



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**Υπολογιστική ανάλυση και διαστασιολόγηση μονάδων  
αντλησιοταμίευσης στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για την  
επίτευξη μεγάλης διείσδυσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας**



**ΕΥΑΓΓΕΛΙΑ Α. ΠΑΠΑΔΗΜΟΥ**

**ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: ΙΩΑΝΝΗΣ ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ, ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΕΜΠ**

**ΑΘΗΝΑ, ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2012**

## Περίληψη

Η ανάγκη για χρήση μορφών ενέργειας φιλικών προς το περιβάλλον, έχει οδηγήσει στην αύξηση της εγκατάστασης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και κυρίως αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων στο δίκτυο της Ελλάδας και κατ' επέκταση της Κρήτης, και προβλέπεται ακόμη μεγαλύτερη στο μέλλον. Όμως υπάρχει ένα όριο της διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο πέρα από το οποίο δημιουργούνται τεχνικά προβλήματα ευστάθειας και αξιοπιστίας του, επειδή η παραγόμενη ισχύς έχει διακυμάνσεις, και γι' αυτό μελετούνται τρόποι αξιοποίησης της παραγόμενης ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφηθεί και συνεπώς απορρίπτεται.

Στην παρούσα εργασία υπολογίζονται αρχικά οι απορρίψεις ενέργειας από ΑΠΕ στο νησί της Κρήτης (συγκεκριμένα από αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς) για το διάστημα ενός ημερολογιακού έτους, για διάφορα σενάρια εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και ανάπτυξης του δικτύου για τον χρονικό ορίζοντα 2015-2050. Στη συνέχεια, με βάση τις υπολογιζόμενες απορρίψεις μελετάται η κατασκευή ενός σταθμού αντλησιοταμίευσης για την αποθήκευση της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ και την διοχέτευσή της ξανά στο δίκτυο, υπό σταθερή υδροηλεκτρική μορφή. Εξετάζονται διάφορα σενάρια αποθηκευτικής ισχύος και τιμολόγησης, προκειμένου να εντοπιστεί πότε ο σταθμός καθίσταται οικονομικά βιώσιμη επένδυση. Τέλος δίνεται με ένα παράδειγμα η επίπτωση ενδεχόμενης μελλοντικής διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Δίκτυο.

Το ποσό της απορριπτόμενης ενέργειας από ΑΠΕ εξαρτάται από μια σειρά παραγόντων που εξετάζονται, όπως εγκατεστημένη ισχύς και τρόπος ένταξης των ΑΠΕ στο δίκτυο. Ανάλογα με την περίπτωση ευνοούνται είτε τα Αιολικά είτε τα Φ/Β.

Από τις διάφορες τιμολογήσεις ενέργειας που εξετάζονται στον σταθμό αντλησιοταμίευσης, αναζητείται αυτή που προσφέρει τον καλύτερο συνδυασμό ισχύος αντλιοστασίου και συνολικής αποθηκευόμενης ενέργειας.

## **Abstract**

The need to use environmentally friendly energy, has led to the increase of renewable energy sources installation, mainly wind and photovoltaic systems in the Greek electrical grid and by extension Crete, and is expected to be even higher in the future. But there is a limit in the penetration of RES into the electric grid over which technical problems of stability and reliability occur, because the power output is variable, and so ways to exploit the produced energy, that cannot be absorbed by the grid and therefore is rejected, are under study.

In the present thesis initially the energy rejections from RES in the island of Crete are calculated (namely wind farms and photovoltaic plants) for the period of one calendar year, for various scenarios of installed RES power and grid development, for the time frame 2015-2050. Then, based on the calculated rejections, the construction of a pump storage station is studied in order to store the excess RES energy production and channel it back to the grid in a constant hydro form. Various scenarios for storage power and pricing are examined, in order to identify when the plant becomes an economically viable investment. Finally an example of the impact of possible future interconnection of Crete with the mainland grid is given.

The amount of rejected energy from RES depends on a number of factors that are examined, such as installed power and the ways in which RES are accessed into the grid. Depending on the case either the wind farms or the photovoltaic plants are favored.

Of the various pricings that are examined for the pump storage station, the one that offers the best combination of pumping power and total stored energy is sought.

Σ' αυτό το σημείο θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο, Επίκουρο Καθηγητή του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ, για την ανάθεση ενός τόσο ενδιαφέροντος και επίκαιρου θέματος, καθώς και για την πολύτιμη βοήθειά του στην εκπόνηση αυτής της διπλωματικής εργασίας.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Δημήτρη Παπαντώνη, Καθηγητή του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ, για την συμβολή του στον εμπλουτισμό των γνώσεων μου γύρω από τις Υδροδυναμικές Μηχανές.

Τέλος, ιδιαίτερες ευχαριστίες, στην φίλη και συνάδελφο Αλεξία Σαμόλη για την άριστη συνεργασία μας, τόσο στα πλαίσια εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας όσο και κατά τα πέντε χρόνια της φοίτησής μας στο τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ.

Ευαγγελία Α. Παπαδήμου

Αθήνα, Οκτώβριος 2012



## Περιεχόμενα

<b>Πίνακας Συμβόλων</b> .....	7
<b>1. Εισαγωγή</b> .....	8
1.1 Σκοπός της Εργασίας.....	8
1.2 Διάρθρωση της Εργασίας.....	8
<b>2. Γενικά στοιχεία για την Ελλάδα και την Κρήτη, Αποθήκευση Ενέργειας, Υβριδικά Συστήματα και Διασύνδεση</b> .....	11
2.1 Γενικά στοιχεία για την παρούσα κατάσταση της Ελλάδας και στόχοι για το μέλλον... ..	11
2.1.1 Τρέχουσα κατάσταση στην Ελλάδα.....	11
2.1.2 Προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική.....	11
2.1.3 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	12
2.1.4 Εθνική Νομοθεσία και Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ.....	13
2.1.5 Εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος την περίοδο 2020-2050.....	13
2.1.6 Στοιχεία του 2011 για ΑΠΕ στην Κρήτη και τα μη διασυνδεδεμένα νησιά.....	14
2.2 Αποθήκευση Ενέργειας.....	17
2.2.1 Η ανάγκη της αποθήκευσης ενέργειας.....	17
2.2.2 Γενικά στοιχεία για την Αποθήκευση.....	19
2.2.3 Τρόποι αποθήκευσης ενέργειας.....	20
2.2.4 Αποθήκευση ενέργειας υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα.....	21
2.2.5 Αποθήκευση ενέργειας υπό μορφή υδραυλικής ενέργειας.....	24
2.3 Υβριδικά Συστήματα.....	31
2.3.1 Εισαγωγή.....	31
2.3.2 Αναλυτικός ορισμός Υβριδικού Σταθμού.....	33
2.3.3 Λειτουργία Υβριδικού Σταθμού σε αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο.....	34
2.3.3.1 Πολιτική διαχείρισης των ΥΒΣ.....	34
2.3.3.2 Πολιτική τιμολόγησης για ΥΒΣ.....	35
2.3.3.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα του ΥΒΣ.....	36
2.3.3.4 Τρέχουσα κατάσταση στα νησιά.....	37
2.4 Διασύνδεση Αυτόνομων Νησιών.....	38
2.4.1 Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό Δίκτυο.....	38
<b>3. Μοντελοποίηση- Κώδικας- Περιγραφή</b> .....	43
3.1 Υπολογισμός Απόρριψης Ενέργειας από ΑΠΕ.....	43
3.2 Περίπτωση Αναφοράς.....	43
3.3 Δημιουργία μελλοντικών Σεναρίων ανάπτυξης του συστήματος της Κρήτης.....	53
3.4 Επεξεργασία Αποτελεσμάτων.....	59
<b>4. Αποτελέσματα</b> .....	62
4.1 Εγκατάσταση Αιολικών- Φ/Β στο υφιστάμενο σύστημα της Κρήτης.....	62
4.2 Αποτελέσματα για τη μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος.....	83
4.3 Σχόλια για τα αποτελέσματα των παραπάνω Σεναρίων.....	96
<b>5. Τεχνοοικονομική Ανάλυση και Διαστασιολόγηση Σταθμού Αντλησιοταμίευσης...</b>	101

5.1 Παρουσίαση της μεθοδολογίας που εφαρμόζεται.....	101
5.2 Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Μελέτης.....	106
5.2.1 Αποτελέσματα Σεναρίων υφιστάμενου συστήματος Κρήτης.....	106
5.2.2 Αποτελέσματα Σεναρίων μελλοντικής ανάπτυξης του συστήματος Κρήτης.....	121
5.2.3 Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα- Σχολιασμός.....	146
5.3 Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό Δίκτυο.....	151
<b>6. Συμπεράσματα- Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....</b>	<b>153</b>
6.1 Συμπεράσματα.....	153
6.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....	155
<b>Παράρτημα.....</b>	<b>156</b>
<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>158</b>

## Πίνακας Συμβόλων

Όνομα	Περιγραφή
R	Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών προς το μέσο φορτίο του έτους
F	Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β προς το μέσο φορτίο του έτους
X	Ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φ/Β προς το μέσο φορτίο του έτους
$F_{ct}$	Παράμετρος πολλαπλασιασμού Χρονοσειρών Παραγωγής στη Γενική περίπτωση Ορισμού
$F_{ct1}$	Παράμετρος πολλαπλασιασμού Χρονοσειράς Παραγωγής Αιολικών
$F_{ct2}$	Παράμετρος πολλαπλασιασμού Χρονοσειράς Παραγωγής Φ/Β
$F_{ct3}$	Παράγοντας πολλαπλασιασμού Χρονοσειρών Παραγωγής Ολικού Φορτίου
$\bar{L}_d$	Μέσο φορτίο του έτους αναφοράς (MW)
$N_{wind}$	Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών Σταθμών (MW)
$N_{pv}$	Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β Σταθμών (MW)
$P_{max}$	Μέγιστη ωριαία διείσδυση από Αιολικά και Φ/Β (MW)
$E_{tot}$	Χρονοσειρά παραγωγής Ολικού Φορτίου του έτους αναφοράς (MW)
$E_{wind}$	Χρονοσειρά παραγωγής Αιολικών Σταθμών του έτους αναφοράς (MW)
$E_{pv}$	Χρονοσειρά παραγωγής Φ/Β Σταθμών του έτους αναφοράς (MW)
$P_{R-tot}$	Χρονοσειρά παραγωγής Αιολικών και Φ/Β του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$P_{R-wind}$	Χρονοσειρά παραγωγής Αιολικών του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$P_{R-pv}$	Χρονοσειρά παραγωγής Φ/Β του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$R_{j-tot}$	Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Αιολικών και Φ/Β του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$R_{j-wind}$	Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Αιολικών του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$R_{j-pv}$	Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Φ/Β του εκάστοτε σεναρίου (MW)
$M_l$	Μέσο φορτίο μελλοντικού έτους (MW)
$N_{st}$	Ισχύς αντλησιοταμίευσης (MW)
$E_{stor}$	Ενέργεια που αποθηκεύεται στον σταθμό αντλησιοταμίευσης (MWh)
$E_{prod}$	Ενέργεια που παράγεται από τον σταθμό αντλησιοταμίευσης (MWh)
$B_{net}$	Ετήσια έσοδα σταθμού αντλησιοταμίευσης (€)
$t_{sell}$	Τιμή πώλησης της ενέργειας που παράγεται από τον υδροστρόβιλο (€/MWh)
$t_{buy}$	Τιμή αγοράς της ενέργειας από ΑΠΕ που απορρίπτεται από το δίκτυο(€/MWh)
K	Κόστος επένδυσης (€/MW)
C	Λειτουργικό κόστος εγκατάστασης (€)
NPV	Καθαρή παρούσα αξία (Μ€)

# 1. Εισαγωγή

## 1.1 Σκοπός της Εργασίας

Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να μελετήσει τις περιπτώσεις στις οποίες υπάρχει μεγάλη διείσδυση ενέργειας από ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης και πως μπορεί να αξιοποιηθεί επαρκώς αυτή η ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ. Μάλιστα, στα σενάρια που αναπτύσσονται για αυτές τις περιπτώσεις, η ισχύς των ΑΠΕ ξεπερνά την έως σήμερα αδειοδοτημένη.

Τα τελευταία χρόνια έχει καταστεί επιτακτική η ανάγκη παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ τόσο για λόγους μείωσης ή και εξάλειψης της κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων, των οποίων τα αποθέματα συνεχώς μειώνονται, όσο και για περιβαλλοντικούς λόγους. Η Ελλάδα με την θέση της και επακόλουθα με το κλίμα της αποτελεί ένα λόγο παραπάνω για την ανάγκη αξιοποίησης ΑΠΕ. Στην Κρήτη, που αποτελεί και αντικείμενο της εργασίας, σήμερα έχουν εγκατασταθεί περίπου 210MW Αιολικά και 85MW Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) και προβλέπεται ακόμη μεγαλύτερη ισχύς για το μέλλον.

Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο όμως, υπάρχει ένα όριο διείσδυσης ενέργειας από ΑΠΕ. Αυτό γίνεται για να μην προκαλείται αστάθεια στο δίκτυο, λόγω της έντονης χρονικής διακύμανσης που παρουσιάζει η παραγωγή ενέργειας από Αιολικά πάρκα και κατά συνέπεια να χάνεται η ισορροπία παραγωγής και ζήτησης ενέργειας. Αυτό συνεπάγεται ότι ενώ επιδιώκεται η εγκατάσταση περισσότερης ισχύος ΑΠΕ δεν θα απορροφάται όλη η παραγωγή τους στο δίκτυο. Συνεπώς χρειάζονται τρόποι εκμετάλλευσης αυτής της ενέργειας.

Όταν πρόκειται για μη διασυνδεδεμένα νησιά το πρόβλημα της απορρόφησης, της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, είναι μεγαλύτερο. Σε πολλά νησιά, λόγω της μεγάλης ανάπτυξης ΑΠΕ, η ενέργεια που παράγεται ξεπερνά την τιμή του ορίου διείσδυσης με αποτέλεσμα να παραμένει αναξιοποίητη. Πιο συγκεκριμένα, για την Κρήτη, λόγω της μεγαλύτερης έκτασης και πληθυσμού, σε σχέση με τα υπόλοιπα νησιά, τα ποσά ενέργειας ΑΠΕ που απορρίπτονται από το δίκτυο είναι αρκετά μεγαλύτερα. Έτσι μελετούνται τρόποι αξιοποίησης αυτής της ενέργειας.

Η ενέργεια από ΑΠΕ που αναγκαστικά απορρίπτεται από το δίκτυο μπορεί να αποθηκευτεί προσωρινά για να χρησιμοποιηθεί αργότερα, όταν αυτό είναι απαραίτητο. Στην μελέτη που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία, επιλέγεται η αξιοποίηση της απορριπτόμενης ενέργεια αποθηκεύοντάς την σε μορφή υδραυλικής ενέργειας μέσω συστήματος αντλησιοταμίευσης, μια λύση που είναι και περισσότερο τεχνολογικά αναπτυγμένη και πλέον κατάλληλη στις περιπτώσεις που αποθηκεύονται μεγάλα ποσά ενέργειας.

Έτσι, αφού εξεταστούν αρκετές περιπτώσεις απορρίψεων ενέργειας για ένα ευρύ χρονικό πλαίσιο ανάπτυξης των ΑΠΕ έως το 2050 και για διάφορα σενάρια, το επόμενο βήμα είναι να εξεταστεί υπό ποιες προϋποθέσεις είναι εφικτό η κατασκευή μιας μονάδας αντλησιοταμίευσης να είναι οικονομικά βιώσιμη επένδυση, με βάση την ενέργεια που

δέχεται από τις απορρίψεις. Εξετάζονται και εδώ διάφορες περιπτώσεις, όσον αφορά την τιμολόγηση ενέργειας, για να προκύψει μια πιο πλήρης εικόνα.

Με γνωστά τα αποτελέσματα της παραπάνω μελέτης, εξετάζεται πολύ συνοπτικά και μια τελευταία περίπτωση. Συνδυάζεται η αποθήκευση ενέργειας με την διασύνδεση του δικτύου της Κρήτης με το ηπειρωτικό δίκτυο, για μεταφορά ενέργειας. Δηλαδή τώρα η απορριπτόμενη ενέργεια μπορεί να αποθηκεύεται ή/ και να μεταφέρεται στο ηπειρωτικό δίκτυο που μπορεί να απορροφήσει περισσότερη ενέργεια από ΑΠΕ λόγω της κατά πολύ μεγαλύτερης ζήτησης. Έτσι μπορεί να αξιοποιηθεί ακόμη περισσότερη από την παραγόμενη ενέργεια των ΑΠΕ.

Δηλαδή με την ανάπτυξη των παραπάνω ανοίγει ο δρόμος για μεγαλύτερη εγκατάσταση ισχύος ΑΠΕ, αφού θα είναι εφικτό να αξιοποιηθεί σχεδόν στο σύνολό της η ενέργεια που παράγεται, αυξάνοντας έτσι και το επενδυτικό ενδιαφέρον.

## **1.2 Διάρθρωση της Εργασίας**

Τώρα αναλύονται λεπτομερώς τα περιεχόμενα καθενός από τα κεφάλαια που απαρτίζουν την παρούσα εργασία.

Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται αρχικά, γενικά στοιχεία για την σημερινή κατάσταση του ηλεκτρικού δικτύου της Ελλάδας και τι προοπτικές εξετάζονται για το μέλλον, σύμφωνα με όσα προβλέπονται από τους όρους για τα κράτη- μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέχρι και το έτος 2050. Δίνονται στοιχεία του 2011 για τις ΑΠΕ στο δίκτυο της Κρήτης και των μη διασυνδεδμένων νησιών. Στη συνέχεια αναφέρεται η ανάγκη για αποθήκευση ενέργειας και με ποιους τρόπους γίνεται. Αναπτύσσεται περισσότερο η αποθήκευση υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα και υπό μορφή υδραυλικής ενέργειας (αντλησιοταμίευση). Παρουσιάζονται τα υβριδικά συστήματα, αναφέροντας τον τρόπο λειτουργίας τους, σε νησιωτικό μη αυτόνομο σύστημα, την τιμολόγηση ενέργειας σε υβριδικό σταθμό και την τρέχουσα κατάσταση στα νησιά. Τέλος αναφέρεται συνοπτικά η διασύνδεση αυτόνομων νησιών και αναλυτικότερα της Κρήτης, με το ηπειρωτικό δίκτυο της Ελλάδας.

Στο τρίτο κεφάλαιο αναπτύσσεται ο τρόπος υπολογισμού της ενέργειας που απορρίπτεται από ΑΠΕ, στο δίκτυο της Κρήτης, για γενικές περιπτώσεις που εξετάστηκαν, με τη βοήθεια ενός υπολογιστικού κώδικα. Το λογικό διάγραμμα του κώδικα δίνεται στο τέλος του κεφαλαίου.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα σενάρια που εξετάστηκαν για την απόρριψη ενέργειας στο δίκτυο. Δίνονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από κάθε σενάριο και γίνεται ο ανάλογος σχολιασμός τους. Στο τέλος του κεφαλαίου παρουσιάζονται και σχολιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα των όλων σεναρίων.

Στο πέμπτο κεφάλαιο αναπτύσσεται η τεχνοοικονομική ανάλυση μιας μονάδας αντλησιοταμίευσης, με χρήση των στοιχείων που προέκυψαν από τον 1<sup>ο</sup> υπολογιστικό κώδικα. Δίνεται το λογικό διάγραμμα ενός 2<sup>ου</sup> υπολογιστικού κώδικα, που χρησιμοποιείται για την εύρεση των οικονομικά βιώσιμων σταθμών αντλησιοταμίευσης. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα σενάρια τιμολόγησης ενέργειας στον σταθμό αντλησιοταμίευσης και

δίνονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα, για την εκτιμώμενη αποθηκευτική ισχύ και την ενεργειακή απόδοση του σταθμού με τον κατάλληλο σχολιασμό τους. Στο τέλος του κεφαλαίου, αναπτύσσεται συνοπτικά η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό δίκτυο και τα πιθανά οφέλη τόσο για το ηπειρωτικό δίκτυο όσο και για τον σταθμό αντλησιοταμίευσης.

Τέλος, στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την εργασία και δίνονται προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

## **2. Γενικά στοιχεία για την Ελλάδα και τη Κρήτη, Αποθήκευση Ενέργειας, Υβριδικά Συστήματα και Διασύνδεση**

### **2.1 Γενικά στοιχεία για την παρούσα κατάσταση της Ελλάδας και στόχοι για το μέλλον**

#### **2.1.1 Τρέχουσα κατάσταση στην Ελλάδα**

Κατά την τελευταία 20ετία, το εθνικό ενεργειακό σύστημα εξελίχθηκε σύμφωνα τόσο με τα μεγέθη της οικονομικής ανάπτυξης όσο και με τις νέες καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν. Παρατηρήθηκε μια τάση για διαρκή αύξηση της ζήτησης ενέργειας σε όλους τους τομείς κατανάλωσης, η οποία επηρέασε την ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος. Το ελληνικό ενεργειακό μίγμα διακρίνεται από το υψηλό επίπεδο χρήσης συμβατικών καυσίμων και κυρίως λιγνίτη τόσο για την παραγωγή ηλεκτρισμού όσο και για την κατανάλωση σε όλους τους τομείς [35]. Στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας κυριαρχούν επίσης, οι εισαγόμενοι υδρογονάνθρακες και κυρίως πετρελαϊκά προϊόντα και λιγότερο φυσικό αέριο.

Η μεγάλη εξάρτηση της χώρας από τις εισαγωγές καυσίμων και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, επιφέρουν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Η υιοθέτηση κοινών ευρωπαϊκών πολιτικών στον τομέα της ενέργειας και κυρίως σε σχέση με τις απαιτήσεις για περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου έχει ήδη επηρεάσει το εθνικό ενεργειακό σύστημα. Τα τελευταία χρόνια επιτυγχάνεται μια ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και στην τελική χρήση ενέργειας, ενώ ήδη έχουν εφαρμοστεί μέτρα και πολιτικές για την επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας.[1]

#### **2.1.2 Προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική**

Οι προκλήσεις για την εθνική ενεργειακή πολιτική συνάδουν σε πολύ μεγάλο βαθμό με εκείνες της Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και αφορούν:

- στην ασφάλεια ενεργειακού ανεφοδιασμού
- στην αποτελεσματική αντιμετώπιση των προβλημάτων που προκύπτουν σχετικά με το περιβάλλον και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής,
- στη βιώσιμη ανάπτυξη και στην προστασία του καταναλωτή, καθώς και
- στη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.

Οι προκλήσεις που έρχεται να αντιμετωπίσει η χώρα για την ενεργειακή της πολιτική είναι ακόμα μεγαλύτερες αν συνυπολογιστούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης και η αβεβαιότητα των μελλοντικών οικονομικών συγκυριών.

Παράλληλα, πρέπει να συνυπολογιστεί το γεγονός ότι σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης έχουν συμφωνηθεί δεσμευτικοί ενεργειακοί στόχοι για τα Κράτη-Μέλη μέχρι το 2020, σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών Αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου ενώ, από το 2013 η ηλεκτροπαραγωγή επιβαρύνεται με το συνολικό κόστος

εκπομπών και από το 2015 πρέπει όλες οι αγορές να πληρούν τα κριτήρια του «Μοντέλου Στόχου» (Target Model).[1]

### 2.1.3 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η Ελλάδα εμφανίζει ένα υψηλό δυναμικό για αξιοποίηση των τεχνολογιών ΑΠΕ σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης, καθώς και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το δυναμικό αυτό για ηλεκτροπαραγωγή, τα τελευταία χρόνια και κυρίως από το 2006 και μετά, γίνεται προσπάθεια να αξιοποιηθεί με το βέλτιστο τρόπο υιοθετώντας μια σειρά από αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο αδειοδότησης και χρήσης συστημάτων ΑΠΕ, αλλά και με την παράλληλη χρήση των απαραίτητων χρηματοδοτικών εργαλείων.

Η έμφαση έχει δοθεί σε τεχνολογίες με υψηλό βαθμό εμπορικής ωριμότητας, όπως αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά κα, οι οποίες έχουν προσελκύσει και υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον. Ιδιαίτερα, τα τελευταία 3 χρόνια έντονο είναι το επενδυτικό ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας (κυρίως για Φ/Β), όπου ήδη φαίνονται σημαντικά αποτελέσματα και αυξημένο επίπεδο συμμετοχής της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ.[1]

Ωστόσο, το ποσοστό ενσωμάτωσης νέων μονάδων ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά) στο ηλεκτρικό σύστημα είναι ακόμα χαμηλό, κυρίως εξαιτίας της χρονοβόρας και πολύπλοκης διαδικασίας αδειοδότησης και της ελλιπούς βασικής υποδομής (δηλ. του κτηματολογίου και του μητρώου δασών, τα σχέδια χρήσης της γης, των δικτύων) , η οποία οδηγεί σε ανώριμα επενδυτικά σχέδια που μπορούν να προκαλέσουν αντιδράσεις από τις τοπικές κοινότητες ή τα ενδιαφερόμενα μέρη. Η ολοκλήρωση της υποβολής αιτήσεων και τελικά λειτουργίας σταθμών ΑΠΕ, σήμερα, ακόμη και όταν δεν προκύπτουν συγκρούσεις ή νομικά θέματα, μπορεί να διαρκέσει αρκετά χρόνια. Ως εκ τούτου, η δραστική επιτάχυνση της ώστε να μπορεί να ολοκληρωθεί μέσα σε ένα χρόνο αποτελεί πρώτη προτεραιότητα της εθνικής ενεργειακής πολιτικής για την ανάπτυξη των ΑΠΕ (Ν. 3851/2010).[2]

Από την άλλη πλευρά, το υπάρχον δίκτυο θέτει ορισμένα εμπόδια για την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, κυρίως λόγω του υψηλού τεχνικού ελάχιστου και της αδυναμίας των συχνών κύκλων των συμβατικών θερμικών μονάδων (λιγνιτικές μονάδες και εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου), που αποτελούν το μεγαλύτερο μέρος της συμβατικής παραγωγής. Μάλιστα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά το όριο διείσδυσης ΑΠΕ είναι ακόμη μικρότερο. Πρόσθετα εμπόδια επιβάλλονται από τους περιορισμούς μετάδοσης σε αρκετές περιοχές (π.χ. Πελοπόννησος) και την περιορισμένη σύνδεση με ευρωπαϊκό δίκτυο. Το τελευταίο δίνει στο ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας χαρακτηριστικά απόδοσης παρόμοια με εκείνα ενός μεγάλου απομονωμένου συστήματος.[2],[35]

Κατά συνέπεια, η επιθυμητή δραστική ανάπτυξη και εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ θα απαιτήσει την αποθήκευση της ενέργειας, προκειμένου να αποφευχθούν σημαντικές απορρίψεις ενέργειας, τόσο για την ηπειρωτική χώρα όσο και για τα αυτόνομα συστήματα των νησιών (Dialynas, 2009, Boulaxis, 2009, Caralis, 2010, Anagnostopoulos and Papantonis, 2012 [29],[30],[31],[2]). Η δυνατότητα να μειωθούν τα ποσά των απωλειών ενέργειας με την κατασκευή αντλητικών μονάδων αποθήκευσης είναι ήδη υπό εξέταση από τις ελληνικές αρχές (Boulaxis, 2009 [30]).

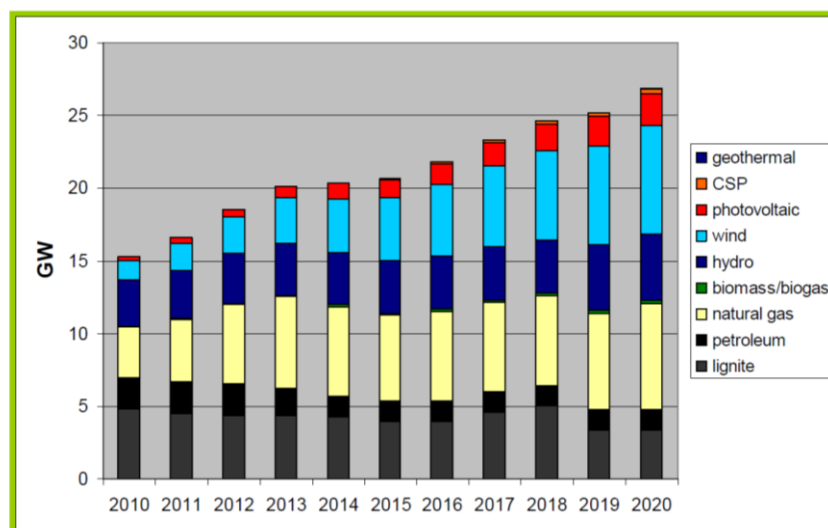


#### 2.1.4 Εθνική Νομοθεσία και Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ

Η Ελληνική Επιτροπή για την επίτευξη των στόχων 20-20-20 ιδρύθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικών Αλλαγών τον Νοέμβριο του 2009, και τα μέλη της ανήκουν σε εθνικές οργανώσεις και ιδιωτικούς τομείς της ενέργειας και του περιβάλλοντος. Η ομάδα των ειδικών ανέπτυξε το εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ (2010) στο πεδίο εφαρμογής της οδηγίας 2009/28/ΕΚ, έχοντας τους ακόλουθους κύριους στόχους για την παραγωγή ΑΠΕ και συμμετοχή μέχρι το έτος 2020:

- 20% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (περισσότερο από 18% της κοινοτικής οδηγίας)
- 40% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας
- 20% της κατανάλωσης ενέργειας για θέρμανση και ψύξη
- 10% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στις μεταφορές

Η ανάμιξη των διαφόρων τεχνολογιών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ υπολογίζεται για την επόμενη δεκαετία και δίνεται στο σχήμα 2.1. Σύμφωνα με το παραπάνω σενάριο, η ισχύς των αιολικών και Φ/Β πάρκων, θα έφτανε μέχρι το 2020 το ποσό των 7,5 GW και 2,2 GW, αντίστοιχα, αλλά υπό τις παρούσες δυσμενείς οικονομικές συνθήκες στην Ελλάδα, οι παραπάνω ισχύεις δεν μπορούν σήμερα να θεωρηθούν ρεαλιστικές, τουλάχιστον όσον αφορά την ανάπτυξη των αιολικών πάρκων.



