία ο ένας ταμιευτήρας προϋπάρχει, επομένως το αρχικό κεφάλαιο για την επένδυση συμπεριλαμβάνει κόστη για τη δημιουργία της δεύτερης δεξαμενής, τις σωληνώσεις και τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό. Θεωρείται πως η σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο προϋπάρχει και δεν απαιτείται η δαπάνη κεφαλαίου για την κατασκευή της. Στους υπολογισμούς έχουν ενσωματωθεί τρεις υποπεριπτώσεις ύψους αρχικού κόστους επένδυσης:

χαμηλού, μεσαίου και υψηλού κόστους επένδυσης (700 €/kW, 1200 €/kW, 2000 €/kW) [72, 57, 84].

- **OPEX** = 18 €/kW
Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας των εγκαταστάσεων ανέρχεται στο 1.5% του αρχικού κόστους επένδυσης. Το μεγαλύτερο μέρος του αφορά πάγια έξοδα, ανεξάρτητα δηλαδή από την παραγόμενη ενέργεια των μονάδων. Στις βιβλιογραφικές πηγές το κόστος συντήρησης και λειτουργίας είτε διαχωρίζεται σε σταθερό και μεταβλητό, είτε εκφράζεται συνολικά, είτε το μεταβλητό κόστος θεωρείται μηδενικό και μοναδική συνιστώσα του κόστους θεωρείται το σταθερό ΚΣΛ [72, 84].
- Το κόστος της αγοράς της ενέργειας που χρησιμοποιείται για άντληση θεωρείται μηδενικό.

6.4 Μέσο σταθμισμένο κόστος συστήματος 2017-2030-2050

2017								
Μονάδες	Λιγνιτικά	Φυσικού Αερίου	Φωτοβολταϊκά	Αιολικά (onshore)	Αντλησιοταμίευση	Υδροηλεκτρικά	ΣΗΘΥΑ	Βιομάζα
P_{nom} (MW)	3912	4657.3	2444	2053	600	3400	100	58.3
Energy production (MWh)	19876241	17731275	3451634	5724614	49809	4843236	596962	346238
i(%)	7	7	7	7	7	7	7	7
IC (€/kW)	2200	700	1100	1300	1200	1800	1100	2650
Fixed O&M (€/KW)	35	21	22	39	18	18	8.5	79.5
Variable O&M (€/MWh)	2	2	-	-	-	2.05	-	4
Cost (€/qmu)	17.7	0.3	-	-	-	-	0.3	130
LHV (GJ/qmu)	5.3	0.03	-	-	-	-	0.03	19
Efficiency (%)	45%	60%	-	-	-	-	35%	30%
Heat rate (GJ/MWh)	8.0	6.0	-	-	-	-	10.3	12.0
Fuel cost (€/MWh)	27	60	-	-	-	-	103	82
CO₂ (ton/Mwh)	1.5	0.5	-	-	-	-	0.5	-
CO₂ (€/ton)	5	5	-	-	-	-	0	-
Carbon Cost (€/MWh)	7.5	2.5	-	-	-	-	0	-
Life time	30	30	25	25	50	50	30	30
Operating hours	5081	3807	1381	2788	83	1424	5970	5939
CRF	0.081	0.081	0.086	0.086	0.072	0.072	0.081	0.081
LCOE (euro/MWh)	78.0	84.8	82.4	59.0	1264.2	106.2	126.2	135.4
LCOE_{sys} (euro/MWh)	83.12							

Πίνακας 6.1: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2017

2030								
Μονάδες	Λιγνιτικά	Φυσικού Αερίου	Φωτοβολταϊκά	Αιολικά (onshore)	Αντλησιοταμίευση	Υδροηλεκτρικά	ΣΗΘΥΑ	Βιομάζα
P_{nom} (MW)	1904	5204.3	8000	8000	1500	3565	150	87
Energy production (MWh)	8192311	11731799	11293711	17474462	3154622	5203236	719577	417355
i(%)	7	7	7	7	7	7	7	7
IC (€/kW)	2200	700	700	1000	1200	1800	1100	2650
Fixed O&M (€/KW)	35	21	14	40	18	18	8.5	79.5
Variable O&M (€/MWh)	2	2	-	-	-	2.05	-	3.2
Cost (€/qmu)	17	0.3	-	-	-	-	0.3	130
LHV (GJ/qmu)	5.3	0.03	-	-	-	-	0.03	19
Efficiency (%)	45%	60%	-	-	-	-	35%	30%
Heat rate (GJ/MWh)	8.0	6.0	-	-	-	-	10.3	12.0
Fuel cost (€/MWh)	26	60	-	-	-	-	103	82
CO₂ (ton/Mwh)	1.5	0.5	-	-	-	-	0.5	
CO₂ (€/ton)	25	25	-	-	-	-	0	
Carbon Cost (€/MWh)	37.5	12.5	-	-	-	-	0	
Life time	30	30	25	25	50	50	30	30
Operating hours	4303	2254	1412	2184	2103	1460	4797	4797
CRF	0.081	0.081	0.086	0.086	0.072	0.072	0.081	0.081
LCOE (euro/MWh)	114.5	108.8	52.5	57.6	49.9	103.7	129.8	136.4
LCOE_{sys} (euro/MWh)	80.18							

Πίνακας 6.2: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2030

2050									
Μονάδες	Λιγνιτικά	Φυσικού Αερίου	Φωτοβολταϊκά	Αιολικά (onshore)	Αιολικά (offshore)	Υδροηλεκτρικά	ΣΗΘΥΑ	Βιομάζα	Αντλησιοταμίευση
P_{nom} (MW)	1030	5204	9000	8305	695	3565	150	87	2100
Energy production (MWh)	4122360	15935643	12704329	17920122	1539671	5203236	769165	448423	5036891
i(%)	7	7	7	7	7	0	7	0	7
IC (€/kW)	2200	700	500	800	2000	1800	1100	2650	1200
Fixed O&M (€/KW)	35	21	10	32	50	18	8.5	79.5	18
Variable O&M (€/MWh)	2	2	-	-	-	2.05	-	3.2	-
Cost (€/qmu)	17	0.3	-	-	-	-	0.3	130	-
LHV (GJ/qmu)	5.3	0.03	-	-	-	-	0.03	19	-
Efficiency (%)	45%	60%	-	-	-	-	35%	35%	-
Heat rate (GJ/MWh)	8.0	6.0	-	-	-	-	10.3	10.3	-
Fuel cost (€/MWh)	26	60	-	-	-	-	103	70	-
CO₂ (ton/Mwh)	1.5	0.5	-	-	-	-	0.5		-
CO₂ (€/ton)	30	30	-	-	-	-	0		-
Carbon Cost (€/MWh)	45	15	-	-	-	-	0		-
Life time	30	30	25	25	26	50	30	30	50
Operating hours	4002	3062	1412	2158	2215	1460	5128	5154	2399
CRF	0.081	0.081	0.086	0.086	0.085	0.072	0.081	0.081	0.072
LCOE (euro/MWh)	125.7	102.3	37.5	46.6	98.9	103.7	128.6	130.4	43.8
LCOE_{sys} (euro/MWh)	71.13								

Πίνακας 6.3: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2050

2050 (χωρίς τη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων)								
Μονάδες	Φυσικού Αερίου	Φωτοβολταϊκά	Αιολικά (onshore)	Αιολικά (offshore)	Υδροηλεκτρικά	ΣΗΘΥΑ	Βιομάζα	Αντλησιοταμίευση
P_{nom} (MW)	5204	12000	11005.317	994.683	3565	150	87	3900
Energy production (MWh)	12279494	16808099	17406774	2204580	5203236	739385	428843	8406092
i(%)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
IC (€/kW)	700	500	800	2000	1800	1100	2650	1200
Fixed O&M (€/KW)	21	10	32	50	18		79.5	18
Variable O&M (€/MWh)	2	-	-	-	2.05	8.5	3.2	0.038
Cost (€/qmu)	0.3	-	-	-	-	0.3	130	-
LHV (GJ/qmu)	0.03	-	-	-	-	0.03	19	-
Efficiency (%)	60%	-	-	-	-	35%	35%	-
Heat rate (GJ/MWh)	6	-	-	-	-	10.3	10.3	-
Fuel cost (€/MWh)	60	-	-	-	-	103	70	-
CO₂ (ton/Mwh)	0.5	-	-	-	-	0.5		-
CO₂ (€/ton)	30	-	-	-	-	0		-
Carbon Cost (€/MWh)	15	-	-	-	-	0		-
Life time	30	25	25	26	50	30	30	50
Operating hours	2359	1400	1581	2216	1459	4929	4929	2155
CRF	0.081	0.086	0.086	0.085	0.072	0.081	0.081	0.072
LCOE (euro/MWh)	109.8	37.8	63.6	98.9	103.7	129.3	133	48.7
LCOE_{sys} (euro/MWh)	69.48							

Πίνακας 6.4: Μέσο σταθμισμένο κόστος 2050, χωρίς τη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων

Στα αποτελέσματα που προέκυψαν, παρατηρείται η πτώση της τιμής του σταθμισμένου κόστους του συστήματος, όπως είναι αναμενόμενο. Η αύξηση των καθαρών μορφών ενέργειας και η υποκατάσταση των θερμικών μονάδων, έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους του συστήματος. Το κόστος των θερμικών μονάδων αυξάνεται τόσο εξαιτίας της αύξησης της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ όσο και της μείωσης της παραγόμενης ενέργειας τους, εξαιτίας των ανανεώσιμων πηγών. Η αύξηση αυτή του κόστους των θερμικών μονάδων έχει ως αποτέλεσμα, τη μη οικονομική τους λειτουργία. Ταυτόχρονα, όμως πρέπει να τονιστεί πως η συμμετοχή των θερμικών μονάδων (κυρίως των μονάδων φυσικού αερίου) στο ηλεκτρικό σύστημα είναι ζωτικής σημασίας, διότι εξασφαλίζουν την ευστάθεια του, προστατεύοντας το από την έντονη μεταβλητότητα των ανανεώσιμων πηγών, επομένως παρόλο που το κόστος τους ανεβαίνει δεν γίνεται να αποσυρθούν από την παραγωγή.

Το LCOE που έχει προκύψει για κάθε τύπο εγκατάστασης, αξιολογείται με βάση την υφιστάμενη κατάσταση των ηλεκτρικών συστημάτων. Η ορθότητα δηλαδή των αποτελεσμάτων επαληθεύεται με βάση τα όρια των τιμών του μέσου σταθμισμένου κόστους, που επικρατούν στις σημερινές αγορές. Πρέπει να ληφθεί υπόψη πως η τιμή του LCOE κάθε μονάδας δεν μπορεί να προσδιοριστεί επακριβώς, διότι εξαρτάται τόσο από το συντελεστή φορτίου όσο και από τα τεχνολογικά και οικονομικά χαρακτηριστικά που έχουν ληφθεί υπόψη (π.χ. βαθμός απόδοσης, αρχικό κόστος επένδυσης κτλ). Επομένως στη σημερινή κατάσταση:

- **Λιγνιτικές μονάδες - $LCOE = 78 \text{ €/Mwh}$**
Οι λιγνιτικές μονάδες έχουν προς το παρόν το χαμηλότερο μέσο σταθμισμένο κόστος θερμικών μονάδων, διότι η τιμή του λιγνίτη είναι χαμηλή (μεγαλύτερη όμως σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες λόγω μικρότερης θερμογόνου ικανότητας), καθώς αποτελεί εγχώριο καύσιμο, και η τιμή αγοράς δικαιωμάτων CO₂ είναι αρκετά μικρή.
- **Μονάδες φυσικού αερίου - $LCOE = 85 \text{ €/Mwh}$**
Το μέσο σταθμισμένο κόστος των μονάδων φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου για τις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες κυμαίνεται μεταξύ των ορίων 60 €/Mwh και 130 €/Mwh [62], ενώ για την πλειονότητα των ελληνικών μονάδων φυσικού αερίου το κόστος είναι 80 €/Mwh – 110 €/MWh [86].
- **Φωτοβολταϊκοί σταθμοί - $LCOE = 84.3 \text{ €/Mwh}$**
Το μέσο σταθμισμένο κόστος των φωτοβολταϊκών σταθμών στο παρελθόν ήταν υψηλότερο εξαιτίας του μεγάλου αρχικού κόστους επένδυσης που έπρεπε να δαπανηθεί. Το εύρος των τιμών του LCOE των μονάδων είναι 72 €/MWh έως 86 €/MWh στην πληθώρα των περιπτώσεων [71, 67], με αναφορές για την Ελλάδα συγκεκριμένα, να αναφέρουν πως η μέση τιμή του μέσου σταθμισμένου κόστους των φωτοβολταϊκών είναι 80 €/MWh [86].
- **Αιολικές εγκαταστάσεις - $LCOE = 59 \text{ €/Mwh}$**
Το κόστος των αιολικών εγκαταστάσεων, όπως και όλων των μονάδων εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον συντελεστή φορτίου των μονάδων. Στην περίπτωση των αιολικών, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (=συντελεστής φορτίου), ο οποίος είναι 30%, είναι υψηλότερος της συνηθέστερης τιμής του, που είναι 25%, αλλά και εντός των ορίων (25%-35% [58]). Κατά συνέπεια, το μέσο σταθμισμένο κόστους τους είναι χαμηλότερο. Το εύρος των τιμών

σύμφωνα με την βιβλιογραφία είναι 37 €/Mwh-100 €/Mwh [71, 62, 67] με μία μέση τιμή στα 60 €/Mwh [87, 86].