Σχήμα 2.1 Προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτρική παραγωγή (National RES action plan, 2010) [2]

#### 2.1.5 Εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος την περίοδο 2020-2050

Με αφετηρία το 1ο Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ, η Εθνική Επιτροπή Ενεργειακής Στρατηγικής του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής επιμελήθηκε μια σε βάθος και με μακροχρόνιο ορίζοντα ανάλυση του Ελληνικού

Ενεργειακού Συστήματος με στόχο τη διαμόρφωση του Ενεργειακού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας για την περίοδο 2020-2050.

Οι βασικοί άξονες σχεδιασμού αφορούν στη μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενη ενέργεια κυρίως μέσω της μεγιστοποίησης της διείσδυσης των ΑΠΕ και της βέλτιστης αξιοποίησης των εγχώριων ενεργειακών πόρων τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και συνολικά, καθώς και στην επίτευξη σημαντικής μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub> μέχρι το 2050 σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 2005. Βέβαια λαμβάνονται υπόψη και οι απαιτήσεις σε επίπεδο εθνικής οικονομίας για την επίτευξη αυτών των ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων. Επίσης, ουσιαστική επιλογή είναι η μηδενική αξιοποίηση πυρηνικής ενέργειας καθώς και η περιορισμένη χρήση της τεχνολογίας συλλογής και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), λόγω τεχνικοοικονομικών αβεβαιοτήτων.

Κεντρική κατεύθυνση του σχεδιασμού του ενεργειακού συστήματος, αποτελεί η αειφόρος ανάπτυξη και προστασία του περιβάλλοντος καθώς και η προστασία και το όφελος του τελικού καταναλωτή.

Στα σενάρια που μελετήθηκαν, προσδιορίστηκαν και αξιολογήθηκαν εναλλακτικά μέτρα και πολιτικές για την εκπλήρωση των Εθνικών και των Ευρωπαϊκών Στόχων λαμβάνοντας υπόψη τις πρωτοβουλίες και τις κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την περίοδο 2020-2050 όπως αυτές έχουν αποτυπωθεί στους Οδικούς Χάρτες προς μία Οικονομία Χαμηλού Άνθρακα (COM(2011)112Final) και την Ενέργεια (COM(2011)855/2).[1]

Τα σενάρια αυτά, θα αναλυθούν στη συνέχεια της εργασίας και θα προσαρμοστούν στην περίπτωση του μη διασυνδεδεμένου δικτύου της Κρήτης, που αποτελεί αντικείμενο της παρούσας εργασίας.

### **2.1.6 Στοιχεία του 2011 για ΑΠΕ στην Κρήτη και τα μη διασυνδεδεμένα νησιά**

Με βάση στοιχεία από την ιστοσελίδα της ΔΕΗ [26], παρουσιάζεται ο ακόλουθος πίνακας 2.1 με συγκεντρωτικά τα στοιχεία εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά της Ελλάδας, ανά μήνα του έτους. Παρουσιάζεται η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ αλλά και η παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια του έτους. Παρατηρείται η αύξηση παραγωγής κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Ακόμη στην στήλη Υδροηλεκτρικά του πίνακα δίνονται στοιχεία για τον μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό που λειτουργεί στο δίκτυο της Κρήτης.

**Συγκεντρωτικά Στοιχεία Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά  
για το Έτος 2011**

ΜΗΝΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ		ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)
Ιανουάριος	258,66	55.786,68	41,73	3.964,18 *	0,30	67,84	300,69	59.818,70*
Φεβρουάριος	258,66	59.007,42	44,29	4.713,67	0,30	37,68	303,25	63.758,77
Μάρτιος	258,70	50.466,02	47,28	4.960,40	0,30	109,73	306,28	55.536,15
Απρίλιος	258,70	60.704,25	50,16	8.083,22	0,30	101,23	309,16	68.888,70
Μάιος	258,70	48.337,77	53,05	9.927,37	0,30	60,99	312,05	58.326,13
Ιούνιος	258,70	47.135,29	56,35	11.615,83	0,30	68,11	315,35	58.819,23
Ιούλιος	261,25	62.163,30	60,59	13.838,13	0,30	60,10	322,14	76.061,53
Αύγουστος	261,25	86.614,01	66,48	14.303,79	0,30	62,71	328,03	100.980,51
Σεπτέμβριος	266,05	72.166,14	71,72	14.496,64	0,30	59,31	338,07	86.722,09
Οκτώβριος	272,47	54.944,43	76,24	11.044,66	0,30	58,61	349,01	66.047,70
Νοέμβριος	277,42	69.243,27	79,61	9.058,54	0,30	57,81	357,33	78.359,62
Δεκέμβριος	277,42	52.809,08	82,74	8.130,20	0,30	57,65	360,46	60.996,93
<b>Σύνολο</b>		<b>719.377,66</b>		<b>114.136,63</b>		<b>801,77</b>		<b>834.316,06</b>

Σημειώνεται ότι τα στοιχεία βασίζονται στην τρέχουσα εκκώλυση

\* Απολογιστικά στοιχεία

Στη συνέχεια δίνεται ο πίνακας 2.2, στον οποίο παρουσιάζεται το ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ανά μήνα του 2011 για κάθε νησί ξεχωριστά.

ΝΗΣΙ	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΑ ΜΗΝΑ												ΜΕΣΟΣ ΟΡΟΣ
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>ΚΡΗΤΗ</b>	17,3	20,7	17,5	22,4	17,9	16,3	16,7	22,6	22,7	19,4	25,1	17,2	19,7
<b>ΡΟΔΟΣ</b>	10,7	12,2	8,1	10,6	7,6	6,8	6,9	5,9	4,5	7,5	9,5	9,1	8,3
<b>ΛΕΣΒΟΣ</b>	9,1	11,6	12	19,2	13,3	9,2	9,1	13,6	14,3	16,2	17,6	16,9	13,5
<b>ΚΩΣ-ΛΕΡΟΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ</b>	14,1	13,3	12,7	13,6	8,8	8	6,9	9	8,2	9,7	11,9	9,7	10,5
<b>ΛΗΜΝΟΣ</b>	1	2,1	2	3,1	3	2,7	1,8	2,5	2,9	4,2	3,3	2,7	2,6
<b>ΜΗΛΟΣ</b>	11,1	15,1	12,7	17,6	14,3	9,9	10,6	16,1	21,3	18	21,1	17,3	15,4
<b>ΠΑΡΟΣ-ΝΑΞΟΣ-ΙΟΣ-ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ</b>	19,8	21,7	16,6	24,7	17	15,1	10,6	17,1	18,8	32,3	36,6	26,1	21,4
<b>ΧΙΟΣ-ΨΑΡΑ</b>	7,3	8,4	10,4	14,4	9,8	7,8	7	12	11,1	13,3	12,7	10	10,4
<b>ΣΥΡΟΣ</b>	5,6	3,9	3,3	4,6	6,4	4,4	4,1	6,5	6,5	5,2	8,3	4,7	5,3
<b>ΣΑΜΟΣ</b>	15,3	15	14,7	18,6	13,2	13,1	12	18,2	18,2	22,2	26,5	18	17,1
<b>ΚΑΡΠΑΘΟΣ</b>	13,2	12	10,4	16,7	12,6	8,9	7,4	7,9	10,4	12	17,2	8,4	11,4
<b>ΜΥΚΟΝΟΣ</b>	4,6	5,1	4,3	6,9	4,2	3,3	2,1	3,6	4,6	5,9	9,3	6,2	5,0
<b>ΛΟΙΠΑ ΝΗΣΙΑ</b>	2	1,9	2,2	2,8	1,7	1,6	1,5	2,2	2,5	2,7	3,4	2,6	2,3
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	14,6	16,3	13,8	18	13,7	12	11,7	15,5	15,8	15,7	20,2	14,6	15,2

Πίνακας 2.2 Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ μη διασυνδεδεμένων νησιών στην ηλεκτροπαραγωγή ανά μήνα

Από τον παραπάνω πίνακα είναι εμφανές ότι για πολλά νησιά το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ξεπερνά το 10%. Αυτό σημαίνει ότι τα δίκτυα των νησιών ήδη εμφανίζουν προβλήματα κορεσμού ως προς την ένταξη ΑΠΕ, με αποτέλεσμα ενέργεια που παράγεται να απορρίπτεται. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ θα αυξηθεί περισσότερο στο μέλλον οπότε είναι σκόπιμο να εξεταστούν τρόποι αξιοποίησης αυτής της ενέργειας που χάνεται.

Κλείνοντας αυτή την υποενότητα δίνεται ο ακόλουθος πίνακας 2.3, στον οποίο παρουσιάζονται τα δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στην Κρήτη, για όλους τους μήνες του 2011, για Αιολικά και Φ/Β. Να σημειωθεί ότι αυτά τα νούμερα είναι προσαυξημένα κατά την εγκατεστημένη ισχύ και παραγωγή ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού 0,3MW, στοιχεία του οποίου παρουσιάστηκαν στον πίνακα 2.1.

ΜΗΝΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ [MW]			ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [MWh]		
	Α/Π	Φ/Β	ΣΥΝΟΛΟ	Α/Π	Φ/Β	ΣΥΝΟΛΟ
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	166,55	32,73	199,58	36.976,47	3.136,52	40.180,83
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	166,55	34,30	201,15	40.762,22	3.462,76	44.262,66
ΜΑΡΤΙΟΣ	166,59	36,30	203,19	34.039,76	3.877,40	38.026,89
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	166,59	37,65	204,54	39.757,57	6.200,28	46.059,08
ΜΑΪΟΣ	166,59	40,17	207,06	33.047,30	7.429,13	40.537,42
ΙΟΥΝΙΟΣ	166,59	42,43	209,32	32.154,76	8.744,62	40.967,49
ΙΟΥΛΙΟΣ	169,14	45,38	214,82	43.616,43	10.455,91	54.132,44
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	169,14	49,36	218,80	61.689,57	10.672,81	72.425,09
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	173,94	51,83	226,07	53.966,34	10.714,73	64.740,38
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	173,94	53,71	227,95	36.209,98	7.509,52	43.778,11
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	173,94	55,62	229,86	47.808,28	5.836,37	53.702,46
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	173,94	57,84	232,08	33.696,73	5.813,51	39.567,89

Πίνακας 2.3 Δεδομένα Κρήτης για το έτος 2011

Στη συνέχεια θα αναπτυχθούν λεπτομερώς η αποθήκευση ενέργειας και οι υβριδικοί σταθμοί ειδικά για μη διασυνδεδεμένα δίκτυα.

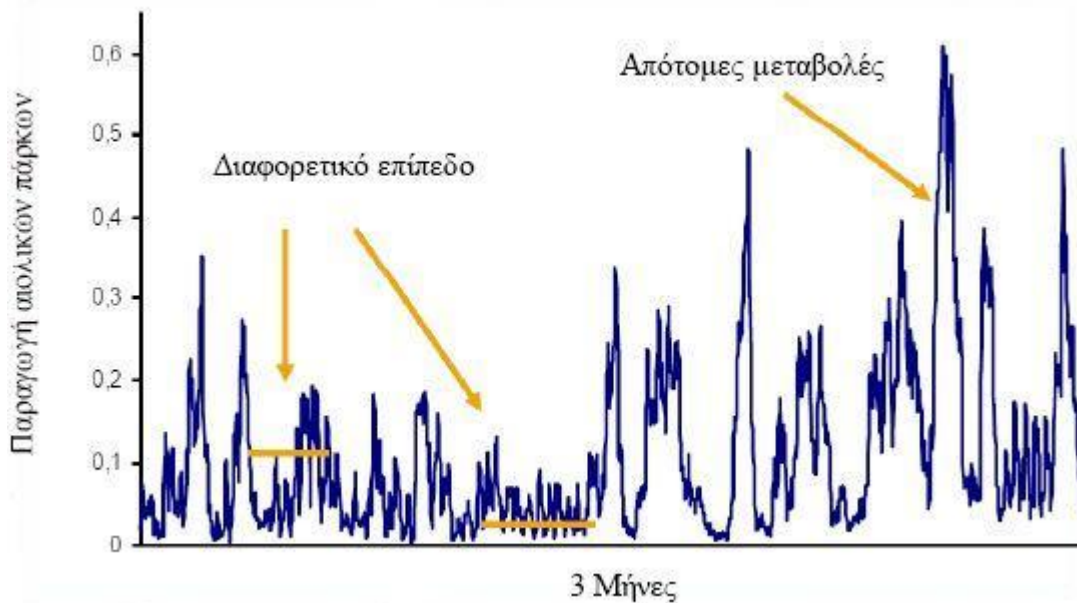
## 2.2 Αποθήκευση Ενέργειας

### 2.2.1 Η ανάγκη της αποθήκευσης ενέργειας

Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, είτε αυτό είναι ένα ισχυρό διασυνδεδεμένο δίκτυο (όπως αυτό της ηπειρωτικής χώρας) είτε είναι αυτόνομο (μεγάλης ή μικρότερης ισχύος, όπως τα νησιά ανάλογα με το μέγεθός τους) σε κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο της ισχύος, δηλ. η ισχύς που απορροφάται από τους καταναλωτές, το φορτίο, πρέπει να είναι ίση, με μικρές αποκλίσεις, προς αυτή που παράγουν οι σταθμοί παραγωγής (θερμικοί, υδροηλεκτρικοί κλπ).

Η χρονική διακύμανση του φορτίου είναι σχετικά προβλέψιμη ώστε να προσαρμόζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Για τεχνικούς λόγους και σε περιόδους χαμηλού φορτίου, οι μεγάλοι θερμικοί σταθμοί δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους κάτω από ένα τεχνικό ελάχιστο όριο οπότε τις χρονικές αυτές περιόδους φαίνεται να περισσεύει ισχύς στο δίκτυο.

Η αύξηση της συμμετοχής της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από την αιολική ενέργεια προκαλεί νέα τεχνικά προβλήματα στην διαχείριση ενός ηλεκτρικού δικτύου, τα οποία οφείλονται στην έντονη χρονική διακύμανση που παρουσιάζει η παραγωγή των αιολικών πάρκων, όπως παρουσιάζεται ενδεικτικά στο σχήμα 2.2, και στην αδυναμία πρόλεξης της παραγωγής από τα αιολικά πάρκα.



Σχήμα 2.2 Χρονική Διακύμανση της παραγωγής Αιολικών Πάρκων [3]

Άρα στην ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που υπήρχε αρχικά λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μεγάλων θερμικών σταθμών παραγωγής και την κάλυψη των αιχμών ενός δικτύου προστίθεται μία καινούργια που προέρχεται από την αύξηση της συμμετοχής των αιολικών πάρκων στο σύστημα παραγωγής.

Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που προέρχεται από την παραγωγή αιολικών πάρκων γίνεται απαραίτητη, ακόμη και σε ισχυρά διασυνδεδεμένα δίκτυα, όταν η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας αρχίζει να πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία η διείσδυση της αιολικής ενέργειας προκαλεί αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο. Ήδη κάποιες χώρες έχουν φθάσει στο όριο αυτό οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει μόνο μέσω αποθήκευσης.

Το 2009, στην Γερμανία με συνολική εγκατεστημένη ισχύ περί τις 120.000 MW η ισχύς των αιολικών πάρκων ήταν ήδη 22.000 MW.

Στην Ελλάδα με εγκατεστημένη ισχύ περί τα 14.000 MW, η ισχύς των αιολικών πάρκων ήταν περίπου 900 MW (από αυτά τα 700 MW τροφοδοτούσαν το διασυνδεδεμένο δίκτυο).

Για το 2020 ο στόχος είναι να έχουν εγκατασταθεί 5.000-8.000 MW αιολικών πάρκων οπότε θα αρχίσουν να εμφανίζονται προβλήματα διείσδυσης.

Επίσης στις χρονικές περιόδους υψηλού φορτίου και ιδιαίτερα στις αιχμές του φορτίου είναι ιδιαίτερα επιθυμητή στον διαχειριστή ενός δικτύου η διαθεσιμότητα μεγάλης ισχύος σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Από τα προηγούμενα προκύπτει η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας τις ώρες που υπάρχει αυτή διαθέσιμη και η δυνατότητα πρόσδοσης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο κατά τις περιόδους αιχμής.[3]

## 2.2.2 Γενικά στοιχεία για την Αποθήκευση

Πιθανές εφαρμογές που μπορούν να έχουν οι αποθηκευτικές διατάξεις σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), κάποιες από τις οποίες μπορούν να εξυπηρετούνται από την ίδια αποθηκευτική διάταξη είτε ταυτόχρονα είτε σε διαφορετικές περιόδους[4]:

1. Χρήση αποθηκευμένης ενέργειας λόγω έλλειψης ικανότητας παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων
2. Αποθήκευση ενέργειας για αποφυγή παραβίασης τεχνικών ελαχίστων θερμικών μονάδων
3. Χρήση αποθηκευτικής διάταξης για εξομάλυνση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ και αποδοτικότερης συμμετοχής τους στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, με αποθήκευση στις ώρες χαμηλού κόστους και αξιοποίηση στις ώρες υψηλού κόστους εκμεταλλευόμενοι τη διαφορά τιμών
4. Περιορισμός αποκοπτόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, αποθήκευση ενέργειας για χρήση σε επόμενο χρονικό διάστημα οπότε και δεν θα υπάρχει διαθέσιμη παραγωγή. Είναι η συνηθισμένη πρακτική σε μικρά αυτόνομα και απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτά των ελληνικών νησιών
5. Για εκμετάλλευση της διαφοράς κόστους παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες είτε χωρίς αλλαγή του προγράμματος ένταξης μονάδων (μόνο οικονομική κατανομή), είτε μεταβάλλοντας κάπως το πρόγραμμα ένταξης μονάδων
6. Παροχή στρεφόμενης εφεδρείας, παροχή ισχύος σε έκτακτη χρονική στιγμή
7. Περιορισμός απωλειών δικτύου λόγω της παροχής ισχύος σε πολύ τοπικό επίπεδο
8. Αποφυγή ή μετάθεση επενδύσεων ενίσχυσης δικτύου, διανομής ειδικά αν υπάρχει συνδυασμός της διάταξης αποθήκευσης με κάποιες μορφές παραγωγή από ΑΠΕ , αν έχουν επιλεγεί οι κατάλληλες θέσεις για την εγκατάστασή της
9. Διαχείριση ζητημάτων ποιότητας ισχύος λόγω της γρήγορης απόκρισης των μονάδων αυτών
10. Αδιάλειπτη παροχή ισχύος
11. Υποστήριξη τάσης και συχνότητας
12. Παραγωγή άλλου αγαθού και αποθήκευσής του π.χ. θερμότητας, σε ώρες στις οποίες το κόστος είναι χαμηλό για την αποφυγή κατανάλωσης ενέργειας σε ώρες υψηλού φορτίου

Οι χρονικοί ορίζοντες για τη χρήση των αποθηκευτικών διατάξεων για μια από τις παραπάνω δυνατές εφαρμογές τους, χωρίζουν τις διατάξεις αποθήκευσης σε διατάξεις:

**Βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης.** Πρόκειται για τις διατάξεις αποθήκευσης που μπορούν να προσφέρουν ή να απορροφήσουν ενέργεια για πολύ μικρό χρονικό διάστημα (λίγα δευτερόλεπτα έως μερικά λεπτά). Τυπικές εφαρμογές αυτού του είδους είναι η παροχή αδιάλειπτης παροχής ισχύος και ευστάθειας λειτουργίας ΣΗΕ.

**Μεσοπρόθεσμης αποθήκευσης.** Αφορά διατάξεις που χρησιμοποιούνται για χρονικούς ορίζοντες από μερικά λεπτά ως μερικές ώρες. Τέτοιου είδους εφαρμογές είναι η διαχείριση ΑΠΕ, η ενίσχυση της παροχής στρεφόμενης εφεδρείας και η διαχείριση παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές.

**Μακροπρόθεσμης αποθήκευσης.** Αφορά διατάξεις αποθήκευσης από αρκετές ώρες μέχρι εβδομάδα και μήνες. Κυρίως χρησιμοποιείται για την εξομάλυνση της ζήτησης μεταξύ ωρών αιχμής και μη αιχμής ή την ικανοποίηση ζήτησης αιχμής έχοντας αποθηκεύσει ενέργεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης.[4]

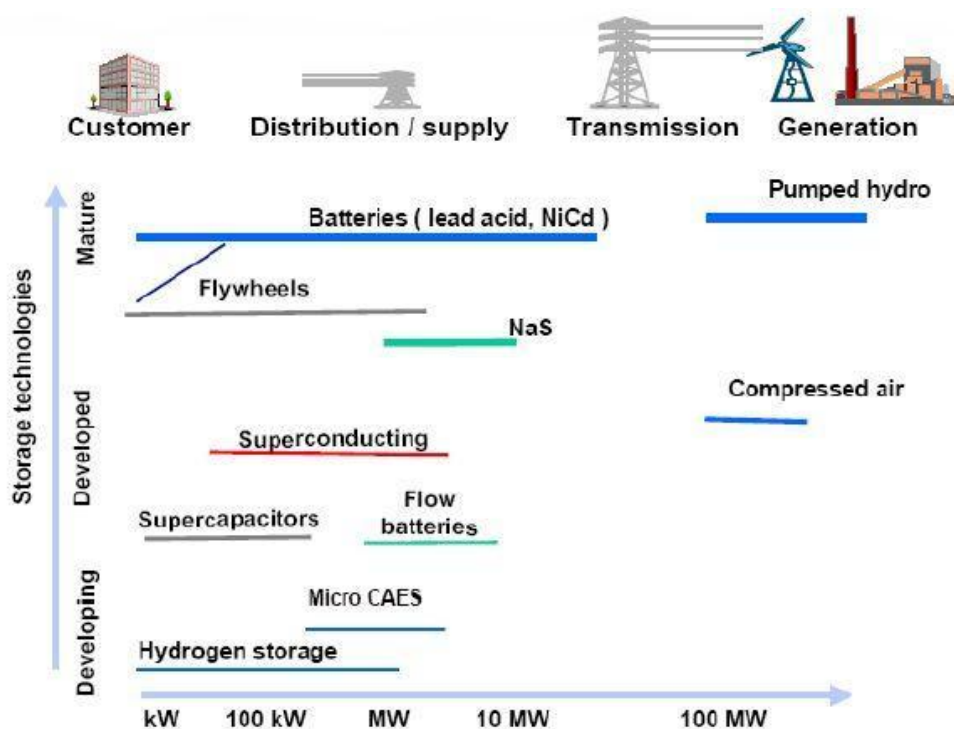
### 2.2.3 Τρόποι αποθήκευσης ενέργειας

Τα διάφορα μέσα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζουν τη λειτουργία τους σε μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε χημική, μαγνητική ή δυναμική ενέργεια και στη συνέχεια την εκ νέου μετατροπή της ενέργειας αυτής σε ηλεκτρική. Παρακάτω, στον πίνακα 2.4, παρουσιάζονται οι διάφορες μορφές ενέργειας στις οποίες μπορεί να μετατραπεί η ηλεκτρική ενέργεια προκειμένου να αποθηκευτεί καθώς και χαρακτηριστικά παραδείγματα διάταξης για κάθε μορφή μετατροπής.

Μορφή Μετατροπής	Αντιπροσωπευτική Διάταξη
Ηλεκτρική	Πυκνωτές και υπέρ-πυκνωτές
Υπεραγώγιμα Υλικά	Magnetic Energy Storage (SMES)
Χρήση μηχανικής ενέργειας (δυναμική ή περιστροφή)	Αντλησιοταμίευση Συμπιεσμένος Αέρας (CAES) Στρεφόμενοι σφόνδυλοι
Χημικές μέθοδοι	Μπαταρίες, μπαταρίες ροής, προχωρημένου τύπου μπαταρίες.

Πίνακας 2.4 Μορφές μετατροπής Ενέργειας κατά την Αποθήκευση [4]

Ανάλογα με την εκάστοτε εφαρμογή χρειάζεται και μία αποθηκευτική διάταξη με κατάλληλες ιδιότητες. Προκειμένου να αποφασιστεί ποιο αποθηκευτικό μέσο είναι κατάλληλο για κάθε περίπτωση εφαρμογής χρειάζεται να εξεταστεί μια ευρεία γκάμα αποθηκευτικών διατάξεων. Ένα σχετικό διάγραμμα για τα τυπικά μεγέθη των αποθηκευτικών διατάξεων, τις τυπικές εφαρμογές τους και την ωριμότητα τους παρουσιάζεται στο σχήμα 2.3. [4]



Σχήμα 2.3 Μέγεθος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων διατάξεων αποθήκευσης [4]



Η διαδικασία αποθήκευσης της ενέργειας και στην συνέχεια η επαναπόδοσή της στην κατανάλωση γίνεται με την ανάπτυξη απωλειών, με αποτέλεσμα η ενέργεια που αποδίδεται να είναι μικρότερη από την ενέργεια που αποθηκεύεται. Ο τύπος των απωλειών εξαρτάται από την μέθοδο αποθήκευσης.[3]

Ως βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης ορίζεται ο λόγος της ενέργειας που αποδίδεται προς την ενέργεια που αποθηκεύεται [3]. Ακολουθώντας στον πίνακα 2.5 παρουσιάζονται τυπικοί βαθμοί απόδοσης για τέσσερις περιπτώσεις αποθήκευσης.

Τεχνολογία	Ολικός βαθμός απόδοσης (%)	Μέγεθος (MWh)
Υδραυλικός Ταμιευτήρας	75	0-20.000
Πεπιεσμένος αέρας	70	250-2.200
Σφόνδυλος	90+	0,1-20
Ηλ. Συσσωρευτής	70-84	17-40

Πίνακας 2.5 Τυπικοί βαθμοί απόδοσης [3]

Από όλες τις μεθόδους αποθήκευσης ενέργειας που αναφέρθηκαν, μόνο η αποθήκευση σε μορφή υδραυλικής ενέργειας και υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα καλύπτουν την περιοχή μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας, όποτε είναι εφαρμόσιμες στην περίπτωση ηλεκτρικού δικτύου. Επίσης παρουσιάζουν τα ακόλουθα πλεονεκτήματα [3]:

- Είναι αναστρέψιμες μέθοδοι (αποθήκευση και τροφοδοσία του ηλεκτρικού δικτύου)
- Έχουν γρήγορη απόκριση
- Έχουν σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης σε ένα πλήρη κύκλο

Έτσι θα αναπτυχθούν περαιτέρω οι δυο αυτές μέθοδοι και ιδιαίτερα η αποθήκευση σε μορφή υδραυλικής ενέργειας (αντλησιοταμίευση) διότι στη συνέχεια της εργασίας αυτή θα μας απασχολήσει.