- **Αντλησιοταμίευση**

Στην περίπτωση της αντλησιοταμίευσης, η παραγόμενη ενέργεια της είναι υπερβολικά μικρή στη σημερινή κατάσταση, με αποτέλεσμα να μην είναι εφικτή η οικονομική βιωσιμότητα της. Σε μελλοντικά σενάρια, στα οποία ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των έργων είναι εντός των αποδεκτών ορίων, το μέσο σταθμισμένο κόστος φτάνει σε ικανοποιητικά επίπεδα. Στη μελέτη, εξαιτίας της άμεσης συσχέτισης του κόστους των αντλησιοταμιευτικών έργων, με τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της περιοχής και την ύπαρξη ή μη του ενός ταμιευτήρα, λαμβάνονται υπόψη τρία σενάρια αρχικού κόστους επένδυσης. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας του LCOE της αντλησιοταμίευσης και του συστήματος, με βάση το αρχικό κόστος επένδυσης για τα μελλοντικά σενάρια, καταγράφονται παρακάτω:

2030			
	Αντλησιοταμίευση		
P_{nom} (MW)	1500	1500	1500
Energy production (MWh)	3154622	3154622	3154622
I	0.07	0.07	0.07
IC (€/kW)	700	1200	2000
Fixed O&M (€/KW)	10.5	18	30
Variable O&M (€/MWh)	-	-	-
Life time	50	50	50
Operating hours	2103	2103	2103
CRF	0.072	0.072	0.072
LCOE (euro/MWh)	29.1	49.9	83.2
LCOE_{sys} (euro/MWh)	79.05	80.18	81.98
2050			
	Αντλησιοταμίευση		
P_{nom} (MW)	2100	2100	2100
Energy production (MWh)	5036891	5036891	5036891
i(%)	0.07	0.07	0.07
IC (€/kW)	700	1200	2000
Fixed O&M (€/KW)	10.5	18	30
Variable O&M (€/MWh)	-	-	-
Life time	50	50	50
Operating hours	2398.52	2398.52	2398.52
CRF	0.072	0.072	0.072
LCOE (euro/MWh)	25.5	43.8	72.9
LCOE_{sys} (euro/MWh)	68.81	70.28	72.65

Πίνακας 6.5: Μέσο σταθμισμένο κόστος αντλησιοταμίευσης

Στα αποτελέσματα φαίνεται, πως το μέσο σταθμισμένο κόστος των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων επηρεάζεται σημαντικά από τη μεταβολή του αρχικού κόστους επένδυσης. Οι μεγάλες όμως μεταβολές, οφείλονται και στο μεγάλο εύρος του εξεταζόμενου πεδίου τιμών. Παράλληλα,

το μέσο σταθμισμένο κόστος, που εκφράζει το σύνολο των εγκατεστημένων μονάδων του συστήματος, αυξάνεται όπως είναι φυσικό με την αύξηση της επιμέρους συνιστώσας της αντλησιοταμίευσης. Οι μεταβολές που σημειώνονται σε αυτό, εξαρτώνται από το μέγεθος και τη συνεισφορά των έργων, πιο συγκεκριμένα οι μεταβολές των τιμών το 2050, που η παραγόμενη ενέργεια και η εγκατεστημένη ισχύς των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων είναι μεγαλύτερη, είναι εντονότερες από το 2030.

- **Υδροηλεκτρικά - $LCOE = 103 \text{ €/Mwh}$**

Το σταθμισμένο κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων του συστήματος έχει προκύψει υψηλότερο από τη μέση τιμή που παρουσιάζει συνήθως (50 €/Mwh-120 €/Mwh [86, 88]). Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι ο συντελεστής φορτίου του έτους αναφοράς είναι αρκετά μικρός. Η παραγόμενη ενέργεια του 2016 σύμφωνα με επίσημα στοιχεία ήταν 4.843.236 MWh [51], επομένως ο συντελεστής φορτίου των υδροηλεκτρικών μονάδων ανέρχεται στο 17%.

- **Μονάδες Βιομάζας - $LCOE = 135 \text{ €/Mwh}$**

Οι μονάδες βιομάζας έχουν το μεγαλύτερο μέσο σταθμισμένο κόστος, διότι είναι αρκετά υψηλά τα κόστη, που σχετίζονται με την κατασκευή της μονάδας και την απόκτηση του καυσίμου. Το εύρος των τιμών στο οποίο κινείται το κόστος των μονάδων στην Ελλάδα είναι 130 €/Mwh – 160 €/Mwh [89, 86].

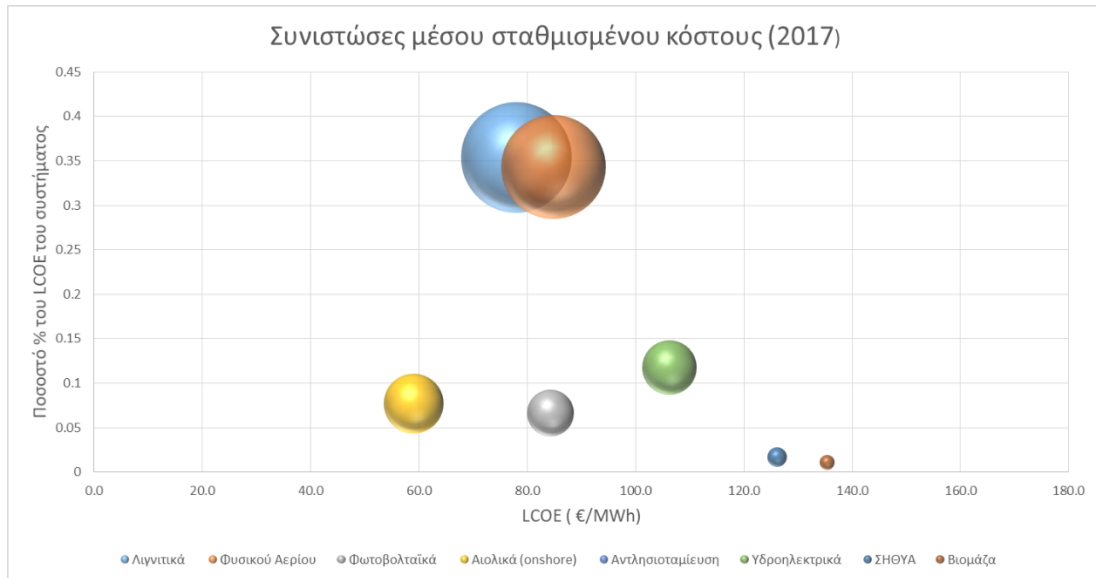
- **Μονάδες ΣΗΘΥΑ - $LCOE = 126 \text{ €/Mwh}$**

Το μέσο σταθμισμένο κόστος των μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης κυμαίνεται εντός των ορίων 100 €/MWh-130 €/MWh [62].