## 2.2.4 Αποθήκευση ενέργειας υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα

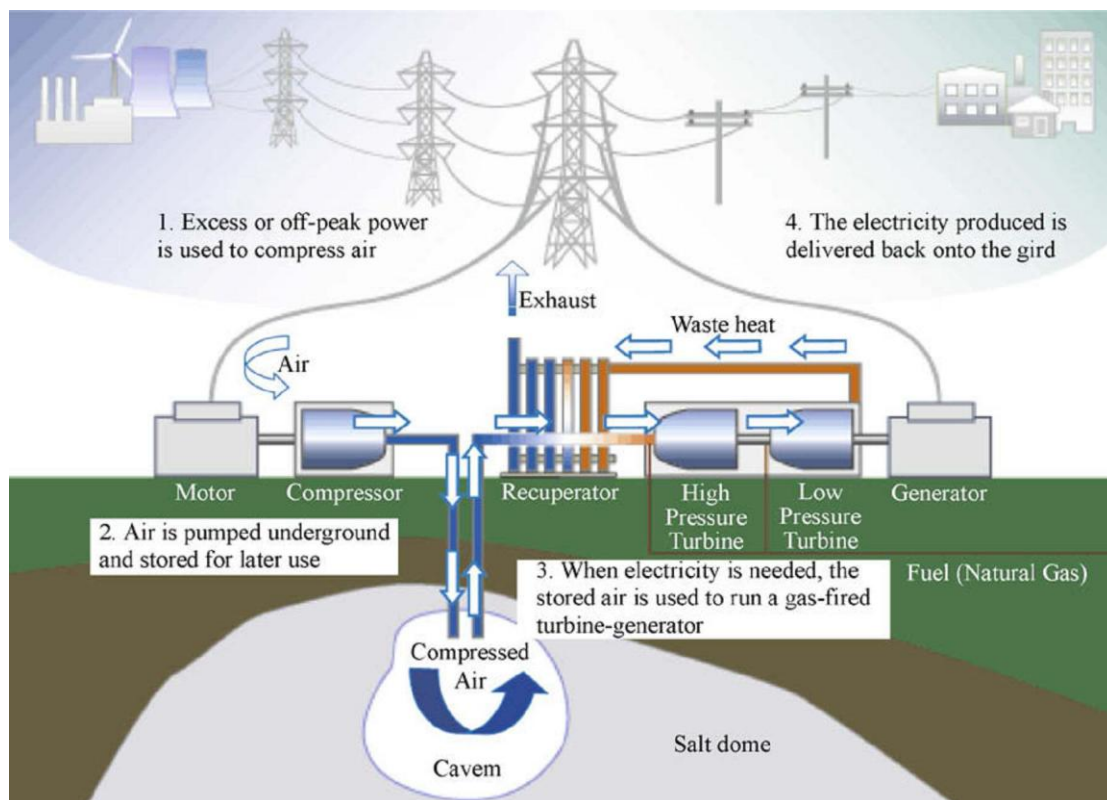
### Αποθήκευση ενέργειας με συμπίεση αέρα (CAES)

Η τεχνολογία CAES, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, αποτελεί μαζί με την αντλησιοταμίευση την μόνη εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία που έχει δυνατότητα αποθήκευσης πολύ μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Ο κύκλος παραγωγής σε μία εγκατάσταση CAES είναι μία παραλλαγή του κύκλου ενός συμβατικού αεριοστρόβιλου. Η περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ ή η ενέργεια χαμηλού φορτίου χρησιμοποιείται για τη συμπίεση αέρα (περίπου 75 bar) εντός ενός στεγανού αποθηκευτικού χώρου με τη βοήθεια ενός συμπιεστή, αφού προηγουμένως ψυχθεί ώστε να εξασφαλίζεται η μέγιστη δυνατή αποθήκευση. Κατά τις ώρες αιχμής, η αναγκαία ποσότητα αέρα για την κάλυψη του φορτίου ελευθερώνεται από το χώρο αποθήκευσης, προθερμαίνεται, αναμιγνύεται με

μικρή ποσότητα καυσίμου και οδηγείται στο θάλαμο καύσης της εγκατάστασης. Τα αέρια εξόδου του θαλάμου καύσης εκτονώνονται σε έναν αεριοστρόβιλο που είναι συνδεδεμένος με γεννήτρια, η οποία παράγει την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια [5],[6]. Ως μέσα αποθήκευσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφοροι γεωλογικοί σχηματισμοί όπως πετρώδη σπήλαια, σπήλαια άλατος (salt caverns), εξαντλημένα κοιτάσματα αερίων και αλατούχοι υδροφόροι ορίζοντες, με τους τελευταίους να αποτελούν την πιο οικονομική και συνηθισμένη λύση.[7]

Το διάγραμμα ενός συστήματος CAES παρουσιάζεται στο σχήμα 2.4 και όπως φαίνεται περιλαμβάνει τα εξής στοιχεία [5]:

- Έναν κινητήρα σε σύμπλεξη με τον συμπιεστή και μία γεννήτρια συνδεδεμένη με τους αεριοστρόβιλους υψηλής και χαμηλής πίεσης
- Έναν συμπιεστή που ίσως περιλαμβάνει δύο ή περισσότερα στάδια, ενδιάμεσους ψύκτες (intercoolers) και συμπληρωματικούς ψυκτήρες (after-coolers), ώστε να επιτυγχάνεται οικονομία στην συμπίεση και να μειώνεται το ποσοστό υγρασίας
- Έναν προθερμαντήρα, έναν αεριοστρόβιλο υψηλής και έναν χαμηλής πίεσης
- Εξοπλισμό για τον έλεγχο των στοιχείων του συστήματος καθώς και για τη μετάβαση από λειτουργία παραγωγής σε λειτουργία αποθήκευσης
- Σύστημα αποθήκευσης του καυσίμου και διάφοροι εναλλάκτες θερμότητας



Σχήμα 2.4 Σχηματικό διάγραμμα ενός συστήματος αποθήκευσης CAES.

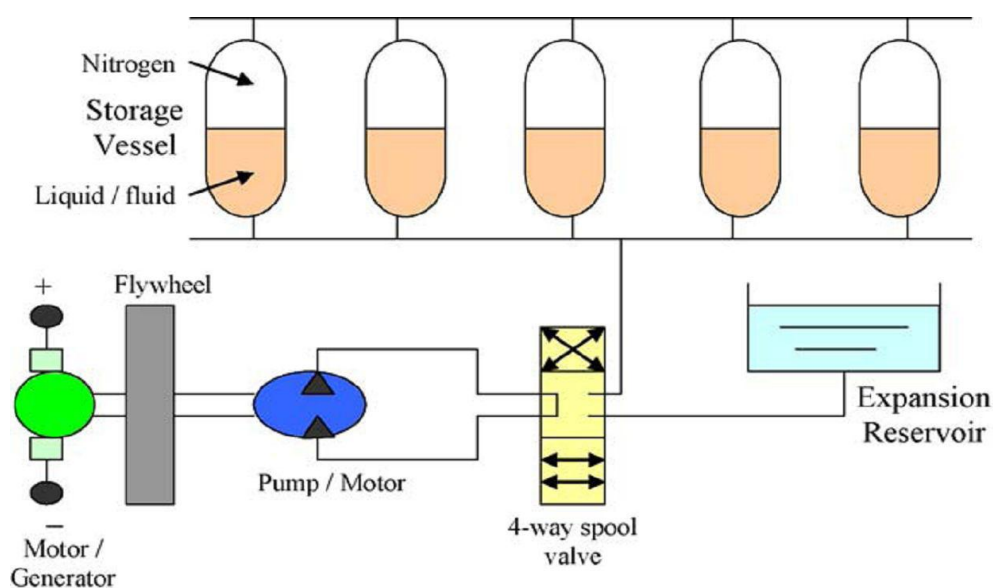
Ο κύριος περιοριστικός παράγοντας αυτής της τεχνολογίας είναι ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνο σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, ενώ επιπλέον απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη εγκατάστασης αεριοστρόβιλου. Σημαντικό μειονέκτημα συνιστούν και οι διάφοροι γεωλογικοί περιορισμοί. Από την άλλη μεριά, οι τυπικές τιμές ονομαστικής ισχύος των συστημάτων CAES κυμαίνονται μεταξύ 50 - 300 MW, ενώ επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα μακράς αποθήκευσης, ίσως και πάνω από ένα έτος, λόγω

των χαμηλών απωλειών. Επιπλέον πλεονέκτημα συνιστά ο γρήγορος χρόνος απόκρισης, δεδομένου ότι σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας ένα σύστημα CAES μπορεί να αναλάβει φορτίο μέσα σε 12 λεπτά, τη στιγμή που ο ίδιος χρόνος για συμβατικό αεριοστρόβιλο κυμαίνεται μεταξύ 20 - 30 λεπτών [5],[8]. Μη λαμβάνοντας υπόψη το ρόλο του αερίου και με βάση μόνο την απόδοση της εκτόνωσης και της συμπίεσης, ο ολικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης, που μπορεί ευθέως να συγκριθεί με τις άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης, είναι περίπου 70% [9].

Η τεχνολογία CAES δεν είναι πράσινη, αφού κατά τη διάρκεια ενός κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης 1 kWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί περίπου 0,75 kWh ενέργειας συμπίεσης και 1,25 kWh καυσίμου [10]. Αυτή η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου αποτελεί το κυριότερο θέμα αντιπαράθεσης σχετικά με την ανεπιθύλακτη αποδοχή τέτοιων συστημάτων. Το κόστος των συστημάτων CAES εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη γεωλογία του υπεδάφους και τυπικά κυμαίνεται μεταξύ \$400 - \$800/kWh. Το 2009 υπήρχαν μόλις δύο μονάδες CAES στον κόσμο, η μία στο Huntorf της Γερμανίας και η άλλη στο McIntosh, Alabama των ΗΠΑ [5]. Πρέπει να σημειωθεί ότι βρίσκεται υπό ανάπτυξη και η τεχνολογία CAES μικρής κλίμακας (small scale CAES), στην οποία ο πεπιεσμένος αέρας αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές, αλλά το σημερινό της κόστος την καθιστά μη βιώσιμη [8].[11]

### Τεχνολογία Liquid-Piston

Η βασική αρχή λειτουργίας αυτής της τεχνολογίας είναι η συμπίεση και η εκτόνωση ενός παγιδευμένου όγκου αερίου, το οποίο συνήθως είναι άζωτο, στο εσωτερικό μίας δεξαμενής. Ο έλεγχος του όγκου και της πίεσής του αερίου γίνεται από την ποσότητα του υγρού μέσα στη δεξαμενή, με την πίεση να κυμαίνεται γενικά από 100 bar όταν δεν υπάρχει καθόλου υγρό, μέχρι 250 bar όταν η δεξαμενή είναι κατά το ήμισυ γεμάτη με υγρό. Η διάταξη του συστήματος παρουσιάζεται στο σχήμα 2.5. Όταν αποθηκεύεται ενέργεια, η αντλία ωθεί το υγρό προς το εσωτερικό των δεξαμενών με αποτέλεσμα να συμπιέζει το αέριο. Κατά τη φάση της εκφόρτισης, το πεπιεσμένο αέριο εκτονώνεται ωθώντας το υγρό έξω από τις δεξαμενές και προς τις αντλίες, που τώρα λειτουργούν ως στρόβιλοι περιστρέφοντας τις γεννήτριες [5].



Σχήμα 2.5 Η βασική διάταξη ενός συστήματος αποθήκευσης liquid- piston.

Η τεχνολογία δεν έχει καταστεί ακόμα εμπορικά διαθέσιμη, ωστόσο ελπίζεται ότι μελλοντικά θα μπορέσει να αντικαταστήσει τις μπαταρίες μολύβδου οξέως σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα τροφοδότησης ειδικών φορτίων, όπως εργαστήρια, μονάδες επεξεργασίας τροφής και παραγωγής γάλακτος, καθώς και εγκαταστάσεις UPS. Τα βασικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας liquid-piston έναντι των μπαταριών μολύβδου οξέως είναι η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής που δεν εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά φόρτισης-εκφόρτισης, η λιγότερη συντήρηση, η μη υποβάθμιση της χωρητικότητας με τον καιρό, η δυνατότητα πλήρους εκφόρτισης, ο χειρισμός των υπερφορτίσεων με τη βοήθεια βαλβίδας στο υδραυλικό σύστημα, η ανεξαρτησία της ικανότητα ισχύος από τη χωρητικότητα και οι χαμηλοί ρυθμοί αυτοεκφόρτισης σε κατάσταση ανοιχτού κυκλώματος. Αντίθετα, σημαντικά μειονεκτήματα αποτελούν οι πολύ χαμηλές τιμές ειδικής ενέργειας (3,2 - 5,55 Wh/kg) που εξαρτάται από την πίεση του αερίου, η έντονη αυτοεκφόρτιση σε κατάσταση αναμονής, ο κίνδυνος διαρροών στο πνευματικό και υδραυλικό σύστημα και η ελαφρά χαμηλότερη απόδοση (περίπου 73%) σχετικά με τις μπαταρίες μολύβδου οξέως [5]. [11]

### 2.2.5 Αποθήκευση ενέργειας υπό μορφή υδραυλικής ενέργειας (αντλησιοταμίευση)

Ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης μπορεί να περιγραφεί ως, ο συνδυασμός αντλητικής εγκατάστασης (αποταμίευση ενέργειας) και υδροηλεκτρικού έργου (παραγωγή ενέργειας) και αποτελείται από τα παρακάτω μέρη (Γ. Κάραλης 2008, [32]):

- Δυο δεξαμενές νερού οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους
- Μια αντλία ή ένα σύστημα αντλιών
- Έναν υδροστρόβιλο ή ένα σύστημα υδροστροβίλων
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση του νερού από την κάτω δεξαμενή στην άνω
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την προσαγωγή από την άνω δεξαμενή στην κάτω, μέσω του υδροστροβίλου, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Μια ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια σε κοινή άτρακτο με την αντλία και τον υδροστρόβιλο.[12]

Τα παραπάνω τμήματα του συστήματος αντλησιοταμίευσης απεικονίζονται στην επόμενη εικόνα (σχήμα 2.6).



Σχήμα 2.6 Σχηματική απεικόνιση του συστήματος Αντλησιοταμίευσης [3]

Η αρχή λειτουργίας του συστήματος έχει ως εξής: η περίσσεια ενέργειας που εμφανίζεται κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής ΑΠΕ αξιοποιείται για την άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα και άρα αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Ανάλογα, κατά τις περιόδους αιχμής ελευθερώνεται νερό από τον άνω ταμιευτήρα το οποίο περιστρέφει τους υδροστροβίλους παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια και τελικά καταλήγει στον κάτω ταμιευτήρα. Με αυτόν τον τρόπο το σύστημα μπορεί να καλύψει την έλλειψη ισχύος χρησιμοποιώντας το κατάλληλο ποσό ενέργειας που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί. Με μεγαλύτερες υψομετρικές διαφορές μεταξύ των δύο ταμιευτήρων λιγότερος όγκος νερού παρέχει την ίδια αποθηκευτική ικανότητα και συνεπώς αγωγός πτώσεως μικρότερης διαμέτρου και ταμιευτήρες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή του ίδιου ποσού ισχύος [13], [6], [11]

Τα πρώτα έργα αντλησιοταμίευσης κατασκευάστηκαν για τις κατασκευαστικές βιομηχανίες της Ιταλίας και της Ελβετίας κατά το 1890. Σκοπός ήταν να αποθηκευτεί η ενέργεια που παραγόταν κατά τις βραδινές ώρες ώστε να χρησιμοποιηθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας όπου οι ανάγκες για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν μεγάλες.

Το πρώτο έργο αντλησιοταμίευσης χρησιμοποιούσε διαφορετικό συγκρότημα για την άντληση και διαφορετική μονάδα στροβίλου. Κατά το έτος 1929 όπου ξεκινούσε τη λειτουργία του, υδροηλεκτρικός σταθμός με αντλησιοταμίευση στο Rocky River, ΗΠΑ, ήταν πια αναγνωρισμένο ότι οι εγκατεστημένες αντλίες θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν και ως στρόβιλοι με μειωμένη απόδοση. Την ίδια χρονική περίοδο η ανάπτυξη και οι σχεδιαστικές βελτιώσεις στον αναστρέψιμο στρόβιλο τύπου Francis τον κατέστησαν κατάλληλο για χρήση σε τέτοιο σύστημα αντλησιοταμίευσης και από τη δεκαετία του 1950 ήταν η ξεκάθαρη λύση.[14]

Η πρώτη εφαρμογή μεγάλης κλίμακας αναφέρεται το 1929 στην Γερμανία.

Τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα που λειτουργούσαν το 2009 σε ολόκληρη την υφήλιο είχαν ισχύ περί τις 140.000 MW από τα οποία:

- 100.000 MW στην Ευρώπη, Ασία και Λατινική Αμερική
- 21.000 MW στην Ιαπωνία
- 19.000 MW στις ΗΠΑ

Στην Ελλάδα λειτουργούν 2 αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα:

- Της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα (1985) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος  $3 \times 105 = 315$  MW
- Του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (1998) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος  $3 \times 127 = 381$  MW, διαθέσιμη υδραυλική πτώση  $H = 154$  m και ταμιευτήρα χωρητικότητας  $565 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>.

Από τα πλέον πρόσφατα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα είναι αυτό του Goldisthal (Γερμανία, 2002) του οποίου ο πάνω ταμιευτήρας είναι τεχνητή δεξαμενή.

Τα κύρια χαρακτηριστικά του έργου είναι:

- Υψομετρική διαφορά:  $h=302$  m
- 4 αναστρέψιμες μονάδες ονομαστικής ισχύος:  $4 \times 265 \text{ MW} = 1.060,0 \text{ MW}$
- Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα:  $700.000 \text{ m}^3$
- Στάθμη υδροστροβίλων ως προς την στάθμη κάτω ταμιευτήρα:  $-55,5 \text{ m (min)}$ . [3]

Οι ΗΠΑ, Ιαπωνία, Ιταλία Γερμανία, Γαλλία και Ισπανία είναι οι χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη δυναμικότητα σε έργα αντλησιοταμίευσης παγκοσμίως. Για χώρες όπου οι γεωλογικές συνθήκες του εδάφους και η τοπογραφία είναι κατάλληλες για έργα αντλησιοταμίευσης, ένα μέτρο για το μέγεθος της δυναμικότητας του συστήματος είναι το ποσοστό της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής που σχεδιάζεται να παρέχεται από το σύστημα αντλησιοταμίευσης.

Η Αυστρία έχει το υψηλότερο ποσοστό χρήσης των συστημάτων αντλησιοταμίευσης με 17% στο ηλεκτρικό της σύστημα. Ακολουθούν οι Ελβετία, Ισπανία, Ιταλία και Ιαπωνία όλες με σχεδόν 10% χρήση των συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειάς τους. Οι ΗΠΑ υπολείπονται με μόνο 2,5% της συνολικής της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από αντλησιοταμίευση. Η Ιαπωνία έχει την μεγαλύτερη ανάπτυξη και το μεγαλύτερο εύρος χρήσης, όπου κάποια έργα αντλησιοταμίευσης λειτουργούν 24 ώρες το 24ωρο. [14]

### **Κύρια χαρακτηριστικά των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών έργων**

Η υδραυλική ισχύς  $N_h$  δίνεται από το γινόμενο  $N_h = (\rho g) \cdot h \cdot Q$ , στην οποία συμβολίζονται:

- με  $g=9,81 \text{ m/sec}^2$  η επιτάχυνση της βαρύτητας
- με  $\rho$  η πυκνότητα του νερού ( $\rho \approx 1000 \text{ Kg/m}^3$ )
- με  $Q$  σε  $\text{m}^3/\text{sec}$  η διακινούμενη παροχή νερού και
- με  $h$  σε  $\text{m}$  η υψομετρική διαφορά μεταξύ κάτω και άνω ταμιευτήρα.

Από την προηγούμενη σχέση γίνεται φανερός ο ρόλος της υψομετρικής διαφοράς  $h$  μεταξύ κάτω και άνω ταμιευτήρα για την αποθήκευση δεδομένης ισχύος  $N$  επί κάποιο χρονικό διάστημα  $\delta t$ , άρα ενέργειας  $E = N \cdot \delta t$ .

Όσο μεγαλύτερη είναι η υψομετρική διαφορά  $h$  τόσο μικρότερη η αντίστοιχη παροχή  $Q$  και η ποσότητα νερού ( $Q \cdot \delta t$ ) που αντιστοιχεί.

Άρα για την αποθήκευση της ίδιας ισχύος και ενέργειας όσο αυξάνεται η υψομετρική διαφορά  $h$  μειώνεται η παροχή, με αποτέλεσμα την μείωση του κόστους:

- της σωλήνωσης (μικρότερη διάμετρος)
- των αντλιών
- του ταμιευτήρα λόγω της μικρότερης χωρητικότητας που απαιτείται για την αποθήκευση της ίδιας ποσότητας ενέργειας

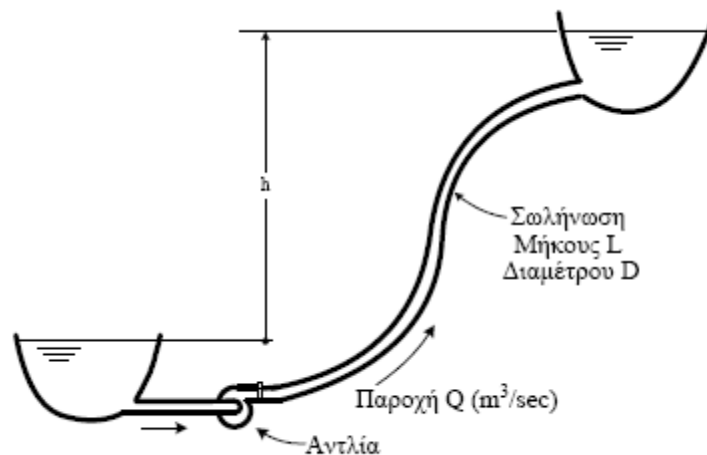
Για τον λόγο αυτό τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα θεωρούνται οικονομοτεχνικά αποδοτικά όταν η υδραυλική πτώση είναι υψηλότερη των 150-200 m περίπου.[3]

#### A) Φάση της άντλησης

Η ενέργεια  $H$  του νερού, την οποία θα πρέπει να δίνει η αντλία, είναι ίση προς:

$H=h+\delta h_f$ , όπου με  $\delta h$  συμβολίζονται οι υδραυλικές απώλειες που αναπτύσσονται στην σωλήνωση που συνδέει τον κάτω με τον άνω ταμιευτήρα.

Άρα η ισχύς  $\delta N_f=(\rho g)\cdot\delta h_f\cdot Q$  αποτελεί την απώλεια ισχύος που αντιστοιχεί σε ισχύ που χάνεται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης.



Σχήμα 2.7 Φάση της άντλησης

Εάν ληφθούν υπόψη οι ενεργειακές απώλειες του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει (αντλία, ηλεκτροκινητήρας, μετασχηματιστές) μέσω του βαθμού απόδοσης τους, προκύπτει ο συνολικός βαθμός απόδοσης:

$$\eta=\eta_P \cdot \eta_M \cdot \eta_{Tr}$$

Άρα εάν υπάρχει ηλεκτρική ισχύς  $N$  αυτή μπορεί μέσω άντλησης να μετατραπεί σε υδραυλική ισχύ  $N_h$ , προφανώς  $N_h < N$  καθώς η διαφορά  $(N-N_h)$  αντιστοιχεί στις απώλειες που αναπτύσσονται και αντιστοιχούν σε ενέργεια που δεν αποθηκεύεται.[3]

#### B) Φάση επαναπρόσδοξης της υδραυλικής ενέργειας

Στην φάση αυτή η φορά της ενέργειας και της ροής του νερού είναι η αντίθετη. Την λειτουργία αυτή εξασφαλίζει ο υδροστρόβιλος και η ηλεκτρική γεννήτρια που στρέφεται από αυτόν.

Η ενέργεια που διατίθεται στον υδροστρόβιλο για να την μετατρέψει σε μηχανική και στην συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια είναι ίση προς  $H=h-\delta h_f$ , όπου με  $\delta h$  συμβολίζονται οι υδραυλικές απώλειες που αναπτύσσονται στην σωλήνωση που συνδέει τον κάτω με τον άνω ταμιευτήρα.

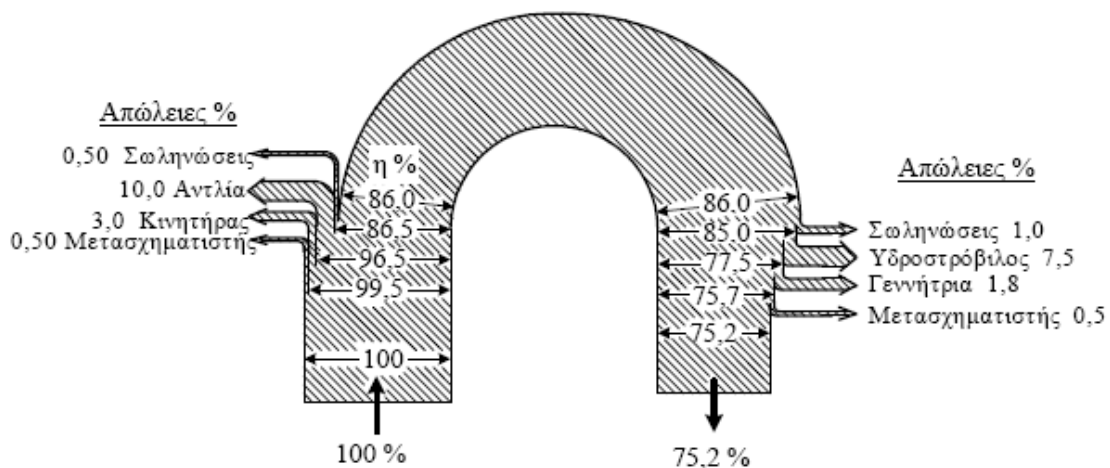
Άρα η ισχύς  $\delta N_f = (\rho g) \cdot \delta h_f \cdot Q$  αποτελεί την απώλεια ισχύος και αντιστοιχεί στην ισχύ που χάνεται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης.

Εάν ληφθούν υπόψη οι ενεργειακές απώλειες του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει (υδροστρόβιλος, ηλεκτρική γεννήτρια, μετασχηματιστές) μέσω του βαθμού απόδοσης τους, προκύπτει ο συνολικός βαθμός απόδοσης:

$$\eta = \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr}$$

Άρα από την υδραυλική ισχύ  $N_h$  αυτή που μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ  $N_e$  και τροφοδοτεί το ηλεκτρικό δίκτυο είναι μικρότερη κατά τις ολικές απώλειες (σωληνώσεις και ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός), δηλ.  $N_e < N_h$ . [3]

Συνολικά σε ένα πλήρη κύκλο, και ανάλογα με τον εξοπλισμό (αντλίες, υδροστρόβιλοι κλπ) ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι της τάξεως του 65-80% ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας, την επιλογή του εξοπλισμού της κα. Σημειώνεται ότι η τεχνολογία της αποθήκευσης μέσω πεπιεσμένου αέρα φθάνει σε ολικό βαθμό απόδοσης της τάξεως του 75% [3]. Στο επόμενο σχήμα 2.8 παρουσιάζονται οι απώλειες σε έναν κύκλο λειτουργίας.



Σχήμα 2.8 Σχηματική απεικόνιση των απωλειών σε έναν πλήρη κύκλο λειτουργίας [3]

Σε ένα σύστημα αντλιοσταμείωσης διακρίνονται δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτή της μονής σωλήνωσης και αυτή της διπλής σωλήνωσης, όπου δηλαδή υπάρχει ανεξάρτητη σωλήνωση για τον στρόβιλο και για τη λειτουργία των αντλιών. (Γεώργιος Κάραλης, 2008, Διδακτορική Διατριβή, Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειωτήρων).

### Μονή σωλήνωση

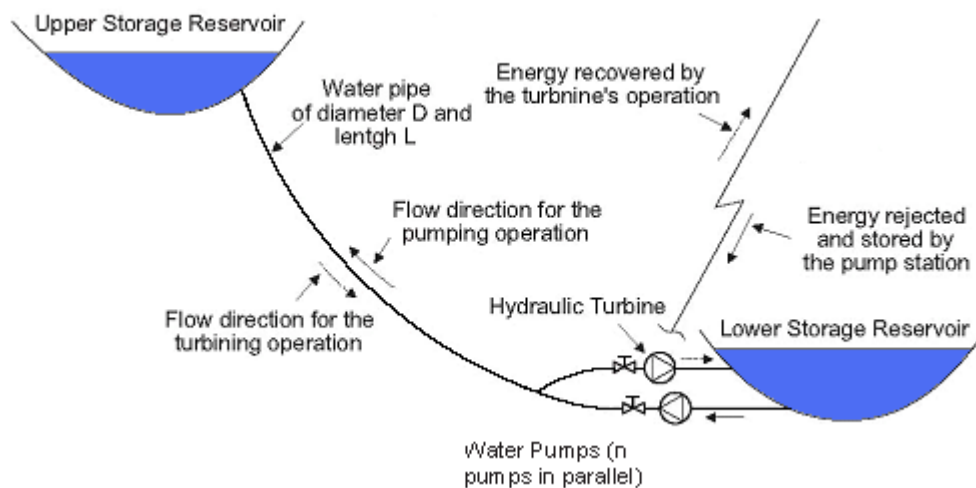
Η περίπτωση της μονής σωλήνωσης, η οποία απεικονίζεται στο σχήμα 2.9, εμφανίζει ασφαλώς το πλεονέκτημα της πιο οικονομικής λύσης, διότι μειώνονται τα έξοδα της εγκατάστασης. Ωστόσο, θέτει περιορισμό ως προς τη λειτουργία, δεδομένου ότι δεν



επιτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία του στροβίλου με τις αντλίες. Για το λόγο αυτό, απαιτείται να καθοριστεί αν έχει προτεραιότητα λειτουργίας ο στρόβιλος ή οι αντλίες.

Προτεραιότητα στις αντλίες. Στην περίπτωση που υπάρχουν διαστήματα κατά τα οποία η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες ή από τις υδροηλεκτρικές μονάδες βάσεως (κατά τον ρου του ποταμού) είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, προτεραιότητα στη λειτουργία έχουν οι αντλίες. Σε αυτήν την περίπτωση, η παραγωγή της ενέργειας από τον στρόβιλο μπορεί να γίνει μονάχα τις ώρες που δεν γίνεται άντληση, δηλαδή τις ώρες που δεν υπάρχει απορριπτόμενη ισχύς. Αυτό συμβαίνει για παράδειγμα τις μεταμεσονύκτιες ώρες ή τις αργίες, που η ζήτηση είναι χαμηλή.

Προτεραιότητα στο στρόβιλο. Στην περίπτωση που υπάρχουν διαστήματα που συμβαίνει το αντίθετο, δηλαδή η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή των μονάδων βάσεως, τότε προτεραιότητα λειτουργίας έχει ο στρόβιλος έναντι των αντλιών. Αυτό συμβαίνει κυρίως τις ώρες αιχμής. Σε αυτήν την περίπτωση, ενδεχομένως να συμβεί να υπάρχει απορριπτόμενη ισχύς και να μην μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση λόγω λειτουργίας του στροβίλου.[16]



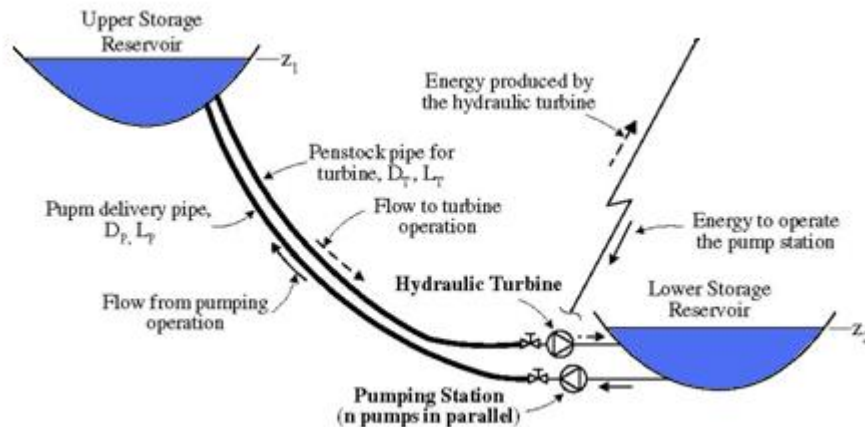
Σχήμα 2.9 Υδροηλεκτρικό σύστημα με μονή σωλήνωση [15]

## Διπλή σωλήνωση

Θα μπορούσε να σκεφτεί κανείς ότι η διπλή σωλήνωση είναι περιττή, δεδομένου ότι εάν υπάρχει ανάγκη παραγωγής ενέργειας από το στρόβιλο και ταυτόχρονα υπάρχει απορριπτόμενη ισχύς από τις θερμικές μονάδες ή από τις υδροηλεκτρικές μονάδες βάσεως, τότε θα μπορούσε να απορροφηθεί απευθείας περισσότερη ενέργεια από τις μονάδες αυτές. Ο συλλογισμός αυτός είναι εσφαλμένος, λόγω των περιορισμών του δικτύου. Η άμεση δηλαδή απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορεί να συμβεί πέραν της επιτρεπόμενης από το δίκτυο ενέργειας.

Παράλληλα, η χρονική κατανομή της απορριπτόμενης ισχύος δείχνει ότι η περικοπή καθορίζεται πρώτα από τη διαθέσιμη παραγόμενη ενέργεια και δεύτερον από τις διακυμάνσεις της ζήτησης. Σε ώρες αιχμής της ζήτησης και ταυτόχρονα περίσσειας ισχύος των μονάδων βάσεως, από τη μια υπάρχει περικοπή ισχύος και απαιτείται λειτουργία

αντλιών για την εκμετάλλευση της περίσσειας ισχύος, από την άλλη πρέπει να λειτουργήσει ο στρόβιλος (π.χ. λόγω υψηλής ζήτησης). Εάν λειτουργεί η αντλία, θα απαιτηθεί χρόνος μέχρι να σταματήσει και να ξεκινήσει ο στρόβιλος, οπότε το βασικό πλεονέκτημα της άμεσης απόκρισης του στρόβιλου χάνεται. Η περίπτωση της διπλής σωλήνωσης παρουσιάζεται στο ακόλουθο σχήμα 2.10.[16]



Σχήμα 2.10 Τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης με διπλή σωλήνωση [15]

Τόσο στην περίπτωση της μονής σωλήνωσης όσο και στην περίπτωση της διπλής που περιγράφηκαν παραπάνω, οι τρεις μηχανές (αντλία – υδροστρόβιλος – κινητήρας / γεννήτρια) τοποθετούνται σε κοινή άτρακτο και η φορά περιστροφής είναι η ίδια ανεξαρτήτως λειτουργίας. Αξίζει βέβαια να αναφερθεί ότι για τη μείωση των φθορών απαιτείται η ύπαρξη συμπλέκτη στα άκρα της ατράκτου, ώστε να μην περιστρέφεται άσκοπα η υδροδυναμική μηχανή που κάθε φορά δεν εργάζεται. Σε περίπτωση κατακόρυφης διάταξης, η αντλία τοποθετείται στο κατώτερο σημείο ώστε να αποφευχθεί το φαινόμενο της σπηλαίωσης.

Μονή σωλήνωση με σύνθετη λειτουργία. Στην περίπτωση αυτή υπάρχει η δυνατότητα διπλής ταυτόχρονης λειτουργίας με χρήση μονής σωλήνωσης. Πρόκειται για μια δεύτερη κατηγορία συστήματος αντλησιοταμίευσης, το λεγόμενο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σύστημα. Το σύστημα αυτό περιλαμβάνει μια αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή που λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος. Αυτή η προτεινόμενη λύση εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι είναι οικονομικότερη χωρίς να υστερεί λειτουργικά.

Ακόμη, ανεξάρτητα των σχεδιαστικών εκδοχών που υιοθετούνται κάθε φορά σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, οι μονάδες του συστήματος (αντλία – υδροστρόβιλος – ηλεκτρική μηχανή) τοποθετούνται σε στάθμη χαμηλότερη από αυτή της κατώτερης δεξαμενής για την αποφυγή εισροής αέρα, κάτι όμως που απαιτεί μεγάλο όγκο εκσκαφών. Επιπρόσθετα, οι μονάδες αυτές μπορούν να απομονωθούν από τις δύο δεξαμενές, μέσω βανών που τοποθετούνται στους αγωγούς κατάθλιψης και αναρρόφησης. [16]

Τέλος παρουσιάζονται λίγο αναλυτικότερα τα πλεονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης, μερικά από τα οποία αναφέρθηκαν και παραπάνω.

Τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης είναι:

1. Ότι παρέχει εγγυημένη ισχύ, γεγονός που παρέχει δυνατότητα υποκατάστασης της συμβατικής ισχύος (capacity credit), χαρακτηριστικό που δεν έχουν οι ΑΠΕ λόγω της μεταβλητής φύσης τους [17], [18]. Έτσι, γίνεται εφικτή η αύξηση της αιολικής διείσδυσης και της διείσδυσης ΑΠΕ γενικότερα σε νησιωτικά συστήματα, που διαφορετικά περιορίζεται από τα όρια τεχνικού ελαχίστου και δυναμικής απόκρισης. Η συνεργασία συστήματος αντλησιοταμίευσης με ΑΠΕ θα αναπτυχθεί στη συνέχεια
2. Ένα άλλο σημαντικό πλεονέκτημα των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής είναι η δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και απόρριψης φορτίου πολύ μεγάλης ισχύος με αποτέλεσμα να αποτελούν την καλύτερη λύση που διαθέτει ο διαχειριστής ενός δικτύου ώστε να καλύπτει τις αιχμές φορτίου που παρουσιάζονται [3]
3. Είναι αναστρέψιμη μέθοδος, δηλαδή μπορεί να χρησιμεύσει τόσο για αποθήκευση ενέργειας όσο και για την τροφοδότηση ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο [3]
4. Έχει σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης σε έναν πλήρη κύκλο [3]

Από την άλλη μεριά, τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης είναι:

1. Οι γεωγραφικοί, γεωλογικοί και περιβαλλοντικοί περιορισμοί, που σχετίζονται με τη σχεδίαση των ταμιευτήρων
2. Το υψηλό κόστος επένδυσης
3. Οι μακροί χρόνοι υλοποίησης [19], [11]

## 2.3 Υβριδικά Συστήματα

### 2.3.1 Εισαγωγή

Η μεταβλητότητα της παραγόμενης αιολικής ενέργειας που οφείλεται στη στοχαστικότητα του ανέμου, αποτελεί ένα σημαντικό εμπόδιο στην εκτεταμένη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Ένα ηλεκτρικό σύστημα χαρακτηρίζεται από την παραγωγή (προσφορά) και την κατανάλωση (ζήτηση) ενέργειας. Η ηλεκτρική ενέργεια έχει το χαρακτηριστικό να μη μπορεί να αποθηκεύεται σε μεγάλες ποσότητες και με αποδεκτό κόστος. Αυτό σημαίνει ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να βρίσκεται σε συνεχή ισορροπία με τη ζήτηση. Από την άλλη μεριά, δεν μπορούμε να έχουμε συνεχόμενη σταθερή παραγωγή ενέργειας από αιολικές μηχανές.

Το πρόβλημα είναι ακόμα πιο έντονο σε μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, όπως είναι αυτά πολλών ελληνικών νησιών όπου η ζήτηση παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Η έλλειψη τοπικής βιομηχανίας που να καταναλώνει σημαντική ενέργεια τη νύχτα, καθώς και η κατακόρυφη αύξηση της ζήτησης τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω του τουρισμού και της εκτεταμένης χρήσης κλιματιστικών συσκευών, προκαλούν έντονες ανομοιομορφίες στο προφίλ της ζήτησης.

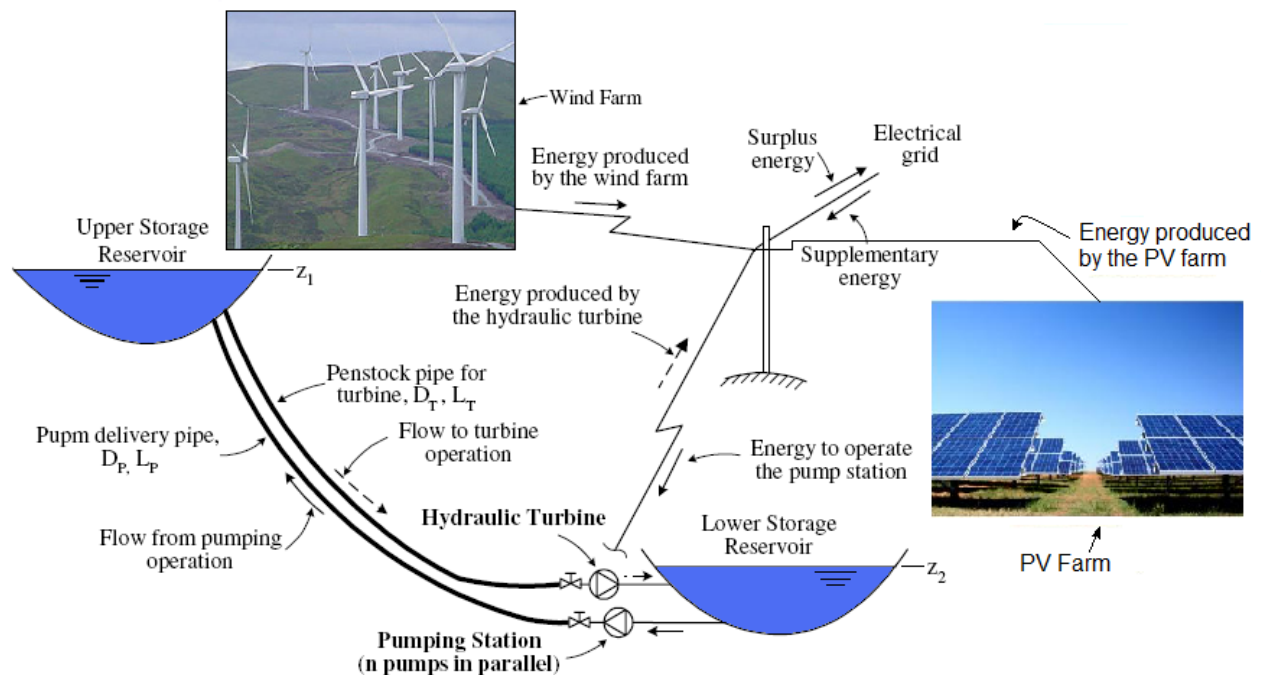
Εξαιτίας των παραπάνω η διείσδυση αιολικών μηχανών συνεπάγεται εξοικονόμηση συμβατικών καυσίμων και όχι εξοικονόμηση συμβατικής εγκατεστημένης ισχύος, καθώς είναι απαραίτητη η ύπαρξη συμβατικών θερμικών μονάδων που θα καλύψουν τη ζήτηση σε περίπτωση απώλειας αιολικής ισχύος.[20]

Η αύξηση της διείσδυσης των αιολικών μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση συστημάτων που χρησιμοποιούν συνδυασμό διαφορετικών τεχνολογιών και ονομάζονται υβριδικά συστήματα. Ωστόσο, η μέγιστη διείσδυση των ΑΠΕ (και κυρίως αιολικής) σε ένα νησιωτικό σύστημα περιορίζεται σε περίπου 25-35% του μέγιστου ετήσιου φορτίου (Parathanassiou and Boulaxis, 2006 [33]).

Υπάρχουν διαφορετικοί τύποι υβριδικών συστημάτων που συνδυάζουν τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Παραδείγματα τέτοιων εφαρμογών είναι ο συνδυασμός αιολικών με φωτοβολταϊκά με ή χωρίς σύστημα αποθήκευσης, αιολικά ή/και φωτοβολταϊκά με αφαλάτωση, ενώ η παράλληλη χρήση μικρών υδροηλεκτρικών μπορεί να αυξήσει την αξιοπιστία του συστήματος, λόγω της προβλεπόμενης λειτουργίας και της γρήγορης απόκρισης τους στις ανάγκες ζήτησης. Σε περιπτώσεις εφαρμογής υβριδικών συστημάτων γίνεται βελτιστοποίηση στη διαστασιολόγηση των μονάδων, και δίνεται έμφαση στο σύστημα ελέγχου της λειτουργίας.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει η εφαρμογή αιολικών μηχανών, παράλληλα με αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό (αντλησιοταμίευση). [20]

Στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι όλο το νησί αποτελεί έναν υβριδικό σταθμό παραγωγής. Δηλαδή όλες οι μονάδες ΑΠΕ του νησιού και μια ή περισσότερες μονάδες αντλησιοταμίευσης ελέγχονται από τον διαχειριστή του δικτύου. Γι' αυτό, παρουσιάζονται στη συνέχεια ορισμένα στοιχεία και κανονισμοί που ισχύουν για υβριδικούς σταθμούς (ΥΒΣ) στα νησιά. Ένα ενδεικτικό σχήμα τέτοιου υβριδικού σταθμού παρουσιάζεται στο σχήμα 2.11 που ακολουθεί.



Σχήμα 2.11 Υβριδικός σταθμός με συνδυασμό Αιολικού και Φ/Β πάρκου με αντλησιοταμίευση [21], [22], [23]

### 2.3.2 Αναλυτικός ορισμός Υβριδικού Σταθμού

Ως Υβριδικός Σταθμός ορίζεται, σύμφωνα με το Άρθρο 2, παρ. 25 του Ν. 3468/2006, κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

1. Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ, όπως ορίζονται στο Άρθρο 2, παρ. 2 του Ν. 3468/2006.
2. Περιλαμβάνει συστήματα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, ώστε να έχουν δυνατότητα ελεγχόμενης παραγωγής κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής. Τα συστήματα αυτά μπορεί να απορροφούν σε ορισμένα διαστήματα της Ημέρας Κατανομής και σημαντική ισχύ από το Δίκτυο. Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο ο Υβριδικός Σταθμός, σε ετήσια βάση, δεν πρέπει να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της απορροφούμενης ενέργειας του σταθμού από το Δίκτυο και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται σε ωριαία βάση.

Για τον υπολογισμό της ενέργειας που απορρόφησε ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης λαμβάνονται υπόψη μόνο οι ώρες κατά τις οποίες η υπολογιζόμενη σε ωριαία βάση διαφορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι θετική.

Επίσης, για τον υπολογισμό της ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού δε λαμβάνονται υπόψη οι ώρες λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, κατά τις οποίες ο Υβριδικός Σταθμός απορρόφησε ενέργεια κατόπιν σχετικής Εντολής Κατανομής του

Διαχειριστή μη διασυνδεδεμένου νησιού (ΜΔΝ) για τη διασφάλιση της επάρκειας δυναμικού παραγωγής ή της περαιτέρω αξιοποίησης των μονάδων ΑΠΕ. (Η παράγραφος αυτή είναι από την Υπουργική Απόφαση υπ. αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/03-04-2007, Άρθρο 34.3, τελευταία παράγραφος.)

3. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού δεν υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%. Για την πλήρωση του παραπάνω όρου λαμβάνονται υπόψη μόνο οι μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται στο Δίκτυο του ΜΔΝ.[24]

### **2.3.3 Λειτουργία Υβριδικού Σταθμού σε αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο**

Τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση απομονωμένων ή νησιωτικών περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένες με το κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, οπότε δεν υπάρχει σύστημα μεταφοράς παρά μόνο σύστημα διανομής. Η μετατροπή ενός συμβατικού αυτόνομου σταθμού σε υβριδικό αποσκοπεί κατά κύριο λόγο στην ελάττωση της κατανάλωσης καυσίμου και των ωρών λειτουργίας των συμβατικών γεννητριών. Η σημαντικότερη διαφορά του αυτόνομου σε σχέση με ένα διασυνδεδεμένο υβριδικό σύστημα είναι ότι πρέπει να μπορεί να παρέχει όλη την ενέργεια που ζητείται οποιαδήποτε χρονική στιγμή ή να κάνει αποκοπή φορτίου όταν αυτό δεν είναι εφικτό. Επιπλέον, πρέπει να έχει την ικανότητα ρύθμισης συχνότητας και παραγωγής άεργου ισχύος ώστε να ρυθμίζει την τάση του δικτύου. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή από τις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος ξεπερνά το φορτίο, η περίσσεια ενέργειας πρέπει να αποθηκευτεί ή και να απορριφθεί με κάποιον τρόπο ώστε να μην προκαλέσει αστάθεια στο σύστημα. Τα αυτόνομα δίκτυα δεν έχουν άπειρο ζυγό, οπότε επηρεάζονται έντονα από την σύνδεση επιπρόσθετου φορτίου ή γεννήτριας. Για τους παραπάνω λόγους, τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα περιλαμβάνουν διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας και συστήματα ελέγχου και διαχείρισης φορτίου.[11]

#### **2.3.3.1 Πολιτική διαχείρισης των ΥΒΣ**

Οι βασικές Αρχές Διαχείρισης μπορούν να συνοψιστούν στις τρεις ακόλουθες:

1. Εφαρμογή ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού για το σύστημα του νησιού
2. Υποβολή από τον παραγωγό ΥΒΣ της προσφοράς ενέργειας σε 24ωρη βάση και δήλωση φορτίου (δηλαδή ανάγκες άντλησης) εφόσον έχει ζητηθεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ εγγυημένη παροχή
3. Κατάρτιση από το Διαχειριστή ΜΔΝ ωριαίου προγράμματος παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ

Πιο αναλυτικά για τη διαχείριση των ΥΒΣ ισχύουν τα παρακάτω:

- Ο παραγωγός υποβάλλει προσφορά συνολικής έγχυσης ενέργειας σε 24ωρη βάση, βάσει αποθεμάτων στο σύστημα αποθήκευσης ή και πρόβλεψης της αναμενόμενης παραγωγής

- Ο Διαχειριστής ΜΔΝ προσαρμόζει την προσφορά στην καμπύλη φορτίου, με βασικό στόχο την κάλυψη της αιχμής, και καταρτίζει το πρόγραμμα των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ
- Οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ λειτουργούν όπως οι υποκαθιστώμενες συμβατικές μονάδες (επικουρικές υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας και τάσης, παροχή στρεφόμενης εφεδρείας για απορρόφηση αιολικής παραγωγής εκτός ΥΒΣ).
- Απαιτήση εγγυημένης παροχής μόνο σε περιόδους υψηλού φορτίου για κάλυψη ελλείμματος συμβατικής παραγωγής (και όχι σε ημερήσια βάση)
- Άντληση από δίκτυο αποδεκτή μόνο για διασφάλιση της εγγυημένης παροχής. Κατανέμεται στη νυχτερινή κοιλάδα από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ (δεν μπορεί να υπερβαίνει το 30% της καθαρής παραγωγής του σταθμού)

Η χρήση των παραπάνω αρχών διαχείρισης πετυχαίνει:

- Την κατά προτεραιότητα απορρόφηση της ενέργειας ΑΠΕ του ΥΒΣ
- Την αποτελεσματική αποκοπή αιχμών και εξομάλυνση κοιλάδων της καμπύλης φορτίου
- Την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων
- Την αποτροπή της άντλησης από το δίκτυο (παρά μόνο για εξασφάλιση της εγγυημένης παροχής, όταν απαιτείται βάσει των αναγκών του συστήματος)
- Την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων στη λειτουργία των υφιστάμενων αιολικών σταθμών (ΣΑΩΛ, συντελεστής χρησιμοποίησης)
- Την καταρχήν αντιστοίχιση τιμολόγησης ενέργειας ΥΒΣ και κόστους υποκαθιστώμενης συμβατικής ενέργειας (στην πράξη υφίστανται αποκλίσεις)
- Την ενσωμάτωση μεγάλων ΥΒΣ στα ΜΔΝ (από ενεργειακής πλευράς – τεχνικά ερωτήματα εξακολουθούν να υφίστανται) [25]

### 2.3.3.2 Πολιτική τιμολόγησης για ΥΒΣ

Με βάση τις αποφάσεις της ρυθμιστικής αρχής ενέργειας 1333/2010 & 1146/2011 και των αδειών παραγωγής, η τιμολόγηση για ΥΒΣ στα νησιά επιτυγχάνεται με τις ακόλουθες αρχές:

- Η παραγωγή των Υδροστροβίλων βασίζεται στο μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων αιχμής (λειτουργικές μονάδες <30% του χρόνου)
- Παραγωγή από ΑΠΕ: με βάση την τρέχουσα τιμολόγηση τους, ή για τη μέση τιμή της τιμολόγησης τους και της τιμολόγησης υδροστροβίλων, αν υποκαθιστά μέρος της εγγυημένης παραγωγής
- Αγορά για άντληση: με βάση το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων βάσης (λειτουργικές μονάδες > 70% του χρόνου)
- Επίσης, πρόσθετη αποζημίωση (ετήσια ικανότητα πληρωμής) παρέχεται με βάση την εγγυημένη ισχύ και το κόστος των (υποθετικά) νέων συμβατικών μονάδων ίδιας ισχύος που αντικαθίσταται.

Ο ακόλουθος πίνακας 2.6 συνοψίζει την τιμολόγηση των ΥΒΣ, όπως ορίζεται από τη ρυθμιστική αρχή ενέργειας (www.rae.gr) το 2011 για τρία νησιά, η οποία είναι αρκετά υψηλή και παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση. Ως εκ τούτου, ο ΥΒΣ μπορεί να είναι πολύ κερδοφόρα επένδυση σε νησιά με δαπανηρές μονάδες αιχμής (κινητήρες ντίζελ), αλλά την ίδια στιγμή δεν είναι οικονομικά βιώσιμος σε άλλα νησιά, ακόμα και αν έχουν καλύτερο δυναμικό ΑΠΕ και μεγαλύτερες προοπτικές για τη διείσδυση των ΑΠΕ.

Νησί	Υδροστρόβιλοι €/MWh	Α/Π €/MWh	Φ/Β €/MWh εγγυημένη	Πληρωμή Ισχύος €/MW/year
Κρήτη	236	119.34, no public subsidy	177.7	<b>127000</b>
Λέσβος	125		122.3	<b>165000</b>
Ικαρία	<b>295</b>		<b>207.2</b>	<b>188000</b>

Πίνακας 2.6 Ισχύουσα τιμολόγηση για παραγωγή ΥΒΣ στα ελληνικά νησιά [2]

### 2.3.3.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα του ΥΒΣ

Σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η εφαρμογή αιολικών μηχανών παράλληλα με σύστημα αντλησιοταμίευσης παρουσιάζει πληθώρα πλεονεκτημάτων. Ενδεικτικά αναφέρονται τα ακόλουθα:

1. Μια τέτοια εφαρμογή συμβάλλει στην αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού και τη μείωση της λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων. Οι έντονες διακυμάνσεις της αιολικής ενέργειας αντιμετωπίζονται με την ύπαρξη του αποθηκευτικού συστήματος και ως εκ τούτου επιτυγχάνεται καλύτερη διαχείριση και διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Παράλληλα, η αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αυξάνεται με την ένταξη του υδροστρόβιλου, που αποτελεί μία ελεγχόμενη μονάδα παραγωγής ενέργειας με δυνατότητα άμεσης απόκρισης
2. Δεδομένου ότι η τιμή των καυσίμων αυξάνεται συνεχώς, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων καθίσταται ανταγωνιστική
3. Η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τα αιολικά πάρκα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών του CO<sub>2</sub>. Αυτό σημαίνει μείωση του κόστους για τη ΔΕΗ και τους ιδιώτες παραγωγούς, το οποίο προφανώς καταλήγει στον καταναλωτή
4. Αυξάνεται πάρα πολύ η εγχώρια παραγωγή και μειώνεται η εξάρτηση από εισαγωγές καυσίμων (όπως είναι το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο, ο λιθάνθρακας κτλ)
5. Υπάρχουν σημαντικά κοινωνικά οφέλη, αφού το έργο συμβάλλει στην περιφερειακή ανάπτυξη και στη δημιουργία απασχόλησης
6. Το υβριδικό υδροηλεκτρικό σύστημα μπορεί να συνδυαστεί με μονάδες αφαλάτωσης που θα χρησιμοποιούν μέρος της αιολικής ενέργειας για την παραγωγή πόσιμου νερού. Έτσι εξασφαλίζεται η διαθεσιμότητα του νερού, όχι μόνο για ενεργειακή χρήση, αλλά και για ύδρευση-άρδευση



Μοναδικό μειονέκτημα ενός τέτοιου υβριδικού υδροηλεκτρικού συστήματος είναι το κόστος κατασκευής του και το όποιο περιβαλλοντικό κόστος.[16]

#### **2.3.3.4 Τρέχουσα κατάσταση στα νησιά**

Ο πίνακας 2.8 συνοψίζει την τρέχουσα κατάσταση όσον αφορά τη χορήγηση αδειών και τις προοπτικές για την ανάπτυξη ΥΒΣ στα νησιά.

- Μόνο μία μικρή υβριδική μονάδα παραγωγής ενέργειας με αντλησιοταμίευση είναι υπό κατασκευή στην Ικαρία (Παπαευθυμίου, 2010 [34]). Αναμένεται να ολοκληρωθεί μέσα στα επόμενα 1-2 χρόνια.

- 13 άδειες παραγωγής για ΥΒΣ (αιολικών- υδροηλεκτρικών με αντλησιοταμίευση) έχουν εκδοθεί, για συνολική εγγυημένη ισχύ (υδροστροβίλων) ~ 185 MW. Ένας από αυτούς είναι στη Λέσβο και οι υπόλοιποι στην Κρήτη.

- Κανένας από τους παραπάνω δεν πήρε ακόμη Άδεια Εγκατάστασης. Πέρα από τις γραφειοκρατικές διαδικασίες και τα προβλήματα για τη λήψη έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων, η δυσκολία στη διαμόρφωση ενός συστήματος χρηματοδότησης είναι επίσης ένα σημαντικό ζήτημα για τους αιτούντες.

- Υπάρχουν άλλες 17 πρόσφατες αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής ΥΒΣ στα νησιά (σχεδόν όλα στην Κρήτη), συνολικής εγγυημένης ισχύος περίπου 490 MW. Από αυτές, 10 αφορούν αντλησιοταμίευση και 7 είναι μικρότερης κλίμακας, μπαταρίες αποθήκευσης αιολικής ενέργειας.

Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερο μέρος των απορρίψεων της ρυθμιστικής αρχής ενέργειας για αιτήσεις σταθμών παραγωγής ενέργειας, αφορά Αιολικούς και Φ/Β σταθμούς, ενώ μέχρι σήμερα δεν υπάρχει καμία αρνητική απόφαση για αιτήσεις ΥΒΣ (αιολικά- υδροηλεκτρικά). Αυτό αντανακλά τη γενική αποδοχή ότι η αντλησιοταμίευση είναι η πλέον κατάλληλη τεχνολογία για την υποστήριξη διείσδυσης των ΑΠΕ στα νησιά και στο ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα.