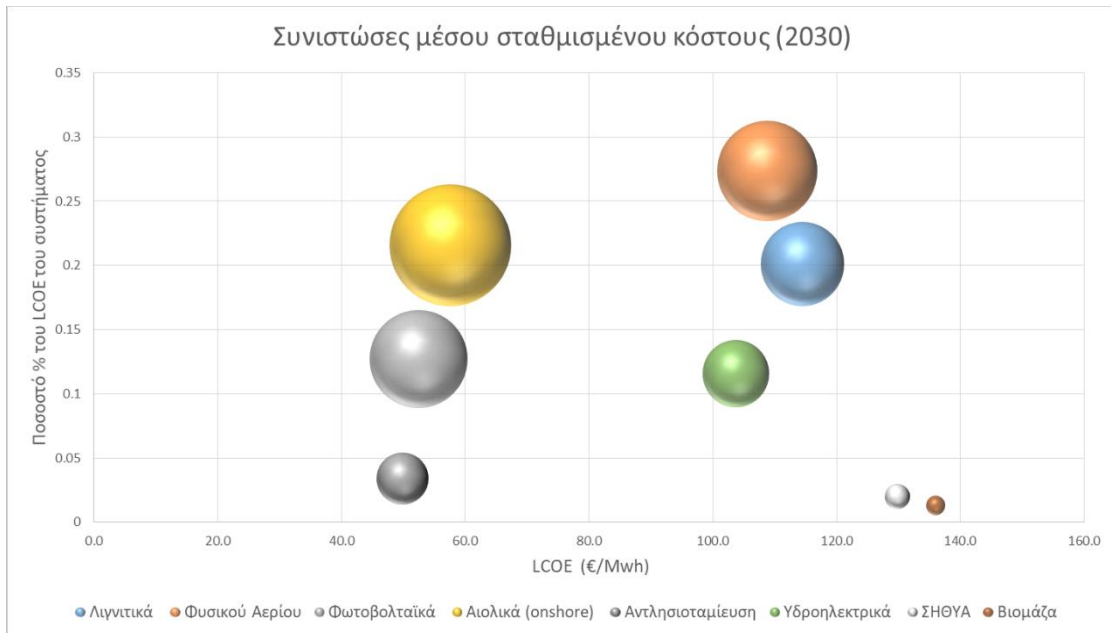
6.5 Αξιολόγηση αποτελεσμάτων οικονομικής ανάλυσης

Η οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων, που πρέπει να πραγματοποιηθούν, με βάση την τιμή του μέσου σταθμισμένου κόστους, καταλήγει στο αναμενόμενο αποτέλεσμα της πτώσης του συνολικού κόστους του συστήματος. Η μείωση της συμμετοχής των θερμικών μονάδων με την παράλληλη αύξηση του κόστους αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, οδηγεί στην αύξηση του μέσου σταθμισμένου τους κόστους. Οι αιολικοί και φωτοβολταϊκοί σταθμοί, παρόλο που αποτελούν μία σχετικά ώριμη τεχνολογία, προβλέπεται πως θα απαιτούν ακόμα μικρότερο αρχικό κόστος επένδυσης για την κατασκευή τους στο μέλλον. Κατά συνέπεια, η εισαγωγή στο ενεργειακό ισοζύγιο περισσότερων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρόλο που δρουν ευεργετικά τόσο στην επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων όσο και στη μείωση του κόστους του συστήματος, δεν μπορούν να στηρίξουν μόνες τους το ηλεκτρικό σύστημα. Η λειτουργία των ευέλικτων θερμικών μονάδων φυσικού αερίου, είναι απαραίτητη προκειμένου να εξασφαλιστεί η ευστάθεια και ασφάλεια του συστήματος. Επομένως, παρόλο που το κόστος τους αυξάνεται πρέπει να συμμετέχουν στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό. Η ύπαρξη της αντλησιοταμίευσης συνδράμει, τόσο στην εξισορρόπηση του φορτίου και την εκμετάλλευση της περίσσειας ενέργειας, όσο και στη διατήρηση του κόστους του συστήματος σε ικανοποιητικά επίπεδα, διότι το κόστος ανά παραγόμενη μεγαβατώρα των έργων είναι

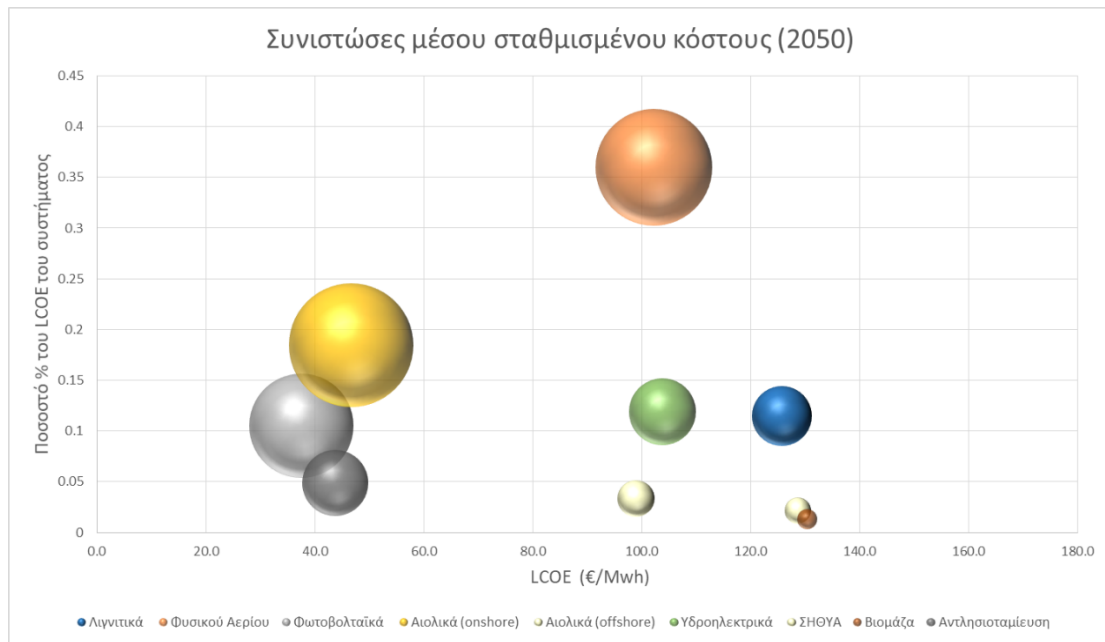
χαμηλό. Στο κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων, των μονάδων ΣΗΘΥΑ και των μονάδων βιομάζας, δεν παρατηρούνται έντονες αλλαγές, διότι δεν πραγματοποιούνται μεγάλες αλλαγές στις επιμέρους συνιστώσες του.



Σχήμα 6.3: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2017)



Σχήμα 6.4: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2030)



Σχήμα 6.5: Απεικόνιση του μεγέθους της παραγωγής και του κόστους των μονάδων παραγωγής (έτος 2050)

Στα παραπάνω διαγράμματα αναπαρίσταται το ποσοστό συμμετοχής του κόστους των επιμέρους μονάδων στο συνολικό μέσο σταθμισμένο κόστος του συστήματος. Το μέγεθος των σφαιρών καθορίζεται από την ετήσια παραγόμενη ενέργεια των μονάδων. Από τη συγκριτική αξιολόγηση των παραπάνω διαγραμμάτων, παρατηρείται, όπως είναι φυσικό, πως στη σημερινή κατάσταση του συστήματος το συνολικό κόστος επηρεάζεται κυρίως από τις συνιστώσες των θερμικών μονάδων. Στα μελλοντικά έτη αναφοράς, η συμμετοχή στη διαμόρφωση του κόστους των φωτοβολταϊκών, αιολικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών αυξάνεται, επιφέροντας στο σύστημα πτώση του κόστους. Η μείωση της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων έχει ως αποτέλεσμα, όπως είναι φυσικό, τη μείωση της επίδρασης τους στο κόστος του συστήματος και την ενίσχυση του ρόλου των μονάδων φυσικού αερίου. Ανακεφαλαιώνοντας, όπως έχει προαναφερθεί η αύξηση των ΑΠΕ έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους του συστήματος με τη μείωση της συμμετοχής των θερμικών μονάδων.

Συμπεράσματα

Η διπλωματική αυτή εργασία, όπως έχει προαναφερθεί, πραγματεύεται την αύξηση της διείσδυσης των αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στον Ελλαδικό χώρο με την ταυτόχρονη δημιουργία ανάλογων υποδομών αντλησιοταμίευσης. Στα πλαίσια της μελέτης κρίθηκε σκόπιμη η επισκόπηση εναλλακτικών σεναρίων, με έτη αναφοράς το 2017, 2030, 2050.

Τα συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν από την αξιολόγηση των εναλλακτικών σεναρίων για τα εξεταζόμενα έτη καταγράφονται παρακάτω:

Η μεγάλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών στο σημερινό ηλεκτρικό σύστημα της χώρας (2017), έχει ως αποτέλεσμα, όπως είναι φυσικό, την υποκατάσταση της παραγόμενης ενέργειας των θερμικών μονάδων. Η λειτουργία των θερμικών μονάδων, κυρίως των λιγνιτικών, πέφτει σε χαμηλά επίπεδα με αποτέλεσμα να μην μπορεί να καταστεί οικονομικά βιώσιμη. Η δημιουργία νέων φωτοβολταϊκών και αιολικών υποδομών συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4 GW, οδηγεί στην αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό ισοζύγιο και στην ταυτόχρονη μείωση της λειτουργίας των θερμικών μονάδων σε χαμηλότερα αλλά αποδεκτά επίπεδα. Σε αυτή την περίπτωση οι περικοπές ενέργειας δεν είναι ικανές να τροφοδοτήσουν την ικανοποιητική λειτουργία των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων. Βέβαια, η λειτουργία των ήδη υπάρχοντων αντλησιοταμιευτικών έργων ενισχύεται, με βάση το μοντέλο προσομοίωσης που έχει δημιουργηθεί, και η ενέργεια που μπορούν να παράξουν αυξάνεται. Η συνεισφορά των ΑΠΕ, μπορεί να φτάσει έως και 35% στο ενεργειακό ισοζύγιο με μία αύξηση της τάξεως των 4 GW των ανανεώσιμων πηγών.

Το έτος 2030, η ετήσια ζητούμενη ενέργεια αυξάνεται και ταυτόχρονα αποσύρονται οι μισές από τις λιγνιτικές μονάδες, που είναι ενταγμένες στο ηλεκτρικό σύστημα. Η απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων, προσφέρει μεγαλύτερα περιθώρια αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών. Τα σενάρια που μελετήθηκαν χαρακτηρίζονται από μικρή, μέτρια και μεγάλη αύξηση των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών. Στην περίπτωση της μικρής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών (10 GW), δεν μπορεί να επιτευχθεί η επιθυμητή υποκατάσταση των θερμικών μονάδων. Προκειμένου, να είναι δυνατή η κάλυψη της ζήτησης, οι θερμικές μονάδες υπερφορτίζονται με αποτέλεσμα την απόκλιση από τον αντικειμενικό σκοπό, που είναι η απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής. Στο σενάριο της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών και των αιολικών της τάξεως των 16 GW, το ποσοστό συνεισφοράς των ΑΠΕ μπορεί να ανέλθει στο 65%. Σε αυτή την περίπτωση, οι ανάγκες αντλησιοταμίευσης, που παρουσιάζονται, είναι της τάξεως του 1.5 GW εγκατεστημένης ισχύος και το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας, που προέρχεται από τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα, είναι 6%. Το μερίδιο των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο αυξάνεται σημαντικά, χωρίς να προκαλεί κορεσμό στο ηλεκτρικό σύστημα και να οδηγεί στην υπολειτουργία των θερμικών μονάδων. Στην περίπτωση της περαιτέρω αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και των φωτοβολταϊκών (22 GW), οι ανανεώσιμες πηγές αναλαμβάνουν κυρίαρχο ρόλο στην ικανοποίηση της ζήτησης, με το ποσοστό συνεισφοράς τους να

ανέρχεται στο 80%. Η αύξηση, αυτής της τάξεως των ανανεώσιμων πηγών, οδηγεί τόσο στην ανεπαρκή εκμετάλλευση των νέων εγκαταστάσεων (κυρίως των αιολικών), καθώς δεν απορροφάται ικανό ποσό της παραγόμενης ενέργειας, όσο και στην παρεμπόδιση της οικονομικά βιώσιμης λειτουργίας των θερμικών -κυρίως λιγνιτικών- μονάδων.