Ωστόσο, σύμφωνα με πρόσφατες μελέτες το σύστημα της Κρήτης θα είναι σε θέση να φιλοξενήσει ΥΒΣ μέχρι περίπου 250-300 MW εγγυημένης ισχύος, ως εκ τούτου, είναι σχεδόν κορεσμένο από τις ήδη εκδοθείσες άδειες παραγωγής και αυτό μπορεί να είναι ένας λόγος για την απόρριψη ορισμένων από τις πρόσφατες αιτήσεις υπό εξέταση. Από την άλλη πλευρά, όμως, η διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με το δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας λαμβάνεται σοβαρά υπόψη από τις ελληνικές αρχές για το εγγύς μέλλον, και αυτό θα επηρεάσει σημαντικά τόσο την μέγιστη δυνατή εγκατεστημένη ισχύ όσο και τη στρατηγική λειτουργίας των ΥΒΣ στα νησιά.[2]

Άδειες παραγωγής				
Νησί	αριθμός	Ισχύς ΑΠΕ, τύπος ΑΠΕ	Ισχύς Υδροστροβίλου (MW)	Ισχύς Άντλησης (MW)
Κρήτη	11	190 MW, wind	200	<b>150</b>
Λέσβος	1	18.5 MW, wind	15.5	<b>15</b>
Ικαρία	1	2.4 MW, wind	3.8	<b>3.8</b>
Αιτήσεις				
Κρήτη	7	325 MW, wind	260	<b>180</b>
Άλλα	<b>3</b>	<b>260 MW wind, 60 PV MW PV</b>	<b>270</b>	<b>265</b>

Πίνακας 2.8. Παρούσα κατάσταση των αδειών ΥΒΣ στα νησιά [2]

## 2.4 Διασύνδεση Αυτόνομων Νησιών

Τέλος αξίζει να αναφερθεί σύντομα και η περίπτωση διασύνδεσης αυτόνομων νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο της Ελλάδας για την μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο.

Αρκετές συνδέσεις των ελληνικών νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο υπάρχουν σήμερα, αλλά εξακολουθούν να υπάρχουν περισσότερα από 50 αυτόνομα συστήματα σε νησιά του Αιγαίου, συμπεριλαμβανομένων των μεγαλύτερων από αυτά (Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος). Προκαταρκτικές μελέτες για τη σύνδεση των Νησιών του Αιγαίου και της αξιοποίησης του μεγάλου αιολικού δυναμικού τους έχουν πρόσφατα πραγματοποιηθεί από το Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς ([www.admie.gr](http://www.admie.gr)). Δύο εναλλακτικά σενάρια για την Κρήτη / Ρόδο λαμβάνονται υπόψη, βάση της σημαντικής προόδου σχετικά με τις υποβρύχιες τεχνολογίες διασύνδεσης κατά τη διάρκεια των τελευταίων ετών:

-Διασύνδεση της Κρήτης μόνο, με δύο κυκλώματα DC 2x350=700MW συνολική χωρητικότητα και αυτόνομη ανάπτυξη των Δωδεκανήσων / Ρόδου, ή

-Διασύνδεση της Κρήτης κατ' αρχάς με δύο κυκλώματα DC 2x550=1100MW ικανότητα, και σε ένα δεύτερο στάδιο επέκταση προς Δωδεκάνησα με AC 150kV.[2]

Στη συνέχεια παρουσιάζεται πιο λεπτομερώς η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης, εφόσον το ηλεκτρικό σύστημά της εξετάζεται στην παρούσα εργασία.

### 2.4.1 Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό δίκτυο

Τις τελευταίες δεκαετίες, το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, λόγω της οριακής κάλυψης των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και Diesel (με τις περισσότερες να είναι παλαιές μονάδες με χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα). Επιπλέον, η μέχρι σήμερα διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και

ηλιακό δυναμικό του, λόγω των σημαντικών προβλημάτων ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.[28]

Η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα εξετάστηκε ως ενδεχόμενη λύση για τα παραπάνω προβλήματα, εφόσον θα έχει ως αποτέλεσμα:

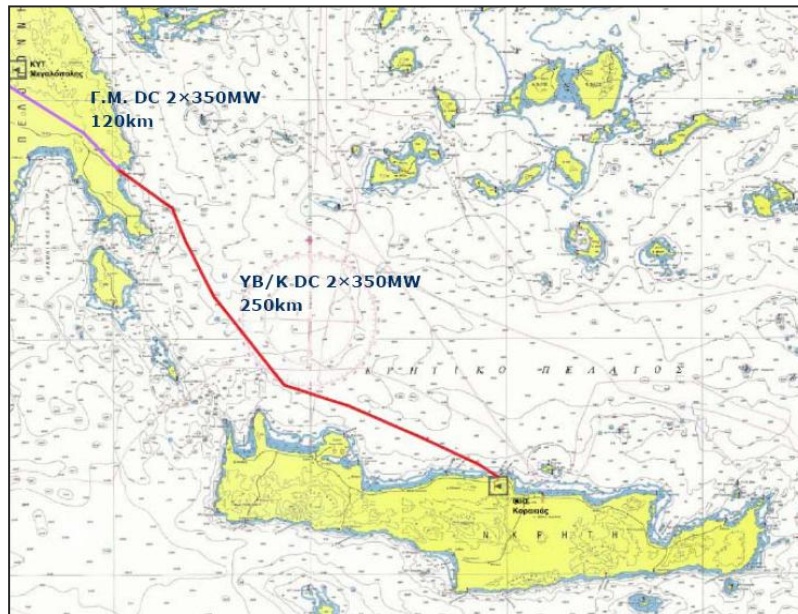
1. Σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης λόγω της παύσης λειτουργίας των πετρελαϊκών μονάδων του νησιού και αντικατάστασής τους από Μονάδες ΑΠΕ και εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από το Διασυνδεδεμένο
2. Μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί, λόγω της παύσης λειτουργίας των παλαιών πετρελαϊκών μονάδων
3. Εξασφάλιση της ομαλής και αξιόπιστης τροφοδότησης με ηλεκτρική ενέργεια του νησιού
4. Μέγιστη αξιοποίηση του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ του νησιού, η οποία δεν θα ήταν δυνατή χωρίς τη διασύνδεση, για τεχνικούς λόγους. Το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών αναγκών του νησιού θα καλύπτεται από ΑΠΕ, ενώ το υπόλοιπο μέρος των αναγκών θα καλύπτεται από εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από το Ηπειρωτικό δίκτυο, ηλεκτρική ενέργεια που θα έχει παραχθεί κυρίως από μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου. Επίσης, το ποσοστό της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το Σύστημα της Κρήτης (π.χ. κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου), θα διοχετεύεται μέσω του καλωδίου για την κάλυψη των αναγκών του Ηπειρωτικού Δικτύου. Συνεπώς, η αξιοποίηση αυτή οδηγεί σε:
  - Μείωση της ενεργειακής εξάρτησης του νησιού (και κατ' επέκταση και της χώρας) από εισαγόμενα καύσιμα, καθώς η ηλεκτροδότησή του θα μπορεί να στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ του νησιού.
  - Σημαντική συμβολή στην επίτευξη των ενεργειακών στόχων της χώρας σε ότι αφορά την ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Μέχρι σήμερα, η διασύνδεση της Κρήτης δεν είχε γίνει εφικτή κυρίως για τεχνικούς λόγους. Όμως με την εξέλιξη νέων τεχνολογιών, κυρίως των DC συνδέσμων, την εμπειρία από την επιτυχή εφαρμογή τους στη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, αλλά και την συνεχώς αυξανόμενη σχετική δραστηριότητα που σημειώνεται τα τελευταία χρόνια σε παγκόσμια κλίμακα (διασύνδεση Ιταλίας - Σαρδηνίας, Ισπανίας - Μαγιόρκα κ.α.), επαναφέρθηκε στο προσκήνιο το θέμα των διασυνδέσεων αυτόνομων νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα και δημιουργήθηκαν οι προϋποθέσεις για μια επιτυχημένη ολοκλήρωση παρόμοιων έργων και στην Ελλάδα.[28]

Από την μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο, που δημοσιεύτηκε τον Απρίλιο του 2011[28], αναφέρονται συνοπτικά οι περιπτώσεις διασύνδεσης που αναπτύχθηκαν και απεικονίζονται στα σχήματα 2.12-2.15:

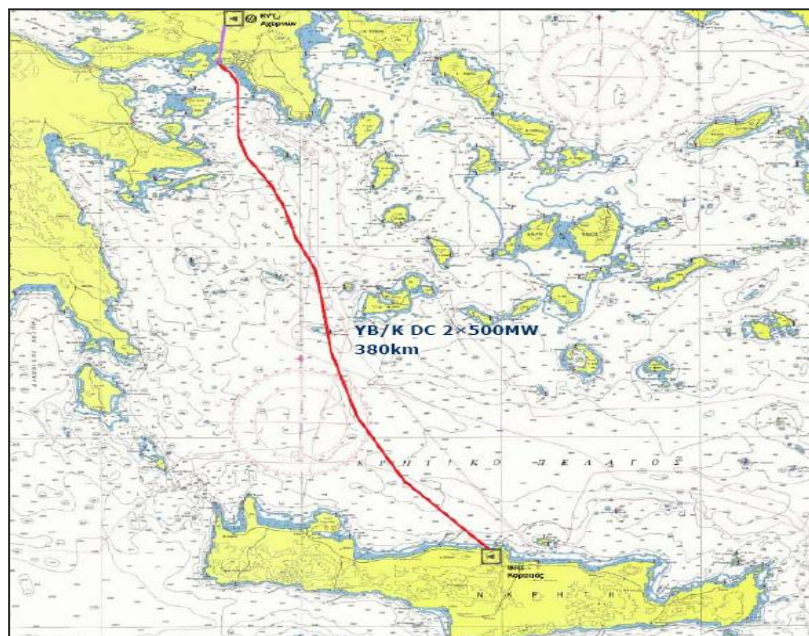
Περίπτωση 1<sup>η</sup>: Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο με έναν υβριδικό σύνδεσμο DC ικανότητας  $2 \times 350 \text{ MW} = 700 \text{ MW}$  μήκους 370km, ο οποίος θα εκκινεί από την Κορακιά, θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250km έως τη Μονεμβασιά και θα συνεχίζει με

εναέρια γραμμή μεταφοράς (Γ.Μ.) μήκους 120km μέχρι το μελλοντικό κέντρο υψηλής τάσης (ΚΥΤ) Μεγαλόπολης.



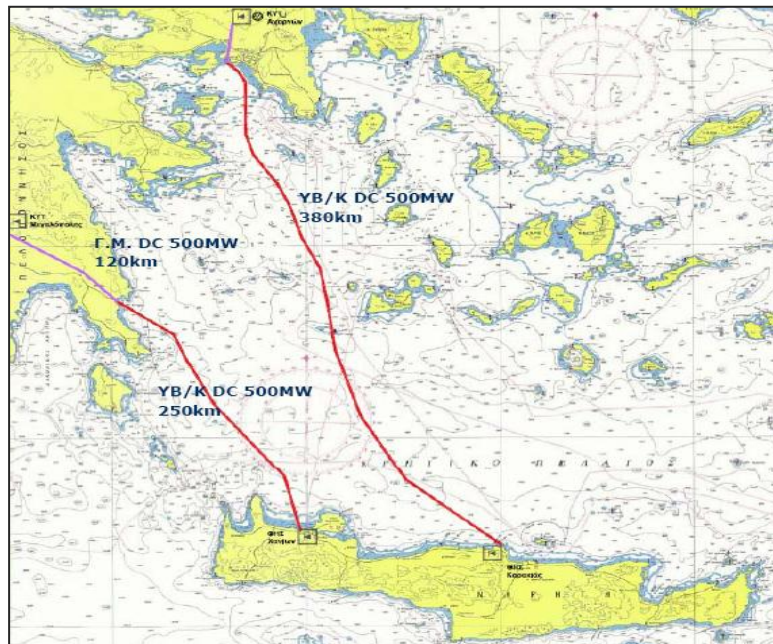
Σχήμα 2.12 Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο[28]

Περίπτωση 2<sup>η</sup>: Διασύνδεση της Κρήτης με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών) με έναν υβριδικό σύνδεσμο DC ικανότητας  $2 \times 500 \text{MW} = 1000 \text{MW}$ , ο οποίος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής.



Σχήμα 2.13 Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική[28]

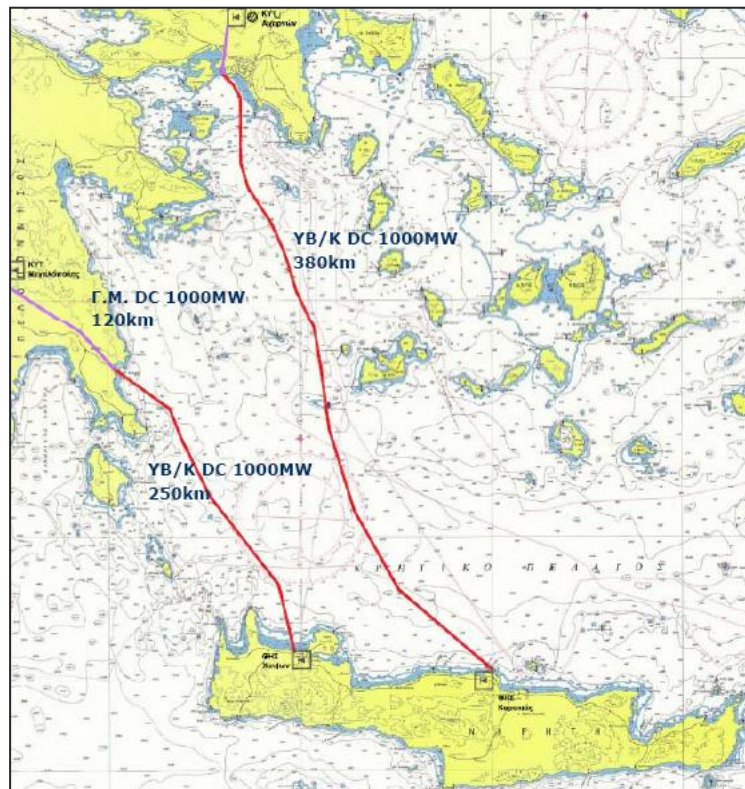
Περίπτωση 3<sup>η</sup>: Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας  $2 \times 500\text{MW} = 1000\text{MW}$ . Ο 1ος σύνδεσμος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών). Ο 2ος σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2ο στάδιο, ανάλογα με την εξέλιξη της ζήτησης και την πορεία των επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ, θα εκκινεί από ΒΔ σημείο της Κρήτης (κοντά στα Χανιά), θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250km έως τη Μονεμβασιά και θα συνεχίζει με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120km μέχρι το μελλοντικό ΚΥΤ Μεγαλόπολης.



Σχήμα 2.14 Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο[28]



Περίπτωση 4<sup>η</sup>: Τέλος εξετάζεται η διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας  $2 \times 1000\text{MW} = 2000\text{MW}$ . Ο 1ος σύνδεσμος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών). Ο 2ος σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2ο στάδιο, ανάλογα με την εξέλιξη της ζήτησης και την πορεία των επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ, θα εκκινεί από Β.Δ. σημείο της Κρήτης (κοντά στα Χανιά), θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250km έως τη Μονεμβασία και θα συνεχίζει με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120km μέχρι το μελλοντικό ΚΥΤ Μεγαλόπολης.



Σχήμα 2.15 Διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο[28]

### 3. Μοντελοποίηση- Κώδικας- Περιγραφή

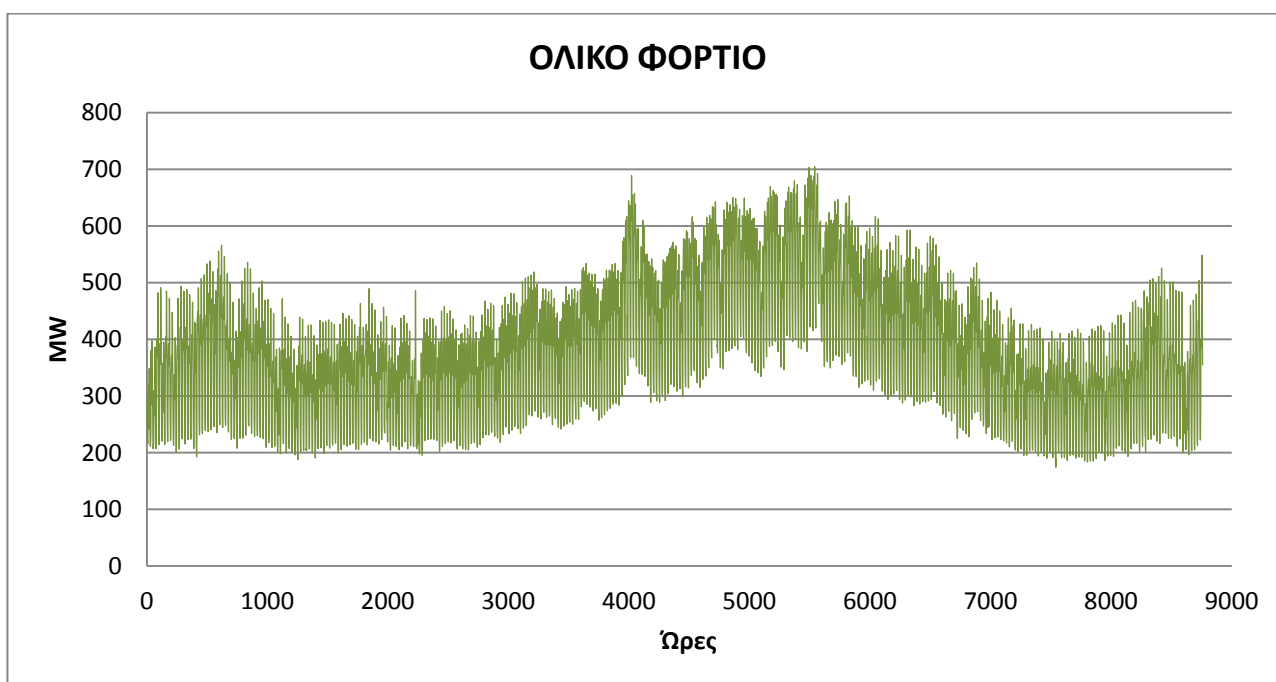
#### 3.1 Υπολογισμός Απορρίψης Ενέργειας από ΑΠΕ

Στο κεφαλαίο αυτό αναπτύσσεται η διαδικασία με την οποία υπολογίζονται οι απορρίψεις ισχύος, από σταθμούς Αιολικών και Φ/Β, στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Κρήτης. Χωρίζεται σε δυο τμήματα που αποτελούν μελέτη διαφορετικών περιπτώσεων. Στην πρώτη μελέτη υπολογίζονται απορρίψεις ισχύος με έτος αναφοράς το 2015, ενώ στην δεύτερη ο υπολογισμός αφορά μελλοντικά σενάρια ανάπτυξης του συστήματος της Κρήτης με επεξεργασία δεδομένων που προκύπτουν από τον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό[1]. Για την επίτευξη αυτών των υπολογισμών χρησιμοποιείται ένας υπολογιστικός κώδικας που αναπτύχθηκε για χρήση σε όλες τις περιπτώσεις και ο τρόπος λειτουργίας του θα περιγραφεί στη συνέχεια. Αφού αναφερθεί λεπτομερώς η διαδικασία μοντελοποίησης των δυο μελετών, στο τέλος του κεφαλαίου παρατίθεται και το αντίστοιχο λογικό διάγραμμά του κώδικα.

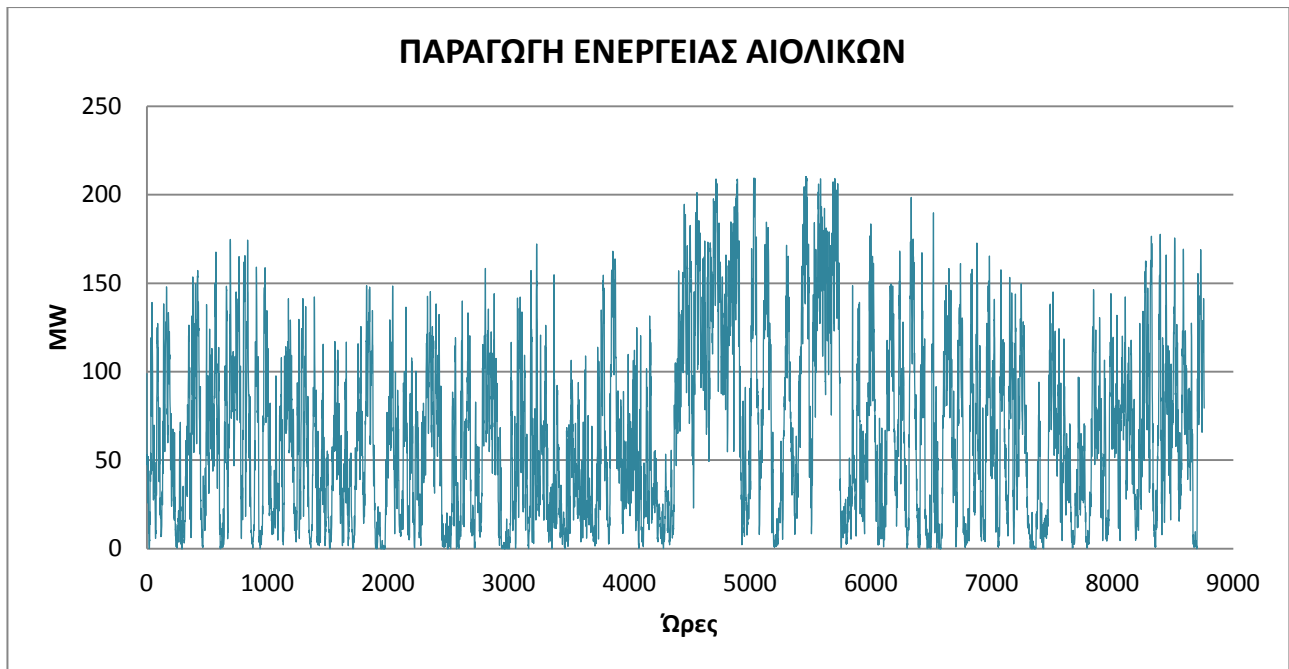
#### 3.2 Περίπτωση Αναφοράς

Στην περίπτωση αναφοράς εξετάζεται η εγκατάσταση Αιολικών- Φ/Β στο υφιστάμενο σύστημα (2015).

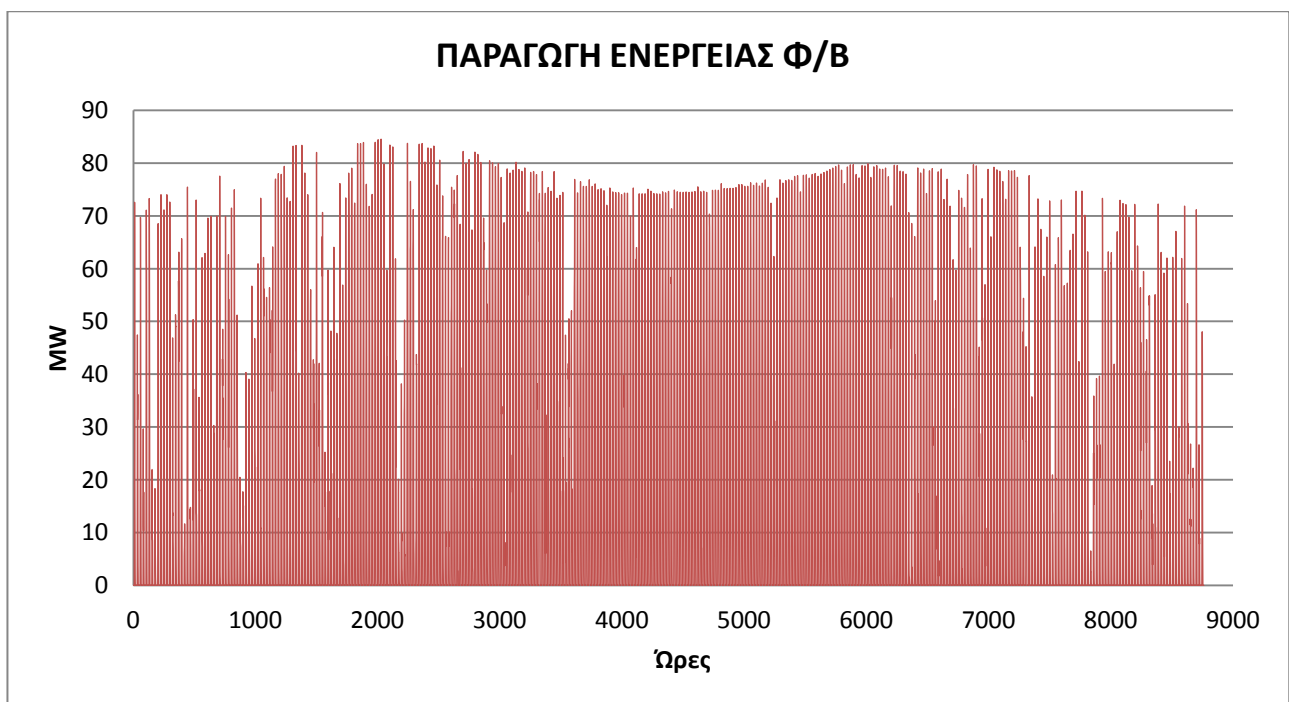
Η διαδικασία υπολογισμών ξεκινάει με την εισαγωγή στο πρόγραμμα των χρονοσειρών παραγωγής ενέργειας. Για την παρούσα μελέτη χρησιμοποιούνται χρονοσειρές που έχουν προκύψει για το σύστημα της Κρήτης, με προεκβολή στο έτος 2015, για κάθε ώρα του έτους και πιο συγκεκριμένα, ολικού φορτίου, παραγωγής ενέργειας Φ/Β και παραγωγής Αιολικών του νησιού. Στα ακόλουθα σχήματα 3.1-3.3 παρουσιάζονται οι χρονοσειρές παραγωγής ενέργειας για το έτος 2015.



Σχήμα 3.1 Χρονοσειρά ολικού φορτίου



Σχήμα 3.2 Χρονοσειρά παραγωγής Αιολικής Ενέργειας



Σχήμα 3.3 Χρονοσειρά παραγωγής Φ/Β Ενέργειας

Στο σχήμα 3.1 παρατηρείται η αύξηση του φορτίου κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών λόγω της αυξημένης ζήτησης για ενέργεια. Από σχήματα 3.2 και 3.3 καθίσταται εμφανής η διαφορά στον τρόπο παραγωγής ενέργειας από Αιολικά και Φ/Β. Στη χρονοσειρά των Φ/Β απεικονίζονται οι σταθερές τιμές ισχύος που παράγονται, χωρίς ιδιαίτερες διακυμάνσεις καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Από την άλλη μεριά, η παραγωγή των Αιολικών παρουσιάζει πολύ έντονες διακυμάνσεις πράγμα που δημιουργεί προβλήματα στην ένταξη τους στο δίκτυο, όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο



κεφάλαιο. Βέβαια φαίνεται ότι τα Αιολικά παράγουν περισσότερη ισχύ από τα Φ/Β λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος και μάλιστα η παραγωγή των Αιολικών ακολουθεί αντίστοιχη πορεία με αυτή του ολικού φορτίου. Δηλαδή παρατηρείται η αντίστοιχη αύξηση κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.

Στη συνέχεια, έχοντας τις παραπάνω χρονοσειρές, υπολογίζονται τα μέσα φορτία του έτους, της παραγωγής Φ/Β και Αιολικών. Αυτό γίνεται προσθέτοντας τις ωριαίες παραγωγές ενέργειας και διαιρώντας με τις ώρες του έτους. Τα μέσα φορτία που υπολογίζονται σε αυτή τη φάση και οι εγκατεστημένες ισχύεις Αιολικών και Φ/Β, το έτος 2015, χρησιμεύουν ως βάση για όλα τα σενάρια, συμπεριλαμβανόμενης και της δεύτερης μελέτης που θα ακολουθήσει.

### Ορισμός παραμέτρων της μελέτης

Στο σημείο αυτό αναπτύσσεται πώς δημιουργήθηκαν τα σενάρια που εξετάζονται, με βάση το έτος αναφοράς.

Το πρώτο βήμα αφορά στην κανονικοποίηση των χρονοσειρών φορτίου, Αιολικών και Φ/Β. Δηλαδή ορίζεται η μορφή των χρονοσειρών που προκύπτουν κάθε φορά να έχει μορφή αντίστοιχη των σχημάτων 3.2 και 3.3 αλλά για τις αντίστοιχες τιμές του σεναρίου που εξετάζεται κάθε φορά.

Το δεύτερο βήμα είναι και το σημαντικότερο, γιατί εδώ ορίζεται η παράμετρος R. Η παράμετρος R ορίζεται ως το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών προς το μέσο φορτίο του έτους (J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2011). Είναι ιδιαίτερα σημαντική διότι επιτρέπει την αδιαστατοποίηση των μεγεθών και τον ενιαίο τρόπο αντιμετώπισης κάθε πιθανού σεναρίου. Για παράδειγμα αν οριστεί R=1 ή 100%, η εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών προκύπτει ίση με το μέσο φορτίο του έτους. Εκτός από την παράμετρο R με τον ίδιο τρόπο ορίζονται οι παράμετροι F και X, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φ/Β.