Το 2050, σημειώνεται ακόμα μεγαλύτερη αύξηση της ζήτησης και η ισχύς των λιγνιτικών μονάδων περιορίζεται στο 1 GW. Τα εναλλακτικά σενάρια διεξόδου αιολικών και φωτοβολταϊκών, που εξετάζονται χαρακτηρίζονται και πάλι από μικρή (12 GW), μεσαία (18 GW) και μεγάλη (24 GW) κλίμακα υποδομές. Ομοίως με το έτος αναφοράς 2030, η μικρή αύξηση των ΑΠΕ οδηγεί σε υπερφόρτιση των θερμικών μονάδων, ενώ η μεγάλη αύξηση της τάξεως των 24 GW, οδηγεί στην αντιοικονομική λειτουργία τους και στη μη επαρκή αξιοποίηση της παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας. Η αύξηση των ΑΠΕ στα 18 GW, έχει ως αποτέλεσμα το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών να ανέλθει στο 70% του ενεργειακού ισοζυγίου. Η εκτιμώμενη εγκατεστημένη ισχύς των αντλιοσταμειωτικών έργων είναι της τάξεως των 2.1 GW. Η επιθυμητή απανθρακοποίηση επιτυγχάνεται με την ταυτόχρονη ισορροπημένη συνύπαρξη όλων των μονάδων παραγωγής στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Η επίτευξη του στόχου, που έχει τεθεί στον Οδικό Χάρτη για την ενέργεια από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας το 2012 για το 2050, και προϋποθέτει το 80% της καταναλισκόμενης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ, μπορεί να επιτευχθεί με την απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων, την αύξηση των αιολικών και φωτοβολταϊκών στα 24 GW και τη συμμετοχή των αντλιοσταμειωτικών έργων στο ενεργειακό ισοζύγιο με ποσοστό 13%, με την ονομαστική τους ισχύ να εκτιμάται στα 4 GW.

Τα συμπεράσματα, που μπορούν να εξαχθούν, για την διαστασιολόγηση και λειτουργία της αντλιοσταμειωσης είναι τα ακόλουθα:

- Το μέγεθος της αντλιοσταμειωσης πρέπει να είναι ανάλογο της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών. Η υπερδιαστασιολόγηση των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων μπορεί να οδηγήσει, όπως είναι φυσικό, σε εγκατεστημένη ισχύ υδροδυναμικών μηχανών, οι οποίες θα χρησιμοποιούνται, μονάχα ελάχιστες ώρες ετησίως, χωρίς να είναι δυνατή η οικονομική τους απόσβεση, ενώ η υποδιαστασιολόγηση θα οδηγήσει στη μη επαρκή αξιοποίηση των προοπτικών που υπάρχουν.
- Εάν η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών (κυρίως των αιολικών) είναι μικρής τάξεως, οι περικοπές ενέργειας που λαμβάνουν χώρα δεν είναι ικανές να τροφοδοτήσουν επαρκώς τα αντλιοσταμειωτικά έργα. Η δέσμευση ενός ικανού ποσού απορριπτόμενης ενέργειας, σε αυτές τις περιπτώσεις, οδηγεί στην υπερδιαστασιολόγηση των συνιστωσών, χωρίς να μπορεί να διασφαλιστεί η οικονομική λειτουργία των μονάδων.
- Η μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών, έχει ως απόρροια τις μεγαλύτερες περικοπές ενέργειας. Κατά συνέπεια, επιτυγχάνεται περισσότερες ώρες, η πληρότητα των δεξαμενών και οι ώρες παραγωγής των στροβίλων αυξάνονται κατά την διάρκεια του έτους.
- Η συνεισφορά των αντλιοσταμειωτικών έργων στο ενεργειακό ισοζύγιο, εξαρτάται άμεσα από το ποσοστό στιγμιαίας διεξόδου των αιολικών, διότι η

αύξηση του συνεπάγεται τόσο τη μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας, όσο και τη μείωση του εναπομείνοντος προς κάλυψη φορτίου.

- Το μεγαλύτερο ποσό της απορριπτόμενης ενέργειας του συστήματος, που τροφοδοτεί τις αντλίες των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων, προέρχεται από την αιολική παραγωγή.

Η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του ηλεκτρικού συστήματος με βάση το μέσο σταθμισμένο κόστος, καταλήγει σε αποτελέσματα που ευνοούν τη μεγάλη διείσδυση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών μονάδων.

Η μεγαλύτερη διείσδυση των φωτοβολταϊκών και αιολικών συστημάτων επιφέρει τη μείωση του μέσου σταθμισμένου κόστους του συστήματος. Οι τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών, προβλέπεται πως μελλοντικά, θα απαιτούν χαμηλότερα επενδυτικά κεφάλαια για την κατασκευή τους. Επομένως, η αύξηση της συνεισφοράς τους στο ενεργειακό ισοζύγιο έχει ως φυσικό επακόλουθο την πτώση του μέσου σταθμισμένου κόστους του συστήματος. Το κόστος των θερμικών μονάδων, στα έτη αναφοράς 2030, 2050 ανεβαίνει, εξαιτίας της αύξησης του κόστους αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, όμως η μείωση της συνεισφοράς τους στο ενεργειακό ισοζύγιο αποτρέπει την αύξηση στο συνολικό μέσο σταθμισμένο κόστος του συστήματος. Πρέπει να τονιστεί, πως παρόλο που αυξάνεται το κόστος των θερμικών μονάδων (κυρίως των μονάδων φυσικού αερίου), δεν είναι δυνατόν να αποσυρθούν από το ηλεκτρικό σύστημα, διότι αποτελούν σταθεροποιητικό παράγοντα του συστήματος, με την εφεδρεία που παρέχουν. Το βασικό συμπέρασμα, που μπορεί να εξαγάγει κανείς, είναι πως η μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών θα επιφέρει την πτώση του κόστους του συστήματος. Επομένως, η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών δεν συντελεί μόνο στη διαμόρφωση ενός ηλεκτρικού συστήματος με λιγότερους ρύπους αλλά και στη σύσταση μακροπρόθεσμα ενός οικονομικότερου συστήματος.

Βιβλιογραφία

- [1] C. Klessmann, A. Held, M. Rathmann and M. Ragwitz, "Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union—What is needed to reach the 2020 targets?," *Energy policy*, vol. 39, no. 12, pp. 7637-7657, 2011.
- [2] "European Climate Change Programme," European Commission, 2017. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/eccp_en. [Accessed June 2017].
- [3] "Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC," *Official Journal of the European Union*, 2009.
- [4] European Commission, "Energy roadmap 2050," Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2012.
- [5] "Wind in power-2016 European statistics," WindEurope, 2017.
- [6] "Report for the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions," European Commission, Brussels, 2017.
- [7] European Environment Agency, "Renewable energy in Europe 2017," Office of the European Union, Luxembourg, 2017.
- [8] "Europe to experience pumped storage boom," *SETIS Magazine*, December 2013.
- [9] M. Zuber, "Hydro World-Renaissance for Pumped Storage in Europe," *Hydro Review*, 7 January 2011. [Online]. Available: <http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-19/issue-3/articles/new-development/renaissance-for-pumped-storage-in-europe.html>. [Accessed June 2017].
- [10] M. Gimeno-Gutiérrez and R. Lacal-Arántegui, "Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage," Joint Research Centre, 2013.
- [11] "Hydro in Europe: Powering Renewables," EURELECTRIC Renewables Action Plan, Brussels.

- [12] Επιτροπή Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, «Εθνικός Ενεργειακός σχεδιασμός-Οδικός Χάρτης για το 2050,» Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Αθήνα, 2012.
- [13] «Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ,» Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ, Αθήνα, 2017.
- [14] «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας,» Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Ρ.Α.Ε., 2017. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp. [Πρόσβαση Ιούνιος 2017].
- [15] «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2017-2027,» Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), Αθήνα, 2017.
- [16] «Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας,» 3 April 2012. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: <http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=785&sni%5B524%5D=1756&language=el-GR>. [Πρόσβαση Ιούνιος 2017].
- [17] «Υπουργείο Ενέργειας & Περιβάλλοντος,» 2017. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: <http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=484>. [Πρόσβαση Ιούλιος 2017].
- [18] Δ. Ε. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Αθήνα: Τσότρας, 2016.
- [19] Ι. Γ. Αργυράκης, «1ο Πανελλήνιο Συνέδριο Μεγάλων Φραγμάτων,» σε *Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας*, Λάρισα, 2008.
- [20] "Energy Storage Association," Energy Storage Association, 2017. [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>. [Accessed 5 June 2017].
- [21] "Wikipedia," Wikimedia Foundation, 16 July 2017. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage_hydroelectricity#History. [Accessed 5 August 2017].
- [22] Dames & Moore, An Assessment of Hydroelectric Pumped Storage, Washington: National Hydroelectric Power Resources Study, 1981.
- [23] "Technology Roadmap, Energy Storage," International Energy Agency, Paris, 2014.
- [24] «ΔΕΗ,» Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε., 2013. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: <https://www.dei.gr/el/i-dei/perivallon/perivallontiki-stratigiki/ananevwsimes-piges-energeias>. [Πρόσβαση Ιούνιος 2017].
- [25] Ι. Αργυράκης, «Η διαχείριση των αναστρέψιμων ΥΗΣ της ΔΕΗ Α.Ε,» σε *Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου*, Αθήνα, 2013.

- [26] Ι. Αργυράκης, «Η Υδροηλεκτρική Παραγωγή της ΔΕΗ ΑΕ,» Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος.
- [27] Ι. Γ. Αργυράκης, «Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί της ΔΕΗ Α.Ε. και η συμβολή τους στην κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών της Χώρας,» Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας ΤΕΕ.
- [28] Ν. Μαμάσης και Ι. Στεφανάκος, «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία: Υδροηλεκτρική Ενέργεια,» Τομέας Υδάτινων Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ, Αθήνα, 2011.
- [29] Δ. Παπαντώνης, «Τεχνολογικές Επιλογές και Τεχνολογικοί Περιορισμοί του Εξοπλισμού της Μονάδας Αντλησιοταμίευσης Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής,» Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών, ΕΜΠ, Χανιά, 2009.
- [30] "TERNA Energy: Hydro pumped storage-Amfilochia," TERNA Energy, [Online]. Available: <http://hps-amfilochia.gr/ergo/>. [Accessed June 2017].
- [31] Ι. Αναγνωστόπουλος και Δ. Παπαντώνης, «Εκτίμηση μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας,» Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών, ΕΜΠ, Αθήνα, 2013.
- [32] Γ. Κάραλης, Α. Ζερβός και Δ. Παπαντώνης, «Μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας με παράλληλη χρήση αντλησιοταμίευσης στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
- [33] Δ. Ν. Μπουλαξής, Κ. Ε. Διαλυνάς και Α. Κ. Σ. Παπαθανασίου, «Το ρυθμιστικό πλαίσιο για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα,» Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αθήνα, 2013.
- [34] Ι. Στεφανάκος και Ε. Ράμπιας, «Διερεύνηση της δυνατότητας κατασκευής έργων αποταμίευσης ενέργειας μέσω άντλησης σε περιοχές του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας,» σε *Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος*, Αθήνα, 2010.
- [35] D. A. Katsaprakakis and D. G. Christaki, "Seawater pumped storage systems and offshore wind parks in islands with low onshore wind potential. A fundamental case study," Wind Energy and Power Plants Synthesis Laboratory, Technological Educational Institute of Crete, Heraklion, 2014.
- [36] E. McLean and D. Kearney, "An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid," Elsevier, Dublin, 2014.
- [37] A. Hiratsuka, T. Arai and T. Yoshim, "Seawater pumped-storage power plant in Okinawa island, Japan," Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, 1993.

- [38] «Wikipedia,» Wikimedia Foundation, 22 March 2017. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Okinawa_Yanbaru_Seawater_Pumped_Storage_Power_Station. [Accessed June 2017].
- [39] G. Cavazzini and J. I. Pérez-Díaz , "Technological developments for pumped-hydro energy storage," European Energy Research Alliance, 2014.
- [40] S. Rehmana, L. M. Al-Hadhramia and M. Mahbub , "Pumped hydro energy storage system: A technological review," Elsevier, 2015.
- [41] "Energie Speicher," Förderinitiative Energiespeicher, 12 April 2017. [Online]. Available: http://forschung-energiespeicher.info/en/projektschau/gesamtlste/projekt-einzelansicht/95/Kugelpumpspeicher_unter_Wasser/. [Accessed June 2017].
- [42] M. Ber, "Spheric Under Water Energy Reservoirs," ETH, Zurich, 2017.
- [43] W. Steel, "Renewable Energy World," 9 September 2016. [Online]. Available: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/09/storing-energy-in-the-sea-a-new-design-for-marine-energy-storage.html>. [Accessed June 2017].
- [44] E. Pujades, P. Orban, S. Bodeux, P. Archambeau, S. Erpicum and A. Dassargues , "Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency?," Elsevier, 2016.
- [45] «METEO,» Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: <http://www.meteo.gr/meteorplus/windStatistics.cfm>. [Πρόσβαση Ιούνιος 2017].
- [46] V. Kotroni, K. Lagouvardos and S. Lykoudis, "High-resolution model-based wind atlas for Greece," Institute for Environmental Research, National Observatory of Athens, Athens, 2013.
- [47] «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» ΑΔΜΗΕ Α.Ε., 2017. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrifi-systimatos-metaforas>. [Πρόσβαση Ιούνιος 2017].
- [48] G. Caralis, K. Rados and A. Zervos, "The Effect of Spatial Dispersion of Wind Power Plants on the Curtailment of Wind Power in the Greek Power Supply System," Wiley Interscience, 2009.
- [49] "Vestas," Vestas Wind Systems, 2017. [Online]. Available: https://www.vestas.com/en/products/turbines/v110-2_0_mw#!. [Accessed June 2017].
- [50] T. Huld and I. Pinedo- Pascua, "European Commission," 4 September 2012. [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_GR.png. [Accessed June 2017].