Το τρίτο βήμα αφορά τον ορισμό της παραμέτρου  $F_{ct}$  από την σχέση 3.1 ως:

$$F_{ct} = \frac{\text{Μέση τιμή έτους X}}{\text{Μέση τιμή έτους αναφοράς}} \quad (3.1)$$

Η μέση τιμή του έτους X προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό του μέσου ολικού φορτίου του έτους αναφοράς,  $\bar{L}_d$ , με την παράμετρο R που ορίστηκε προηγουμένως. Η μέση τιμή του έτους αναφοράς δίνεται από την ήδη γνωστή εγκατεστημένη ισχύ των Αιολικών του έτους αναφοράς. Ο ρόλος του  $F_{ct}$  είναι να δώσει την χρονοσειρά παραγωγής ενέργειας όταν υπάρχει μια καινούρια εγκατεστημένη ισχύς. Έτσι πολλαπλασιάζοντας τις τιμές της υπάρχουσας χρονοσειράς με το  $F_{ct}$  προκύπτει μια καινούρια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο εκάστοτε σενάριο. Η παράμετρος  $F_{ct}$  χρησιμοποιείται και για τον υπολογισμό των μελλοντικών τιμών Φ/Β, με την διαφορά ότι στον αριθμητή το R αντικαθίσταται από το F και στον παρονομαστή εισέρχεται η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β

του έτους αναφοράς. Οι ακόλουθες σχέσεις 3.2 και 3.3 δίνουν την παράμετρο  $F_{ct}$  για την περίπτωση Αιολικών και Φ/Β αντίστοιχα.

$$F_{ct1} = \frac{R \cdot \bar{L}_d}{N_{wind}} \quad (3.2)$$

$$F_{ct2} = \frac{F \cdot \bar{L}_d}{N_{PV}} \quad (3.3)$$

Το τέταρτο βήμα αποτελεί τον ορισμό της ωριαίας διείσδυσης από ΑΠΕ, στο δίκτυο της Κρήτης. Όπως αναφέρθηκε στην παρουσίαση της θεωρίας για τους ΥΒΣ η διείσδυση αυτή δεν μπορεί να ξεπερνά το 25-35% του μέγιστου φορτίου (Parathanassiou and Boulaxis, 2006). Στην παρούσα εργασία έγινε η υπόθεση ότι η μέγιστη διείσδυση από ΑΠΕ κάθε ώρα ανέρχεται στο 30% της τιμής του ολικού φορτίου των χρονοσειρών (είτε πρόκειται για Αιολικά μόνο ή για το σύνολο Αιολικών και Φ/Β ανάλογα με την περίπτωση). Η σχέση 3.4 που ακολουθεί δίνει την μέγιστη ωριαία διείσδυση από ΑΠΕ για κάθε ώρα:

$$P_{max} = 0,3 \cdot E_{tot} \quad (3.4)$$

Τα τέσσερα αυτά βήματα στηρίζονται σε δυο παραδοχές:

- Η πρώτη παραδοχή είναι ότι οι μελλοντικές χρονοσειρές όλων των μεγεθών θα παρουσιάζουν ομοιότητα λόγω του τρόπου ορισμού τους.
- Η δεύτερη είναι ότι το ποσοστό διείσδυσης που ορίστηκε θα παραμείνει στο ίδιο επίπεδο και στο μέλλον.

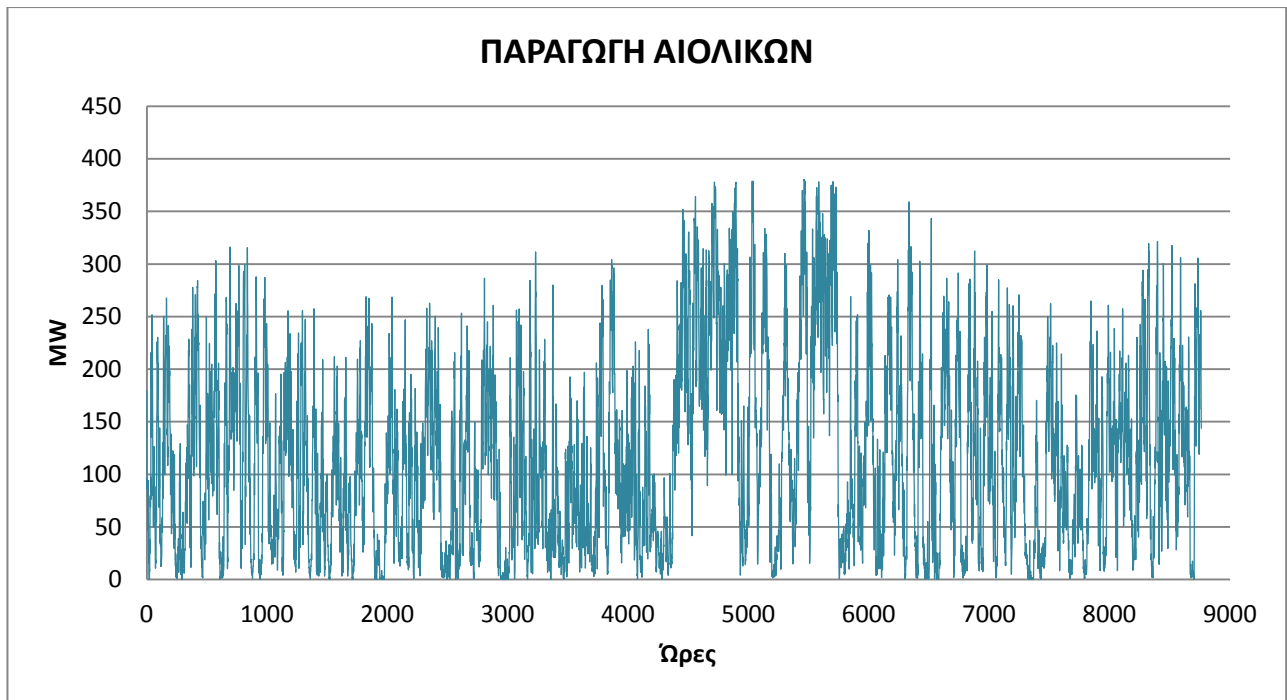
Με βάση όλα όσα αναπτύχθηκαν παραπάνω, δίνεται ο τρόπος υπολογισμού των ωριαίων απορρίψεων για τρεις γενικές περιπτώσεις. Από τις περιπτώσεις αυτές θα προκύψουν τα σενάρια της μελέτης που θα δοθούν στο επόμενο κεφάλαιο.

### Περίπτωση 1<sup>η</sup>

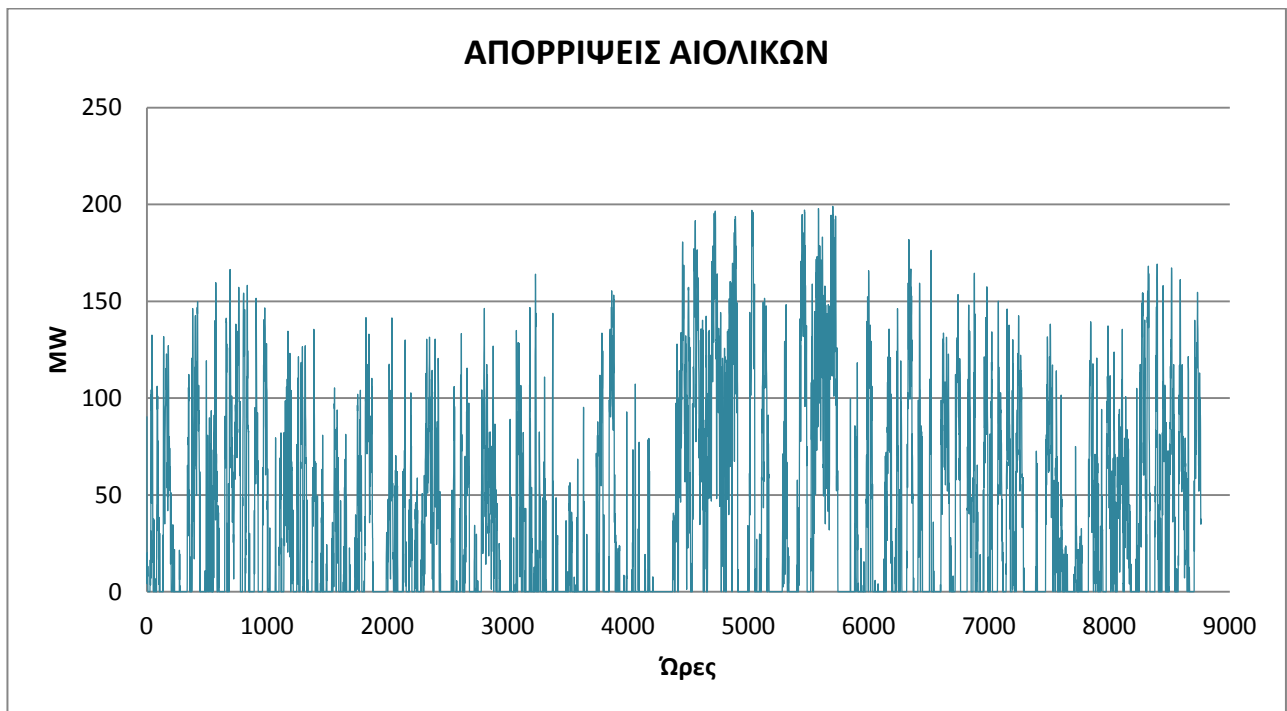
Στο δίκτυο υπάρχει μόνο εγκατεστημένη Αιολική ισχύς προς εκμετάλλευση. Στην περίπτωση αυτή η ωριαία απόρριψη ισχύος από τους Αιολικούς σταθμούς ορίζεται ως η διαφορά των τιμών της χρονοσειράς Αιολικών, που δημιουργήθηκε με χρήση του παράγοντα  $F_{ct1}$ , με τις αντίστοιχες τιμές που προέκυψαν για την μέγιστη διείσδυση. Έτσι από την ακόλουθη σχέση 3.5 δίνεται η ωριαία απόρριψη:

$$R_{j-tot} = F_{ct1} \cdot E_{wind} - P_{max} \quad (3.5)$$

Ακολούθως στα σχήματα 3.4 και 3.5 δίνονται, ως παράδειγμα, η παράγωγη ενέργειας και η αντίστοιχη απόρριψη που προκύπτει με χρήση των παραπάνω σχέσεων.



Σχήμα 3.4 Χρονοσειρά παραγωγής από Αιολικά



Σχήμα 3.5 Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος από Αιολικά

Από τα δυο παραπάνω σχήματα φαίνεται ότι το μέγεθος της ενέργειας που απορρίπτεται είναι αρκετά σημαντικό σε σχέση με την παραγωγή ενέργειας από τα Αιολικά. Τα παραπάνω θα αναπτυχθούν αναλυτικότερα στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο, όπου παρουσιάζονται και τα αντίστοιχα σενάρια αυτής της περίπτωσης.

## Περίπτωση 2<sup>η</sup>

Στην περίπτωση αυτή θεωρήθηκε ότι εγκαταστάθηκαν Αιολικά αλλά και Φ/Β στο δίκτυο της Κρήτης με μια αναλογία εγκατάστασης. Τα Αιολικά μέσω αυτής της αναλογίας ορίζεται να έχουν μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ από τα Φ/Β. Ακόμη το πρόγραμμα ορίστηκε έτσι ώστε να δίνεται προτεραιότητα διείσδυσης στο δίκτυο στην παραγωγή των Φ/Β. Τα γενικά βήματα του υπολογισμού απορρίψεων έχουν κάποια ομοιότητα με αυτά της 1<sup>ης</sup> περίπτωσης αλλά εδώ εισέρχονται επιπλέον περιορισμοί και μεταβλητές. Αυτά που αλλάζουν είναι:

Εκτός από το R εισέρχονται και οι παράμετροι, X και F. Τα R και F προκύπτουν μετά τον ορισμό του X. Για παράδειγμα, αν X=1 ή 100%, δηλαδή συνολική εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών και Φ/Β ίση με το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς και η αναλογία εγκατάστασης Αιολικών- Φ/Β υποτεθεί 8-2, τότε θα ισχύσει R=0,8·X και F=0,2·X.

Στο επόμενο βήμα ορίζεται όπως και πριν η παράμετρος F<sub>ct</sub>. Όμως στην περίπτωση αυτή χρειάζονται δυο F<sub>ct</sub>, ένα για τα Αιολικά και ένα για τα Φ/Β. Έτσι χρησιμοποιούνται οι δυο σχέσεις 3.2 και 3.3 που δόθηκαν προηγουμένως. Οι αρχικές χρονοσειρές Αιολικών και Φ/Β πολλαπλασιάζονται με τα αντίστοιχα F<sub>ct</sub> οπότε και προκύπτουν οι χρονοσειρές που χρησιμοποιούνται στην μελέτη.

Η μέγιστη ωριαία διείσδυση από ΑΠΕ, συνολικά (Αιολικά και Φ/Β) ορίζεται όπως και πριν ως το 30% του ωριαίου ολικού φορτίου.

Συνεχίζοντας, στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις δίνονται διαφορετικά, εφόσον τώρα έχουν προστεθεί και Φ/Β στην μελέτη και μάλιστα με προτεραιότητα διείσδυσης στο δίκτυο. Ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία:

Αν η καινούρια παραγωγή των Φ/Β είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο τότε οι ωριαίες απορρίψεις ισχύος από Αιολικά και Φ/Β δίνονται από τις σχέσεις 3.6-3.8:

- $R_{j-wind}=F_{ct1} \cdot E_{wind}$  (3.6)  
Δηλαδή όλη η παραγωγή των Αιολικών απορρίπτεται.
- $R_{j-pv}=F_{ct2} \cdot E_{pv} - P_{max}$  (3.7)  
Δηλαδή οι απορρίψεις των Φ/Β προκύπτουν από την καινούρια παραγωγή Φ/Β αφαιρώντας την μέγιστη ωριαία διείσδυση.
- $R_{j-tot}=R_{j-wind}+R_{j-pv}$  (3.8)  
Οι συνολικές απορρίψεις προκύπτουν από το άθροισμα των δυο παραπάνω.

Αν η καινούρια παραγωγή Φ/Β είναι μικρότερη από τη μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο τότε οι απορρίψεις ισχύος προκύπτουν μόνο από Αιολικά εφόσον τα Φ/Β εντάσσονται όλα στο δίκτυο. Οι σχέσεις που ισχύουν σε αυτή την περίπτωση είναι οι ακόλουθες 3.9-3.11:

- $R_{j-wind}=F_{ct1} \cdot E_{wind}-(P_{max}-F_{ct2} \cdot E_{PV})$  (3.9)  
Δηλαδή οι απορρίψεις των Αιολικών προκύπτουν από την καινούρια παραγωγή Αιολικών αφαιρώντας την μέγιστη ωριαία διείσδυση μειωμένη κατά την καινούρια παραγωγή των Φ/Β, η οποία εντάσσεται κατευθείαν στο δίκτυο.
- $R_{j-pv}=0.0$  (3.10)  
Δηλαδή μηδενικές απορρίψεις Φ/Β.
- $R_{j-tot}=R_{j-wind}+R_{j-pv}$  (3.11)  
Οι συνολικές απορρίψεις ισούνται με τις απορρίψεις των Αιολικών.

### Περίπτωση 3<sup>η</sup>

Στην περίπτωση αυτή θεωρήθηκε ότι εγκαταστάθηκαν Αιολικά και Φ/Β στο δίκτυο της Κρήτης πάλι με μια αναλογία εγκατάστασης. Όμως το πρόγραμμα ορίστηκε έτσι ώστε να μη δίνεται προτεραιότητα στα Φ/Β όπως πριν, αλλά οι απορρίψεις να προκύπτουν με βάση την αναλογία της ωριαίας παραγωγής Αιολικών- Φ/Β. Τα γενικά βήματα του υπολογισμού απορρίψεων έχουν κάποια ομοιότητα με της 2<sup>ης</sup> περίπτωσης αλλά εδώ εισέρχονται ακόμη περισσότερες περιπτώσεις σε σχέση με πριν.

Δηλώθηκαν και εδώ οι παράμετροι X, R, F με τις ίδιες σχέσεις όπως στο 2<sup>ο</sup> σενάριο (πχ για X=100%, R=0,8·X και F=0,2·X).

Οι δύο παράμετροι  $F_{ct}$  ορίστηκαν και αυτοί με τον ίδιο τρόπο (σχέσεις 3.2 και 3.3) και για την μέγιστη ωριαία διείσδυση ισχύει ο ίδιος περιορισμός του 30% του ολικού φορτίου.

Έτσι γίνεται ο υπολογισμός των ωριαίων απορρίψεων ισχύος. Όπως αναφέρθηκε στην αρχή αυτής της περίπτωσης εδώ ισχύει αναλογία ωριαίων απορρίψεων και ωριαίας παραγωγής και δεν δίνεται προτεραιότητα στους παραγωγούς Φ/Β, δηλαδή ισχύει η ακόλουθη σχέση 3.12:

$$\frac{R_{j-pv}}{R_{j-wind}} = \frac{P_{R-pv}}{P_{R-wind}} \quad (3.12)$$

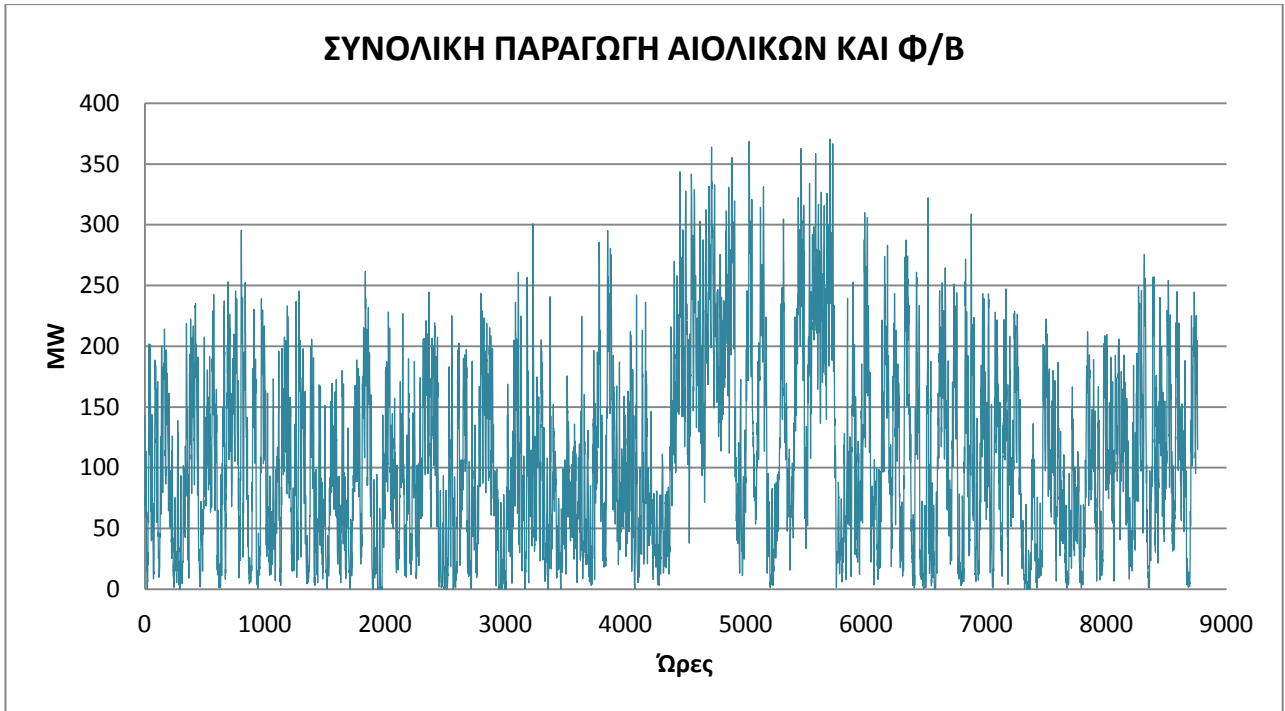
Ακόμη  $P_{R-pv}$  και  $P_{R-wind}$  είναι οι παραγωγές Φ/Β και Αιολικών μετά τον πολλαπλασιασμό με τον αντίστοιχο παράγοντα  $F_{ct}$  που έχει οριστεί προηγουμένως.

Η θεώρηση της σχέσης 3.12 ευνοεί τα Αιολικά επειδή μπορούν να παράγουν όλο το 24ωρο.

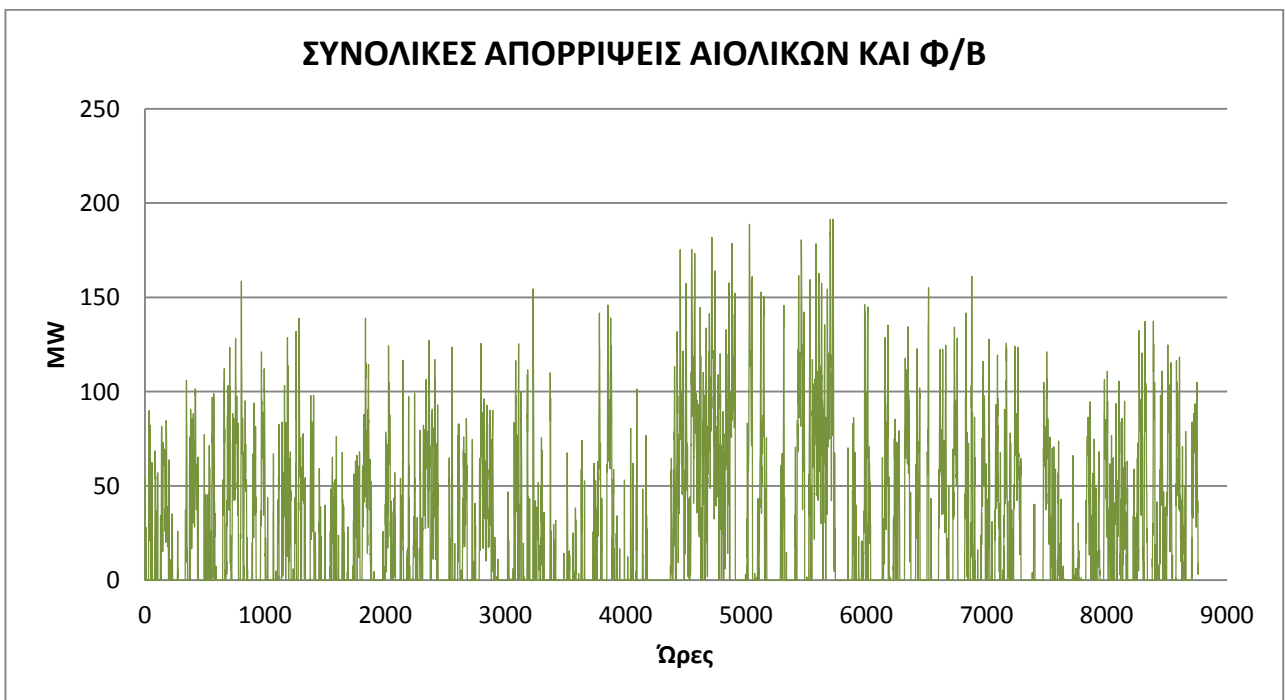
Ακόμη οι συνολικές ωριαίες απορρίψεις δίνονται από την σχέση 3.13:

$$R_{j-tot}=R_{j-wind}+R_{j-pv} \quad (3.13)$$

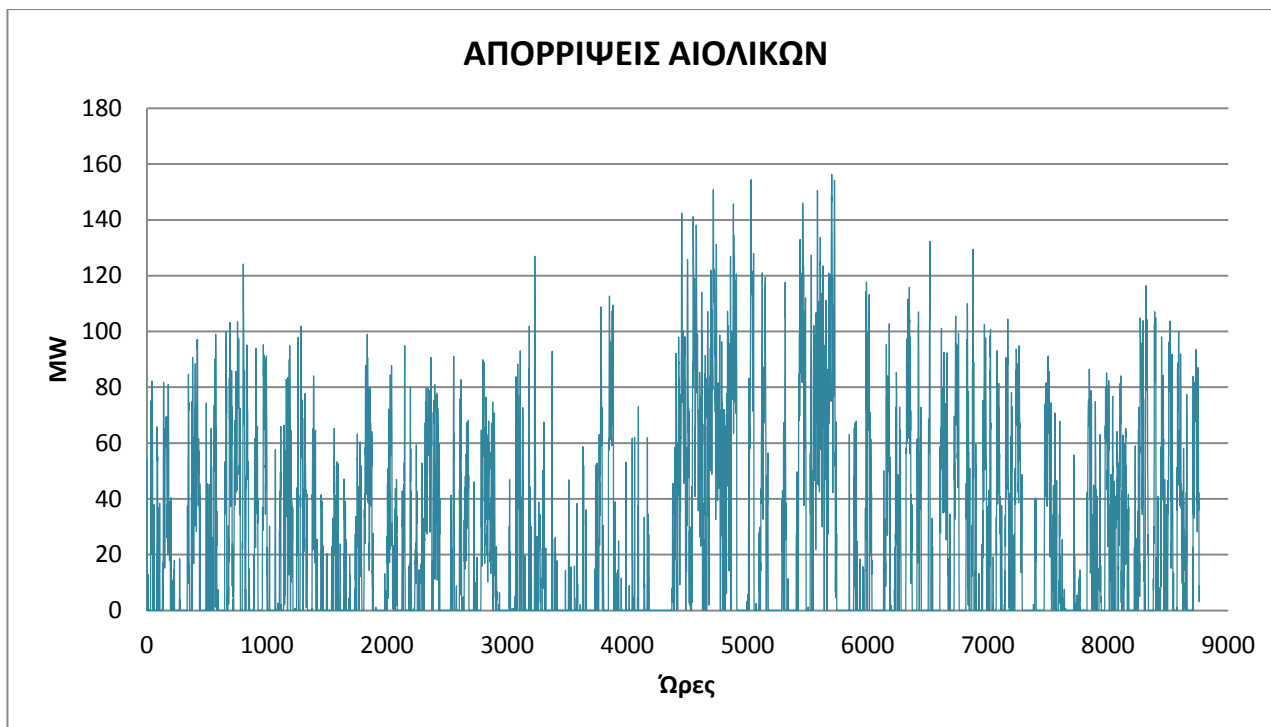
Στα σχήματα 3.6-3.9 που ακολουθούν δίνονται ενδεικτικά η συνολική παραγωγή και οι απορρίψεις Αιολικών και Φ/Β συνολικά και ξεχωριστά, για αναλογία εγκατάστασης Αιολικών-Φ/Β 8-2, για την παραπάνω περίπτωση που αναπτύχθηκε.



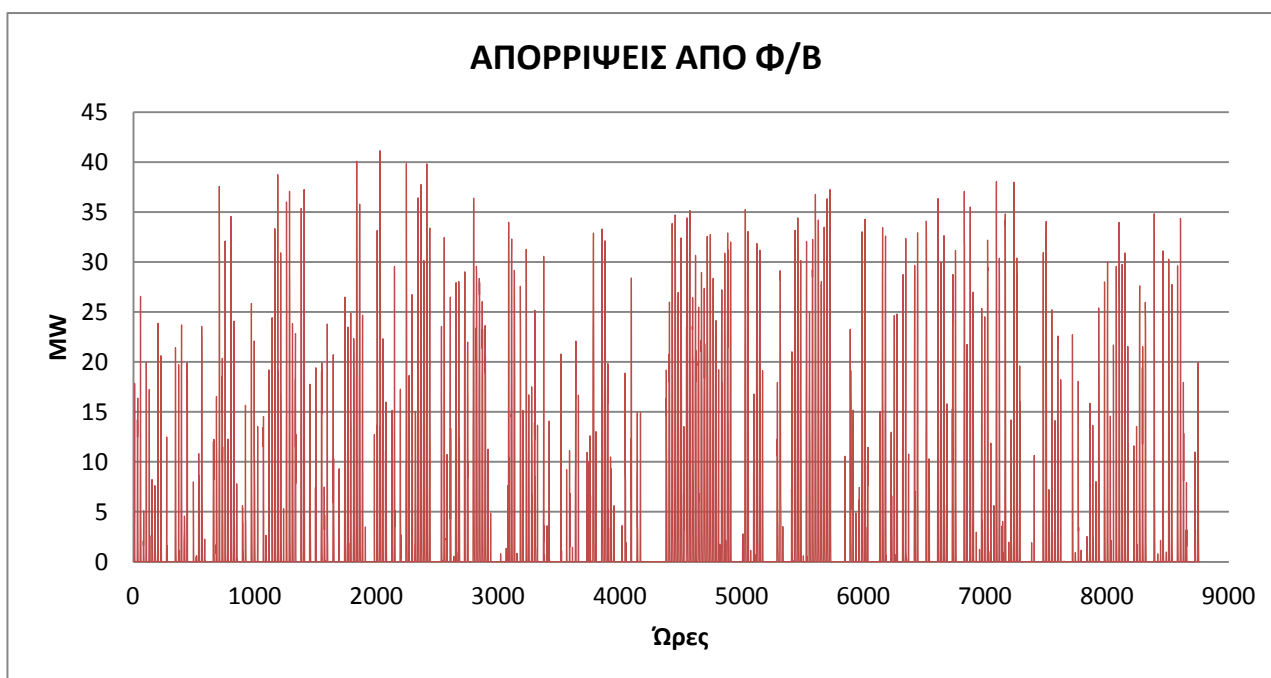
Σχήμα 3.6 Χρονοσειρά συνολικής παραγωγής από Αιολικά και Φ/Β



Σχήμα 3.7 Χρονοσειρά συνολικών απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β



Σχήμα 3.8 Χρονοσειρά απορρίψεων Αιολικών



Σχήμα 3.9 Χρονοσειρά απορρίψεων Φ/Β

Από τα τέσσερα παραπάνω σχήματα φαίνεται ποιοτικά η σχέση που υπάρχει ανάμεσα σε παραγωγή και απορρίψεις ισχύος. Οι απορρίψεις από Αιολικά και Φ/Β εξακολουθούν να αποτελούν σημαντικό μέρος της παραγωγής τους και φαίνεται ποιοτικά πόσο μεγάλο μέρος της ενέργειας που παράγεται δεν αξιοποιείται. Ακόμη παρατηρείται στις απορρίψεις από Αιολικά και Φ/Β η ίδια διακύμανση ισχύος που ακολουθεί την παραγωγή.

Μετά τις γενικές διαπιστώσεις της περίπτωσης αυτής, ακολουθεί μια πιο αναλυτική περιγραφή των υπολογισμών που δίνουν τις απορρίψεις.

Η λύση του συστήματος των εξισώσεων 3.12 και 3.13 καταλήγει στις σχέσεις που δίνουν τις ωριαίες απορρίψεις από Αιολικά και Φ/Β.

Η διαδικασία υπολογισμού των ωριαίων απορρίψεων ισχύος που ακολουθείται από το πρόγραμμα έχει ως εξής:

Ορίζεται η καινούρια συνολική ωριαία παραγωγή ισχύος από Αιολικά και Φ/Β με τη σχέση 3.14:

$$P_{R-tot} = P_{R-wind} + P_{R-pv} \quad (3.14)$$

Αν το  $P_{R-tot}$  είναι μικρότερο της μέγιστης ωριαίας διείσδυσης  $P_{max}$  τότε προκύπτουν μηδενικές απορρίψεις.

Αν το  $P_{R-tot}$  είναι μεγαλύτερο της μέγιστης ωριαίας διείσδυσης και η καινούρια παραγωγή των Φ/Β είναι μηδενική, τότε προκύπτουν απορρίψεις μόνο από Αιολικά και δίνονται από τις σχέσεις 3.15-3.17:

- $R_{j-wind} = F_{ct1} \cdot E_{wind} - P_{max} \quad (3.15)$

- $R_{j-pv} = 0.0 \quad (3.16)$

- $R_{j-tot} = R_{j-wind} \quad (3.17)$

Αν το  $P_{R-tot}$  είναι μεγαλύτερο της μέγιστης ωριαίας διείσδυσης και η καινούρια παραγωγή των Αιολικών είναι μηδενική, τότε προκύπτουν απορρίψεις μόνο από Φ/Β και δίνονται από τις σχέσεις 3.18-3.20:

- $R_{j-wind} = 0.0 \quad (3.18)$

- $R_{j-pv} = F_{ct2} \cdot E_{PV} - P_{max} \quad (3.19)$

- $R_{j-tot} = R_{j-pv} \quad (3.20)$

Αν τέλος, το  $P_{R-tot}$  είναι μεγαλύτερο της μέγιστης ωριαίας διείσδυσης και οι καινούριες παραγωγές των Αιολικών και Φ/Β είναι διάφορες του μηδενός τότε οι ωριαίες απορρίψεις δίνονται από τις σχέσεις 3.21-3.23:

- $R_{j-wind} = R_{j-tot} / (1 + P_{R-pv} / P_{R-wind}) \quad (3.21)$

- $R_{j-pv} = R_{j-tot} - R_{j-wind} \quad (3.22)$

- $R_{j-tot} = P_{R-tot} - P_{max} \quad (3.23)$

Όπου οι δυο πρώτες από τις τρεις τελευταίες σχέσεις έχουν προκύψει από την επίλυση του συστήματος δυο εξισώσεων που αναφέρθηκε.



### 3.3 Δημιουργία μελλοντικών Σεναρίων ανάπτυξης του συστήματος της Κρήτης

Όπως αναφέρθηκε και στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο τα Σενάκια που αναπτύσσονται στην έκθεση του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού, οδικός χάρτης για το 2050 [1], αποτελούν μελέτη για το συνολικό δίκτυο στην Ελλάδα. Αφού παρουσιαστούν παρακάτω, θα αναφερθεί η διαδικασία που ακολουθείται για να προσαρμοστούν στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Κρήτης και πώς γίνεται σε αυτές τις περιπτώσεις ο υπολογισμός των απορρίψεων με τον υπολογιστικό κώδικα, που έχει αναπτυχθεί.

Οι καθοριστικές παράμετροι για την κατάρτιση των σεναρίων όπως παρουσιάζονται στην έκθεση [1] είναι:

- η εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας ανά κλάδο
- η εξέλιξη των διεθνών τιμών των καυσίμων
- η εξέλιξη των τιμών του CO<sub>2</sub>
- η πορεία μεταβολής του επενδυτικού κόστους των ενεργειακών τεχνολογιών
- η εξέλιξη της ενεργειακής ζήτησης στα κτίρια και τις μεταφορές
- ο βαθμός διείσδυσης του ηλεκτρισμού στις οδικές και τις σιδηροδρομικές μεταφορές
- η ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για διεθνείς διασυνδέσεις και τη διασύνδεση των νησιών
- η ανάπτυξη ικανότητας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας
- το φυσικό δυναμικό των ΑΠΕ καθώς και
- τα επίπεδα χρήσης του εγχώριου λιγνίτη

Ένας σημαντικός τεχνικός περιορισμός που έχει επιπλέον τεθεί είναι το δυναμικό για την κατασκευή αντλητικών υδροηλεκτρικών μονάδων αποθήκευσης παράλληλα με τις διασυνδεδεμένες διασυνδέσεις να καθορίζει το μέγιστο βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ, που όπως έχει αναπτυχθεί ειδικά για τα Αιολικά, έχει κυμαινόμενη παραγωγή ισχύος.

Παράλληλα υιοθετείται αρχικά η παραδοχή ότι το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών ηλεκτρισμού ισούται λογιστικά με μηδέν, με σκοπό να διερευνηθεί υπό ποιες προϋποθέσεις και με ποιό κόστος μπορεί να διασφαλιστεί η κάλυψη της ζήτησης από εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή. Βέβαια στην τροποποίηση για το δίκτυο της Κρήτης δε θα υπήρχαν έτσι κι αλλιώς εισαγωγές-εξαγωγές ηλεκτρισμού, οπότε αυτή η θεώρηση ταιριάζει στην μελέτη που παρουσιάζεται. Επίσης για την περίοδο 2020-2050, υιοθετείται η εξέλιξη του κόστους των εκπομπών που προβλέπει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

Ο αρχικός στόχος για το 2050 επιδιώκει οι εκπομπές αερίων ρύπων να παρουσιάσουν μείωση στα επίπεδα του 60-70% σε σχέση με το 2005, ενώ ταυτόχρονα η ηλεκτροπαραγωγή να βασίζεται όσο είναι τεχνικά δυνατόν (στοχεύοντας κοντά στο 100%) στις ΑΠΕ με ταυτόχρονο εξηλεκτισμό των μεταφορών. Έτσι, όπου είναι εφικτό, η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων με ηλεκτρική ενέργεια, θα σημαίνει πλέον σχεδόν μηδενικές εκπομπές, μείωση της χρήσης πετρελαιοειδών οδηγώντας σε μείωση της ενεργειακής εξάρτησης και βοηθώντας την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Αρχικά εφαρμόστηκε ανάλυση με βάση την εφαρμογή των υφιστάμενων πολιτικών (Σενάριο ΥΦ). Τα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης ανέδειξαν την αδυναμία επίτευξης της επιθυμητής μείωσης των εκπομπών. Έτσι εξετάστηκαν νέες πολιτικές που θα εξασφαλίσουν καθαρότερο περιβάλλον και βιώσιμη ανάπτυξη μέσα σε μια ρεαλιστική εξέλιξη της οικονομίας για την περίοδο 2020-2050 (Σενάρια ΜΕΑΠ και ΠΕΚ).

Τα κύρια σημεία των τριών αυτών σεναρίων περιγράφονται στην έκθεση του ενεργειακού σχεδιασμού[1], συνοπτικά, ως εξής:

**Σενάριο Υφιστάμενων πολιτικών (ΥΦ):** Υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον. Προβλέπεται μέτριο επίπεδο περιορισμού των αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 τουλάχιστον κατά 40% σε σχέση με το 2005. Επίσης λόγω των συντηρητικών πολιτικών υλοποίησής του, προβλέπονται μέτριες διεισδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας.

**Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους (ΠΕΚ):** Εδώ το μίγμα των ενεργειακών τεχνολογιών επιλέγεται με βάση την πολιτική ελαχίστου κόστους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60-70%. Παράλληλα γίνεται μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές. Το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ είναι μεγάλο αλλά δεν ξεπερνάει το 85% στην ηλεκτροπαραγωγή εξαιτίας του περιορισμού στις απαιτούμενες μονάδες αποθήκευσης. Με βάση τις υποθέσεις που διαμορφώνονται στο Σενάριο ΠΕΚ, μελετάται ένα ακόμη σενάριο (**Σενάριο ΠΕΚ-α**), στο οποίο θεωρείται ότι την περίοδο 2035-2040 εντάσσεται σε δύο από τις υπάρχουσες (και νεότερες) ατμοηλεκτρικές μονάδες λιγνίτη (ισχύος 1,1GW) τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS). Αυτό που εξετάζεται σε αυτή την περίπτωση του σεναρίου είναι η δυνατότητα παράτασης της παραμονής του εγχώριου στερεού καυσίμου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

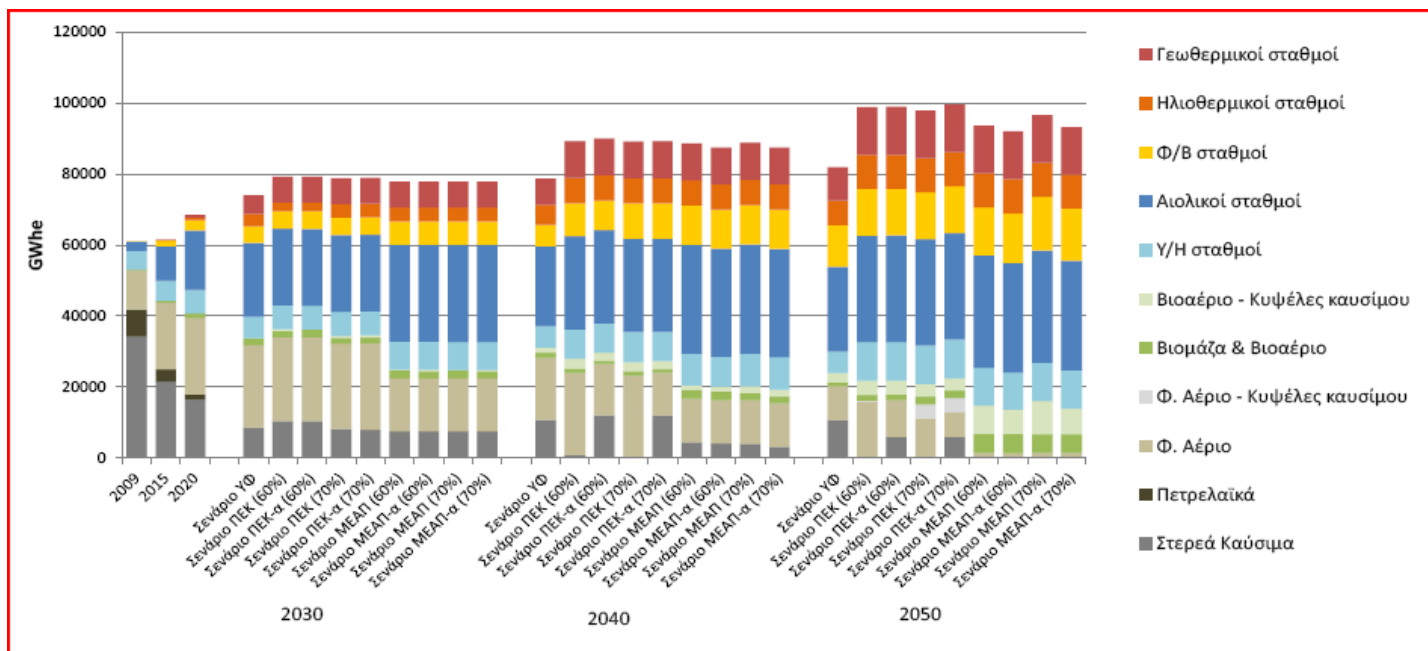
**Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ (ΜΕΑΠ):** Υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα επίπεδα του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή και σε πολύ μεγάλη κλίμακα συνολικά. Στοχεύει στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60-70%, με παράλληλη μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές. Το ίδιο σενάριο εξετάζεται με χρήση εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που θα οδηγήσουν σε μείωση του κόστους στον τομέα ηλεκτρισμού λόγω λιγότερων επενδύσεων και αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε χαμηλότερες τιμές (**Σενάριο ΜΕΑΠ-α**).

Με βάση τα Σενάρια αυτά προκύπτει η εξέλιξη ηλεκτροπαραγωγής και εγκατεστημένης ισχύος που παρουσιάζεται στα παρακάτω σχήματα 3.10 και 3.11.

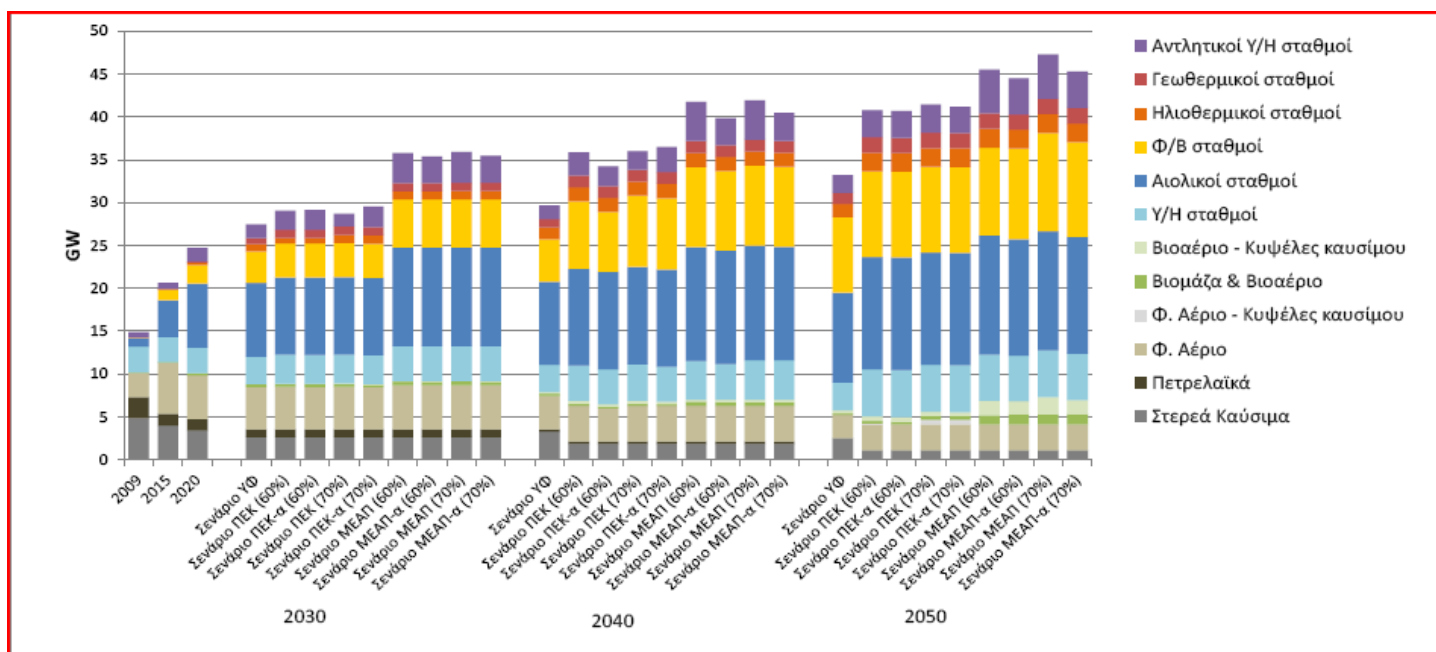
Από τα Σενάρια που αναπτύχθηκαν, θα γίνει περαιτέρω ανάπτυξη των εξής:

Το έτος 2015 έχει αναπτυχθεί προηγουμένως, οπότε η μελέτη ξεκινά με το έτος 2020 στο οποίο υπάρχει μόνο ένα σενάριο, των υφιστάμενων πολιτικών.

Για τα έτη 2030, 2040 και 2050 θα γίνει επεξεργασία του σεναρίου Υφιστάμενων πολιτικών, Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ για μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 70% (ΜΕΑΠ70%) και του σεναρίου Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 70% (ΠΕΚ70%). Τα σενάρια ΜΕΑΠ-α και ΠΕΚ-α εξετάζουν ιδιαίτερες περιπτώσεις και δεν θα αναπτυχθούν στη συνέχεια.



Σχήμα 3.10 Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής ανά καύσιμο σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο[1]



Σχήμα 3.11 Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο[1]

Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, η μελέτη αυτή έχει εκπονηθεί για το συνολικό δίκτυο της Ελλάδας και πρέπει να προσαρμοστούν τα μεγέθη των παραπάνω σχημάτων ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν για το δίκτυο της Κρήτης. Αυτή η διαδικασία γίνεται ως εξής:

Για το 2015 υπάρχουν στοιχεία από το δίκτυο της Κρήτης αλλά και από τον ενεργειακό σχεδιασμό για το συνολικό δίκτυο[1]. Αυτό που γίνεται είναι να βρεθεί η αναλογία ολικής

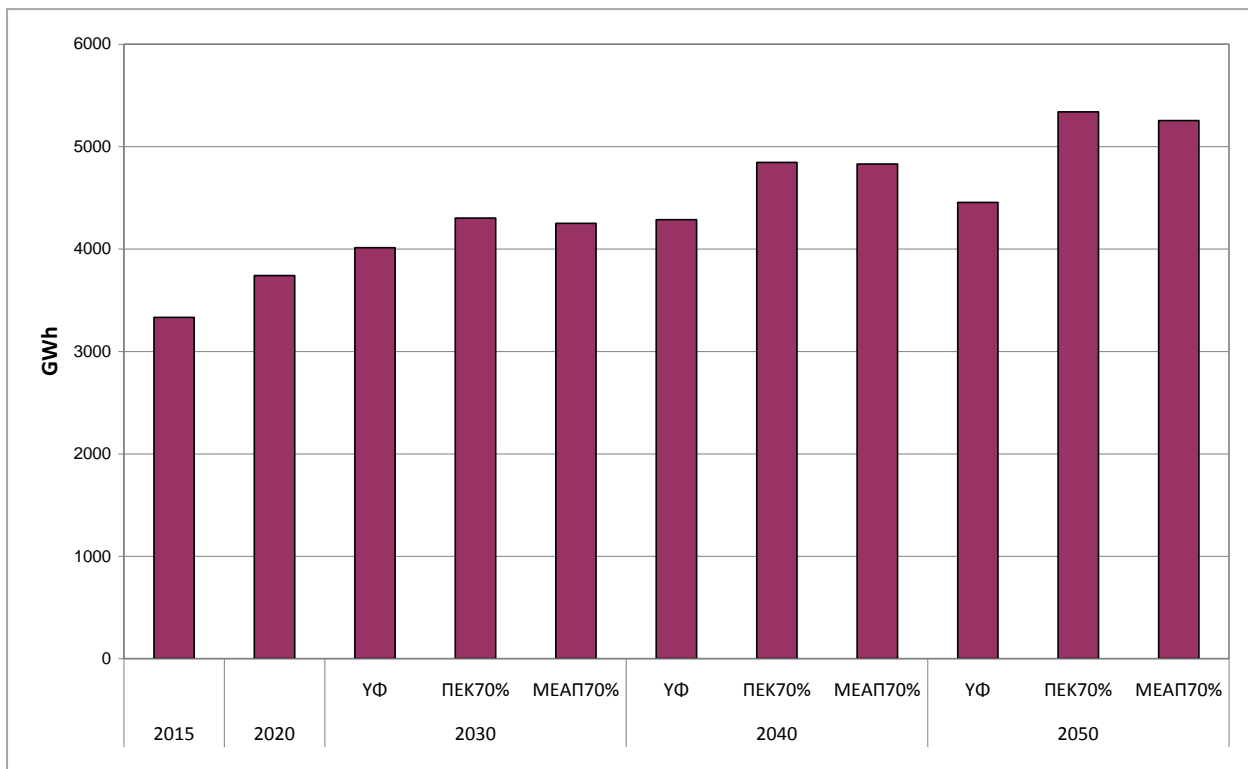
παραγωγής μεταξύ συνολικού δικτύου και Κρήτης, για να υπολογιστεί προσεγγιστικά η ολική παραγωγή των επόμενων ετών της Κρήτης, η οποία δεν διατίθεται.

Η ολική παραγωγή της Κρήτης, για το 2015, υπολογίστηκε 3333GWh. Από το σχήμα 3.10 η αντίστοιχη παραγωγή για το δίκτυο της Ελλάδας προκύπτει 61250GWh. Έτσι υπολογίζεται ο λόγος  $\frac{61250}{3333} = 18,376$ .

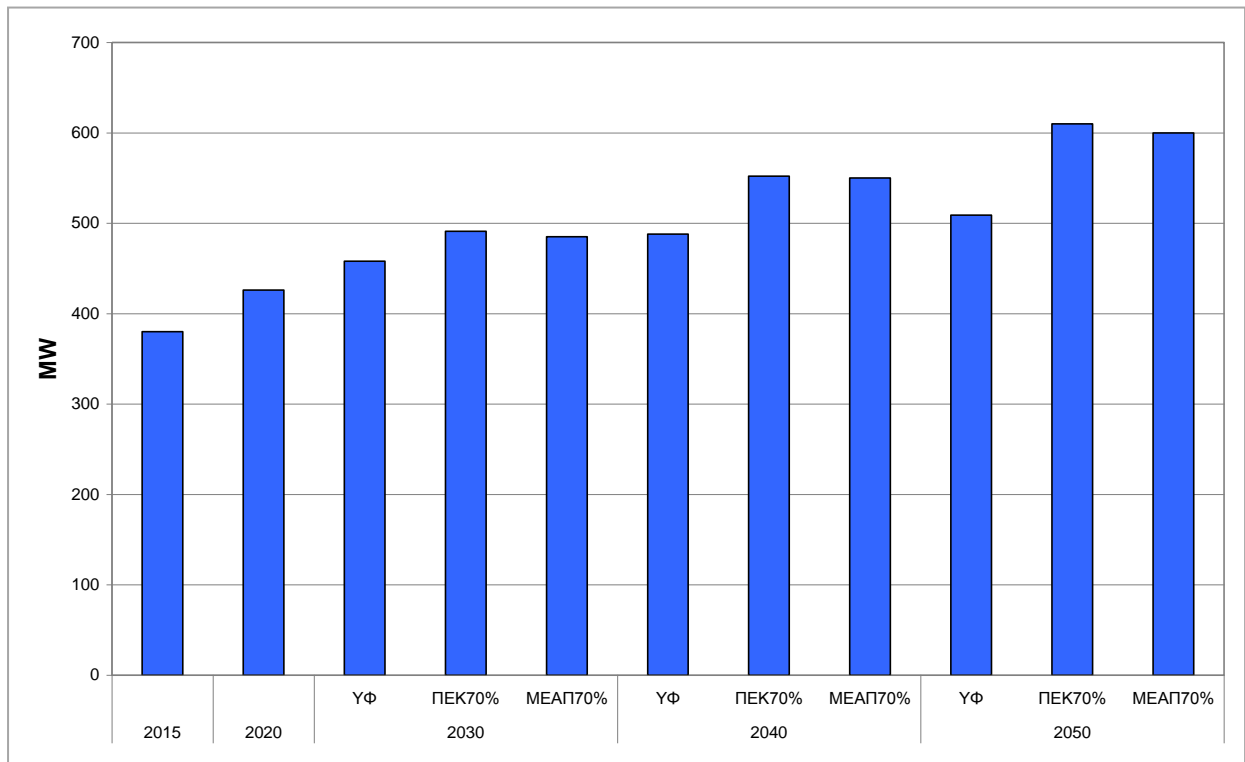
Τώρα από το σχήμα 3.11, πάντα προσεγγιστικά, αντλείται η ολική παραγωγή του συνολικού δικτύου για τα σενάρια που μελετούνται στη συνέχεια. Τα φορτία αυτά διαιρούνται με τον λόγο που υπολογίστηκε παραπάνω και έτσι προκύπτει η αντίστοιχη παραγωγή που αντιστοιχεί στην Κρήτη. Θεωρήθηκε δηλαδή ότι όπως η αύξηση της παραγωγής ακολουθεί μια συγκεκριμένη ανοδική πορεία για το συνολικό δίκτυο, αντίστοιχη ανοδική πορεία σημειώνεται και στο δίκτυο της Κρήτης αλλά με μικρότερη τάξη μεγέθους (ανάλογη του δικτύου της Κρήτης). Ο ρυθμός αύξησης της κατανάλωσης ενέργειας κατά δεκαετία, για τα σενάρια που εξετάζονται, προκύπτει από το σχήμα 3.11 και κυμαίνεται από περίπου 4-12%, με την μικρότερη αύξηση να παρουσιάζεται στο υφιστάμενο σενάριο για τη δεκαετία 2040-2050 και την μεγαλύτερη αύξηση να εμφανίζεται στα σενάρια ΠΕΚ70% και ΜΕΑΠ70% για τη δεκαετία 2030-2040. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο πίνακας 3.1 που περιέχει την ολική παραγωγή της Κρήτης και τα αντίστοιχα μέσα φορτία που προκύπτουν από την ολική παραγωγή για το εκάστοτε σενάριο του ενεργειακού σχεδιασμού, που εξετάζεται, διαιρεμένη με τις ώρες του έτους. Αυτά τα μέσα φορτία θα αξιοποιηθούν στη συνέχεια για τους υπολογισμούς. Αμέσως μετά τον πίνακα ακολουθούν τα σχήματα 3.12 και 3.13 στα οποία παρουσιάζονται οι τιμές του πίνακα 3.1 σε ιστόγραμμα.

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΡΗΤΗΣ (GWh)	ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΚΡΗΤΗΣ (MW)
2015		3333	380
2020	ΥΦ	3741,29	426
2030	ΥΦ	4013,39	458
	ΠΕΚ70%	4302,35	491
2040	ΜΕΑΠ70%	4251,47	485
	ΥΦ	4285,48	488
	ΠΕΚ70%	4846,54	552
2050	ΜΕΑΠ70%	4829,67	550
	ΥΦ	4455,54	509
	ΠΕΚ70%	5339,85	610
	ΜΕΑΠ70%	5254,68	600

Πίνακας 3.1 Εκτιμημένα στοιχεία δικτύου Κρήτης για τα έτη 2015-2050



Σχήμα 3.12 Εξέλιξη της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο



Σχήμα 3.13 Εξέλιξη του εκτιμώμενου μέσου φορτίου σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο

Είναι φανερό ότι τα δυο παραπάνω σχήματα έχουν μορφή αντίστοιχη αυτής των σχημάτων του ενεργειακού σχεδιασμού, λόγω του τρόπου κατασκευής τους.

Ακόμη κρίνεται σκόπιμο να σημειωθεί ότι τα έτη 2020 και 2040 είναι δίσεκτα, οπότε και η ολική παραγωγή διαιρείται με 8784 ώρες αντί για 8760 όπως στα υπόλοιπα.

Συνεχίζοντας αναπτύσσεται πώς υπολογίζονται οι απορρίψεις στα αναφερθέντα σενάρια.

Η διαδικασία που ακολουθείται για όλα τα σενάρια του ενεργειακού σχεδιασμού είναι παρόμοια με αυτή της 3<sup>ης</sup> περίπτωσης που αναπτύχθηκε στην προηγούμενη υποενότητα. Δηλαδή ισχύει και εδώ η αναλογία παραγωγής ενέργειας και απορρίψεων και οι περιπτώσεις που αναπτύχθηκαν στις σχέσεις 3.14-3.23. Όλα τα σενάρια για τα έτη 2020-2050 προσομοιώνονται με το ίδιο πρόγραμμα αλλά με διαφορετικά στοιχεία εισόδου.