- [51] «Προσδιορισμός κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2017,» *Εφημερίδα της Κυβερνήσεως Ελληνική Δημοκρατία*, αρ. Β' 2278/04.07.2017, p. 23014, 2017.
- [52] Διευθυνση Υδροηλεκτρικής Παραγωγής, «ΥΗΕ Μεσοχώρας,» Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε., Αθήνα, 2014.
- [53] Ε. Ν. Διαλυνας, Αξιοπιστία συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, 2007.
- [54] "European Union Emissions Trading Scheme - legal point of view," 21 May 2017. [Online]. Available: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/450-loss-of-load-expectation-lole>. [Accessed July 2017].
- [55] European Commission, "Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms," European Commission, Brussels, 2016.
- [56] Α. Γ. Μπακιρτζής, Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ζήτη, 1998.
- [57] G. Dr. Papaefthymiou, K. Grave and K. Dragoon, "Flexibility options in electricity systems," Ecofys, Berlin, 2014.
- [58] Α. Ζερβός, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2008.
- [59] Σ. Παπαθανασίου, Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2012.
- [60] "NREL," National Renewable Energy Laboratory, 10 September 2013. [Online]. Available: https://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_documentation.html. [Accessed June 2017].
- [61] Ι. Ψαρράς και Α. Φλάμος, Τεχνοοικονομικά Συστήματα-Διαχείριση Ενεργειακών Πόρων-Σημειώσεις, Αθήνα: Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων & Διοίκησης - Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών.
- [62] "Projected Costs of Generating Electricity," International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), 2015.
- [63] Ε. Λεκατσάς, Οικονομική Ανάλυση Ηλεκτρικών Συστημάτων, Αθήνα: Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, 2000.
- [64] "Levelised Cost of electricity," VGB PowerTech e.V., Essen, 2015.

- [65] J. Foster, . L. Wagner and A. Bratanova, "LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions," CSIRO Future Grid Flagship Cluster.
- [66] Black & Veatch, "Levelized Levelized Cost of Energy Cost of Energy Calculation Calculation Methodology and Sensitivity".
- [67] S. Larsson, «Reviewing electricity generation,» Uppsala Universitet, Uppsala, 2012.
- [68] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch and C. V. Hirschhausen, "Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050," DIW, Berlin, 2013.
- [69] Booz & Company, "Understanding Lignite Generation Costs in Europe," Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε..
- [70] "European Energy Exchange AG," European Energy Exchange AG, 2017. [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances#!/2017/09/04>. [Accessed September 2017].
- [71] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis — version 8.0," 2014.
- [72] Joint Research Centre, "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050," European Union, Luxembourg, 2014.
- [73] P. V. Chiantore, I. Gordon, W. Hoffmann, E. Perezagua, S. Philipps, E. Roman, E. Sandre, W. Sink, E. Simonot and A. Martínez, "Future renewable energy costs: solar photovoltaics," KIC InnoEnergy, 2015.
- [74] J. N. Mayer, "Current and Future Cost of Photovoltaics," Agora Energiewende, 2015.
- [75] . R. Wiser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz and A. Smith, "Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers," IEA Wind, 2016.
- [76] Agora Energiewende, "Future cost of onshore wind. Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions," Agora Energiewende, Berlin, 2017.
- [77] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power," International Renewable Energy Agency (IRENA), Bonn, 2012.
- [78] P. Lako, "Hydropower," IEA ETSAP, 2010.
- [79] «Περιγραφή Σχήματος Λειτουργικής Ενίσχυσης στους Τομείς των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και

- Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης,» Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Αθήνα, 2016.
- [80] "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Biomass for Power Generation," International Renewable Energy Agency (IRENA), Bonn, 2012.
- [81] "EUBIA," European Biomass Industry Association, 2017. [Online]. Available: <http://www.eubia.org/cms/wiki-biomass/biomass-characteristics/>. [Accessed June 2017].
- [82] "IEA Energy Technology Essentials," IEA, 2007.
- [83] Ι. Ελευθεριάδης, «Δυναμικό Βιομάζας και Στερεά Βιοκαύσιμα,» Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Αθήνα.
- [84] K. Zach, H. Auer and G. Lettner, "Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies," WIP Renewable Energies, 2012.
- [85] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, 2017. [Online]. Available: <http://www.admie.gr/en/operations-data/electricity-power-market-participation/market-data/>. [Accessed 2017].
- [86] ECOFYS, "Subsidies and costs of EU energy, Annex 4-5," European Commission.
- [87] R. Wiser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz and A. Smith, "Forecasting Wind Energy Costs & Costs Drivers: The Views of the World's Leading Experts," International Energy Agency (IEA), 2016.
- [88] "World Energy Council," 2016. [Online]. Available: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Hydropower_2016.pdf. [Accessed September 2017].
- [89] Δ. Τσαλέμης, Δ. Μαυράκη, Η. Δούλος, Α. Οικονόμου, Κ. Περράκης, Κ. Τίγκας, Γ. Βουγιουκλάκης, Γ. Κάραλης, Κ. Βασιλικός, Σ. Λουμάκης, Π. Παπασταματίου, Σ. Σεϊμανίδης, Μ. Σιαμίδης και Σ. Ψωμάς, «Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης,» Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας, Αθήνα, 2012.
- [90] "European Commission," European Commission, 2017. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>. [Accessed June 2017].
- [91] Ι. Γ. Αργυράκης, «Η εκμετάλλευση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών ως Έργων Πολλαπλού Τύπου,» Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε., Αθήνα.

Παράρτημα 1**ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ****Αριθ. ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.178634**

Προσδιορισμός κατώτατης τιμής προσφοράς δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2017.

Μεταβλητά Κόστη Λιγνιτικής Παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε.	€/MWh
Μεταβλητά κόστη ορυχείων (εδ. α παρ. 3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	18,17
Κόστος αγοράς καυσίμων από τρίτους (εδ. β παρ. 3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	1,84
Ειδικό Τέλος Λιγνίτη (εδ. γ παρ. 3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	2,00
Ειδικό Κόστος Εκκίνησης (εδ. δ παρ. 3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	1,62
Μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης (εδ. ε παρ.3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	2,98
Κόστη αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO2 (εδ. στ παρ.3 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	7,90
Σύνολο	34,51
Μεταβλητά Κόστη Υδροηλεκτρικής Παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε.	€/MWh
Μεταβλητά κόστη υδροηλεκτρικών σταθμών (παρ. 2 άρθρο 139 ν. 4389/2016)	2,05