Η κύρια διαφορά με τα σενάρια που αναπτύχθηκαν προηγουμένως είναι ότι εδώ αναπτύσσεται πρώτα μια διαδικασία για να υπολογιστούν τα R και F. Δηλαδή δεν ισχύουν οι αναλογίες εγκατεστημένης ισχύος που θεωρούνται για εκείνες τις περιπτώσεις.

### Υπολογισμός R και F

Αυτές οι παράμετροι υπολογίστηκαν για τα στοιχεία του συνολικού δικτύου της Ελλάδας και έγινε η υπόθεση ότι θα ισχύουν και για την Κρήτη γιατί θα υπάρχει η αντίστοιχη αύξηση παραγωγής και για τις επιμέρους ενέργειες, απλά σε άλλη τάξη μεγέθους (δηλαδή οι αναλογίες από Αιολικά και Φ/Β σε σχέση με την ολική εγκατεστημένη ισχύ, σχήμα 3.11, θα είναι ίδιες στο σύνολο και στην Κρήτη).

Το R υπολογίζεται από την σχέση  $R = \frac{N_{wind}}{M_1}$  (3.24), όπου  $N_{wind}$  η εγκατεστημένη Αιολική ισχύς και  $M_1$  το μέσο φορτίου, του μελλοντικού έτους που εξετάζεται.

Το F υπολογίζεται από την σχέση  $F = \frac{N_{PV}}{M_1}$  (3.25), όπου  $N_{PV}$  η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β του μελλοντικού έτους που εξετάζεται και  $M_1$ , το ίδιο με πριν.

Το άθροισμα των R και F των δυο παραπάνω σχέσεων δίνει την παράμετρο X που αφορά την συνολική εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β προς το μέσο φορτίο του αντίστοιχου έτους.

Με τον υπολογισμό των παραμέτρων αυτών, εισάγονται στο εκάστοτε σενάριο τα R και F που αντιστοιχούν.

Στα σενάρια αυτά χρησιμοποιούνται τα  $F_{ct1}$  και  $F_{ct2}$  που αναπτύχθηκαν στην προηγούμενη υποενότητα (σχέσεις 3.2 και 3.3). Εκτός όμως αυτών χρειάζεται και μια καινούρια παράμετρος, η οποία ονομάζεται  $F_{ct3}$  και χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του καινούριου ολικού φορτίου. Δε γίνεται να χρησιμοποιηθούν οι τιμές που υπάρχουν για το 2015 γιατί πρέπει το ολικό φορτίο να ακολουθήσει την αύξηση ισχύος που προβλέπεται στα επόμενα έτη. Από την σχέση 3.26 που ακολουθεί δίνεται η καινούρια αυτή παράμετρος.

$$F_{ct3} = \frac{M_l}{L_d} \quad (3.26)$$

Ουσιαστικά υπολογίζεται ο λόγος των δυο αυτών φορτίων ώστε να πολλαπλασιαστεί στη συνέχεια με τις ωριαίες τιμές της χρονοσειράς ολικού φορτίου που απεικονίζεται στο σχήμα 3.1. Έτσι καθίσταται δυνατό να προκύψει προσεγγιστικά η χρονοσειρά ολικού φορτίου για το εκάστοτε μελλοντικό έτος και σενάριο ώστε να υλοποιηθεί η ζητούμενη μελέτη.

Με όλα τα παραπάνω γνωστά προκύπτουν οι αντίστοιχες χρονοσειρές απορρίψεων για τα σενάρια του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού.

### 3.4 Επεξεργασία των αποτελεσμάτων

Για όλες τις περιπτώσεις που αναφέρθηκαν στις δυο παραπάνω υποενότητες υπολογίζονται οι απορρίψεις που αντιστοιχούν σε κάθε ώρα. Αυτές οι ωριαίες απορρίψεις ισχύος τοποθετούνται σε διαγράμματα που θα παρουσιαστούν στην επόμενη ενότητα και δίνουν την εικόνα της ωριαίας απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

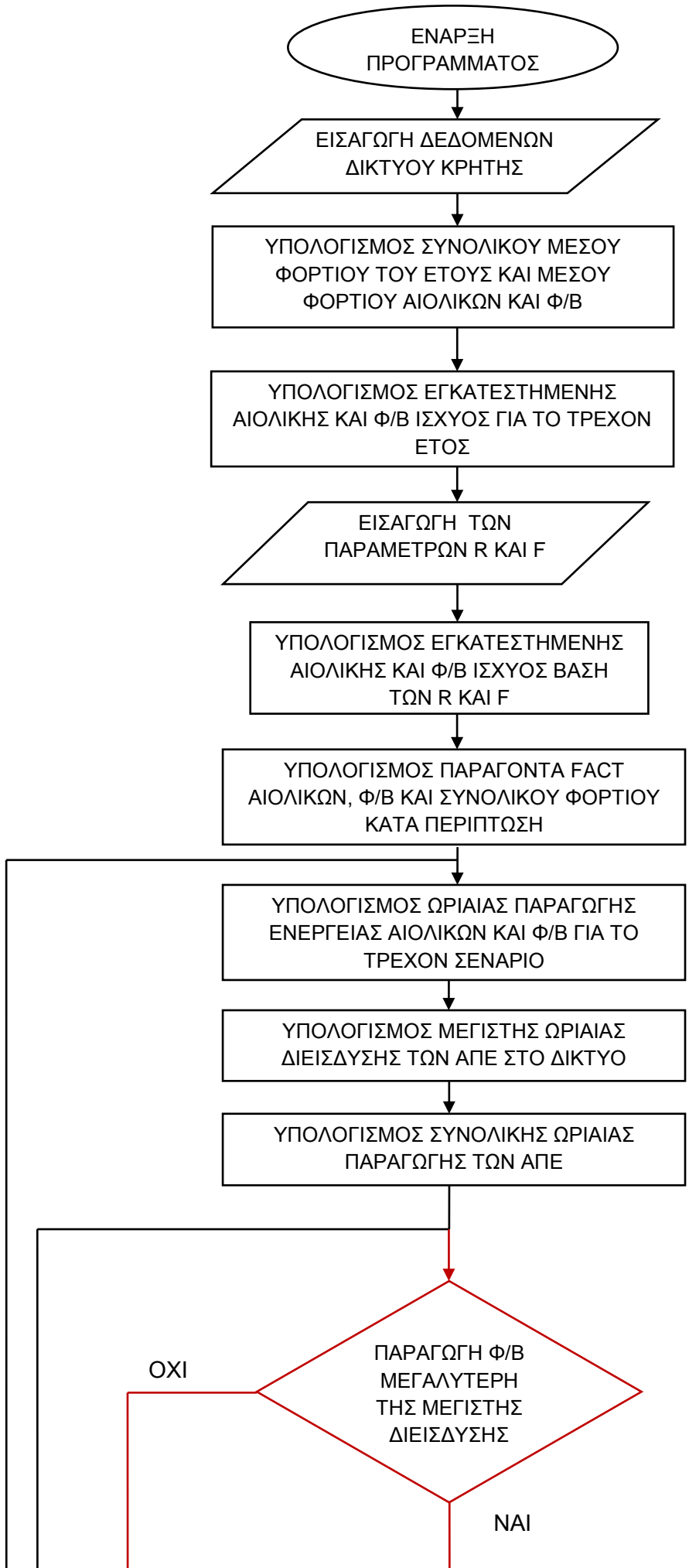
Εκτός όμως από τα διαγράμματα αυτά κατασκευάζονται και καμπύλες διάρκειας της απορριπτόμενης ισχύος ΑΠΕ. Αυτό που επιδιώκεται μέσω των καμπυλών είναι να δειχθεί για πόσο ποσοστό του χρόνου θα υπάρχουν απορρίψεις και οι καμπύλες αυτές θα χρησιμοποιηθούν ως δεδομένα εισόδου στην τεχνικοοικονομική ανάλυση σταθμού αντλησιοταμίευσης που θα αναπτυχθεί στη συνέχεια.

Τα διαγράμματα αυτά, όπως έχει ήδη αναφερθεί, κατασκευάζονται για δυο μελέτες, οι οποίες θα δοθούν ξεχωριστά στο επόμενο κεφάλαιο και αφορούν:

1. Εγκατάσταση Αιολικών- Φ/Β στο υφιστάμενο σύστημα (2015)
2. Ανάπτυξη συστήματος ως το 2050, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού[1].

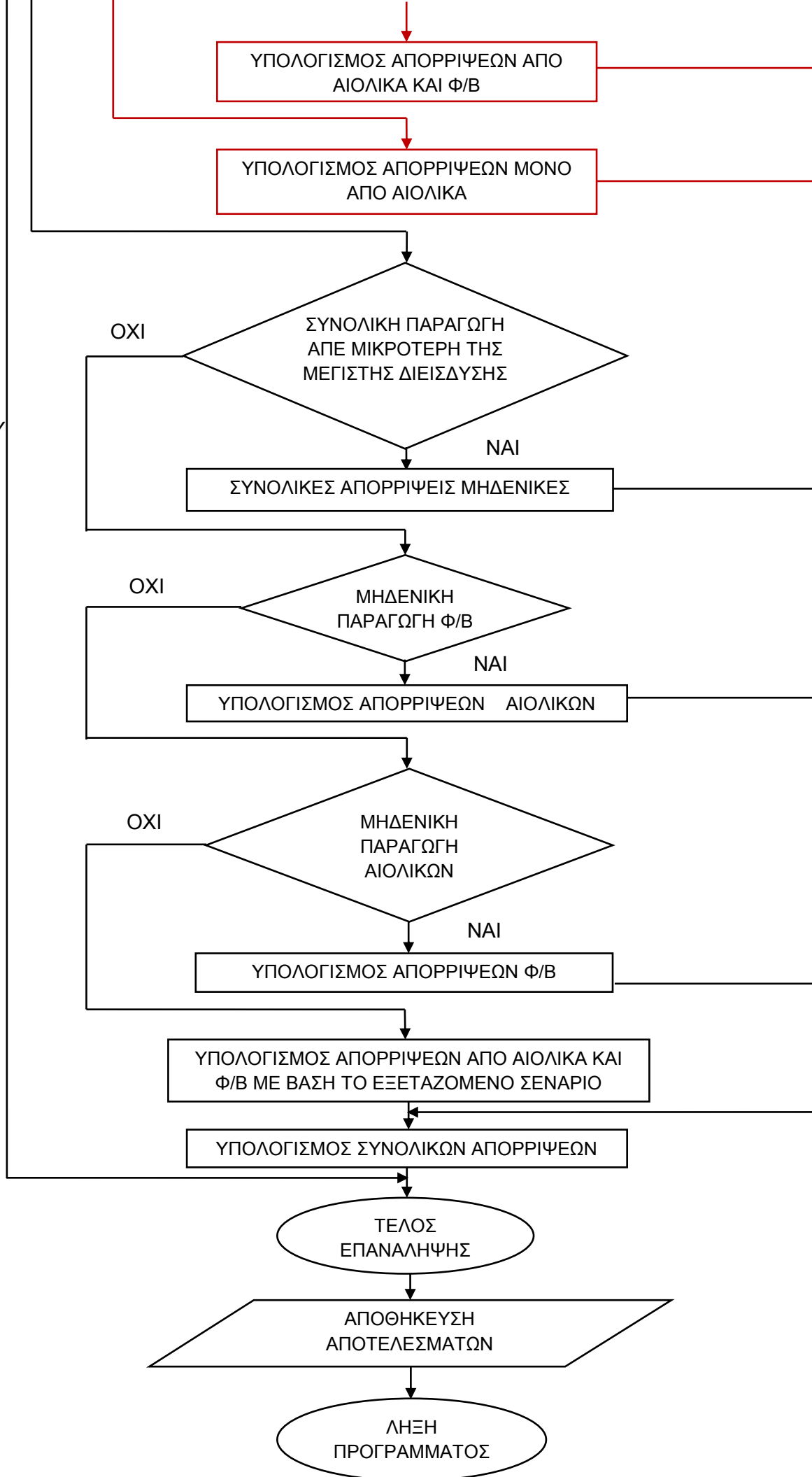
Τέλος, ακολουθεί το λογικό διάγραμμα του υπολογιστικού κώδικα που κατασκευάστηκε για τον υπολογισμό όλων των αναγκαίων μεγεθών.

Το κομμάτι που σχεδιάστηκε με κόκκινο χρώμα αφορά την 2<sup>η</sup> περίπτωση που εξετάστηκε στην υποενότητα 3.2. Η 1<sup>η</sup> περίπτωση αποτελεί απλοποιημένη παραδοχή του γενικού παρακάτω κώδικα για μηδενική Φ/Β παραγωγή και έτσι ο κώδικας χρησιμοποιείται και σε αυτή την περίπτωση.





ΩΡΕΣ ΤΟΥ  
ΕΤΟΥΣ



## 4. Αποτελέσματα

### 4.1 Εγκατάσταση Αιολικών- Φ/Β στο υφιστάμενο σύστημα της Κρήτης

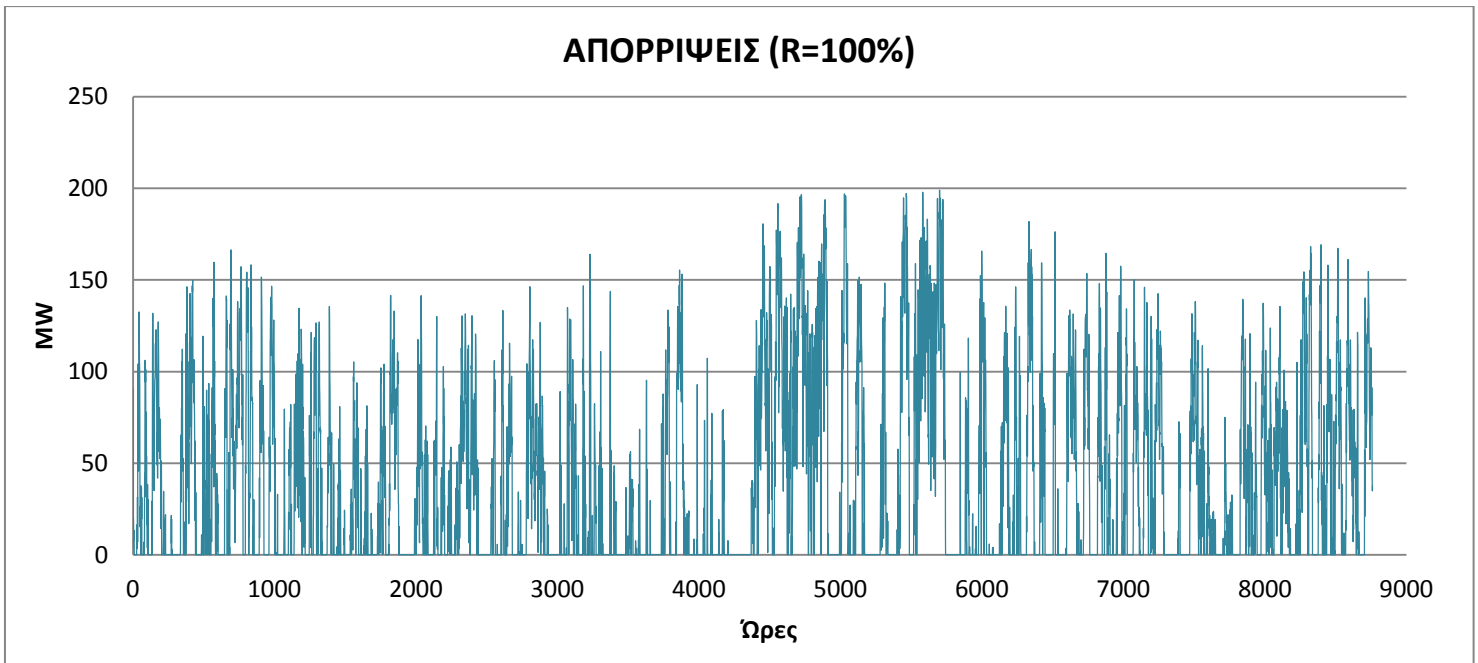
Στον ακόλουθο πίνακα 4.1 δίνονται συνοπτικά οι περιπτώσεις που εξετάστηκαν για το υφιστάμενο σύστημα.

ΣΕΝΑΡΙΑ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ- Φ/Β ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΕΤΟΥΣ ΑΝΑΦΟΡΑΣ		ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΟΥ
	X=R	R=100%	
1	X=R	R=100%	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΑ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΟΝΟ ΑΙΟΛΙΚΑ
	X=R	R=150%	
2	X=R+F=100%	R=80%, F=20%	ΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΜΕ ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ 8-2 ΚΑΙ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΕΝΤΑΞΗΣ Φ/Β
	X=R+F=150%	R=120%, F=30%	
3	X=R+F=100%	R=80%, F=20%	ΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΜΕ ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ 8-2 ΚΑΙ ΧΡΗΣΗ ΑΝΑΛΟΓΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ- ΑΠΟΡΡΙΨΕΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΤΑΞΗ ΤΟΥΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ
	X=R+F=150%	R=120%, F=30%	
4	X=R+F=100%	R=60%, F=40%	ΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΜΕ ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ 6-4 ΚΑΙ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΕΝΤΑΞΗΣ Φ/Β
	X=R+F=150%	R=90%, F=60%	
5	X=R+F=100%	R=60%, F=40%	ΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ Φ/Β ΜΕ ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ 6-4 ΚΑΙ ΧΡΗΣΗ ΑΝΑΛΟΓΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ- ΑΠΟΡΡΙΨΕΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΤΑΞΗ ΤΟΥΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ
	X=R+F=150%	R=90%, F=60%	

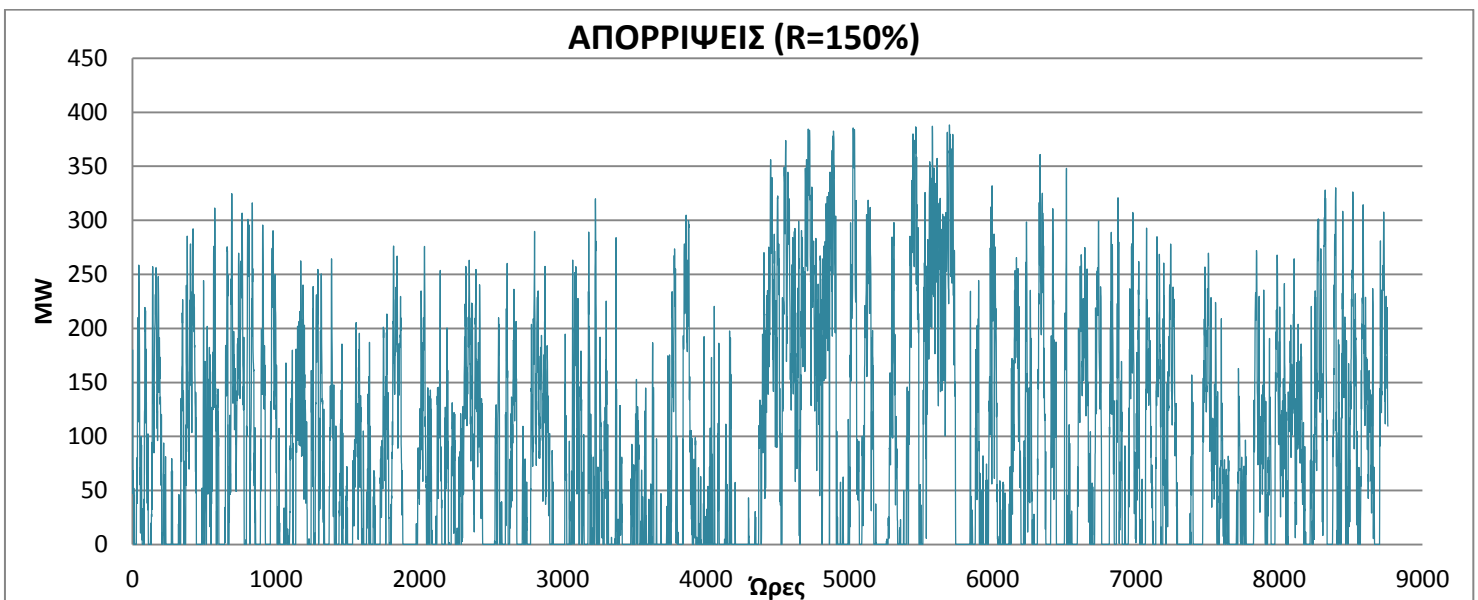
Πίνακας 4.1 Σενάρια που μελετήθηκαν

**Σενάριο 1<sup>ο</sup>:** Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών ίση με το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς, 380MW (R=100%), και για εγκατεστημένη ισχύ ίση με 1,5 επί το μέσο φορτίο, 570MW (R=150%), προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Δυο χρονοσειρές απορρίψεων ισχύος Αιολικών, που συμπίπτουν με τις συνολικές απορρίψεις κάθε φορά, εφόσον δεν υπάρχει εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς.

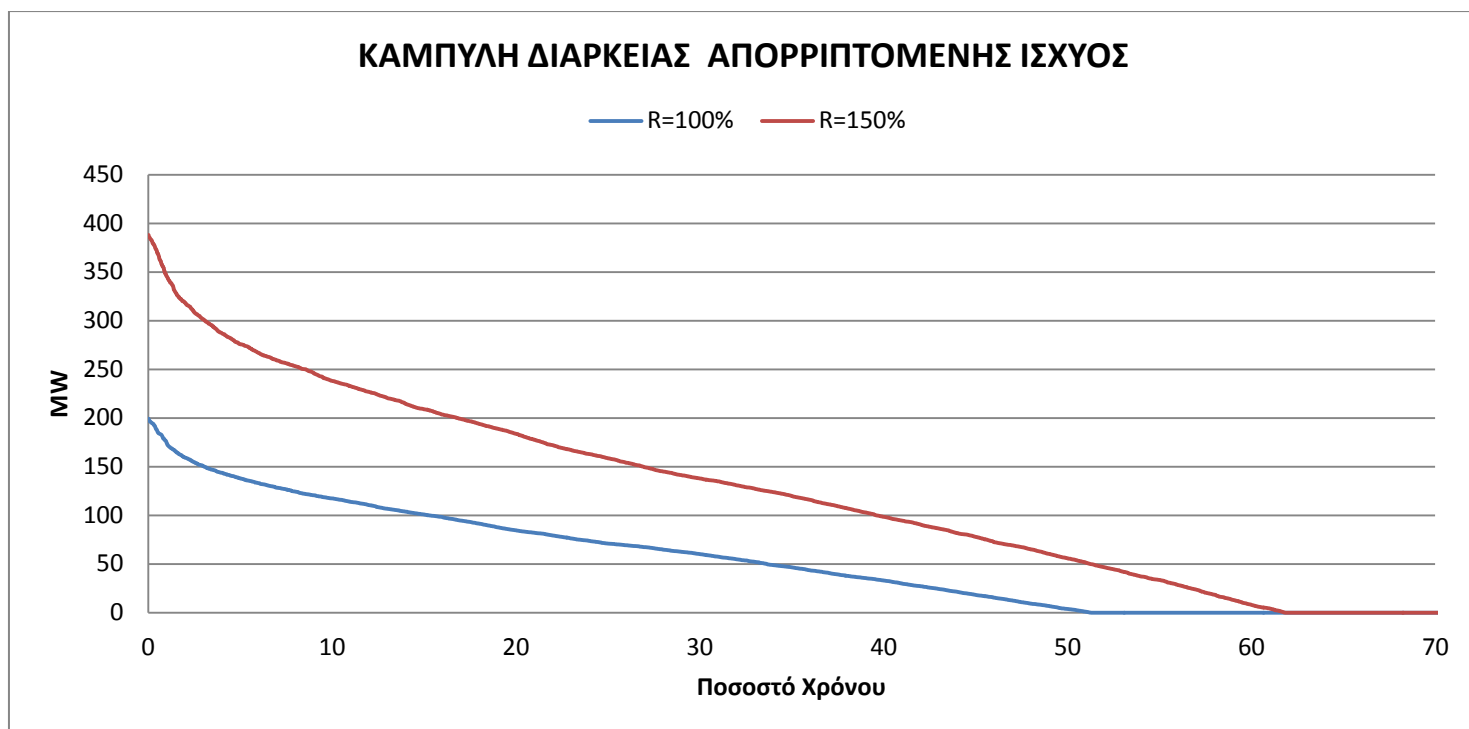


Σχήμα 4.1 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 380MW και R=100%



Σχήμα 4.2 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 570MW και R=150%

Και οι καμπύλες διάρκειας που αντιστοιχούν στις παραπάνω απορρίψεις.

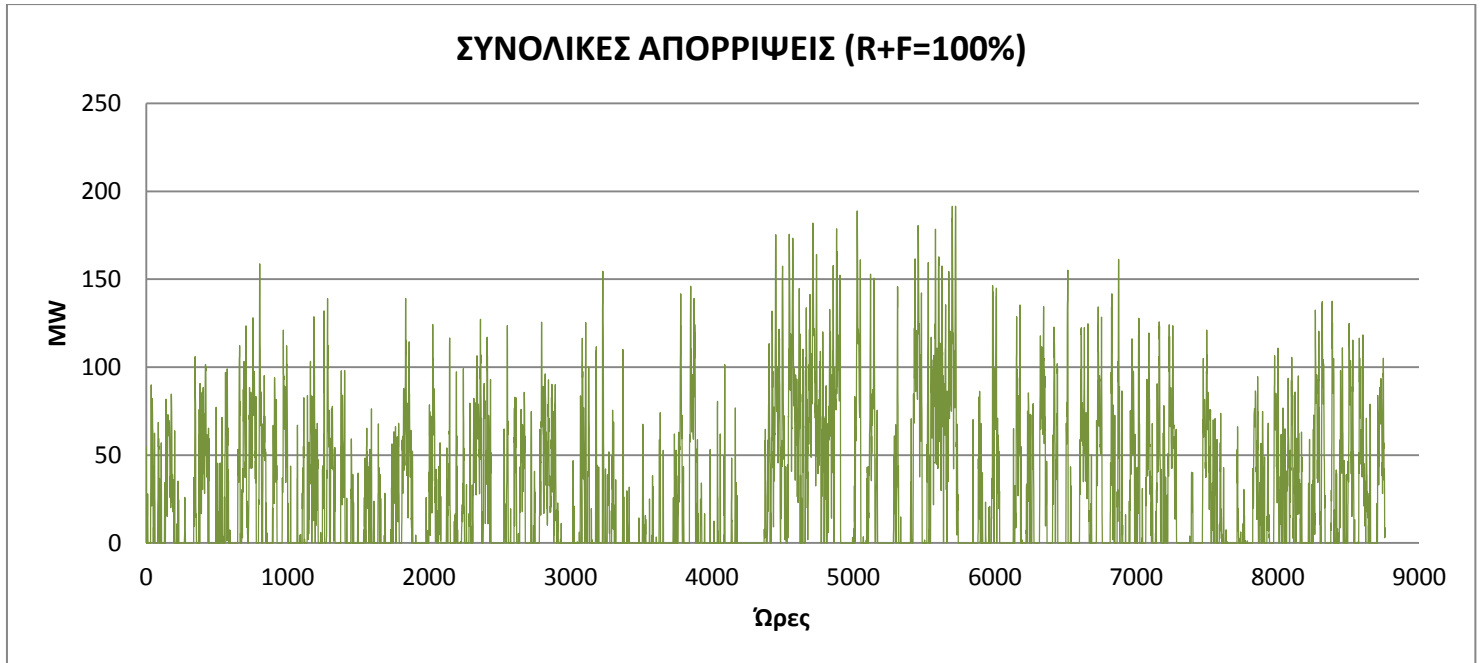


Σχήμα 4.3 Καμπύλες Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών 380MW και 570MW

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.1 αποτελεί το 32,35% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 380MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 333216MWh. Στο ίδιο σχήμα παρατηρείται ότι η μορφή της χρονοσειράς απορρίψεων ακολουθεί την μορφή της παραγωγής ενέργειας Αιολικών (σχήμα 3.2). Δηλαδή κατά τους καλοκαιρινούς μήνες αυξάνεται η ισχύς που παράγουν οι Αιολικοί σταθμοί και κατ' επέκταση αυξάνονται και οι απορρίψεις ισχύος. Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.2 αποτελεί το 50,22% της παραγόμενης ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 570MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 776025MWh. Ισχύουν και εδώ τα ίδια σχόλια για την μορφή της χρονοσειράς. Ακόμη παρατηρείται, όπως ήταν αναμενόμενο, ότι οι τιμές των απορρίψεων αυξάνονται για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ, αφού οι δυνατότητες απορρόφησης του δικτύου παραμένουν ίδιες. Στο σχήμα 4.3 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ, όπου γίνεται φανερό η μεγαλύτερη διαθέσιμη προς εκμετάλλευση ισχύς, που απορρίπτεται για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ. Για εγκατεστημένη ισχύ 380MW υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς για περίπου 51% του χρόνου, ενώ για εγκατεστημένη ισχύ 570MW η διαθεσιμότητα αυξάνεται περίπου στο 62% του χρόνου.

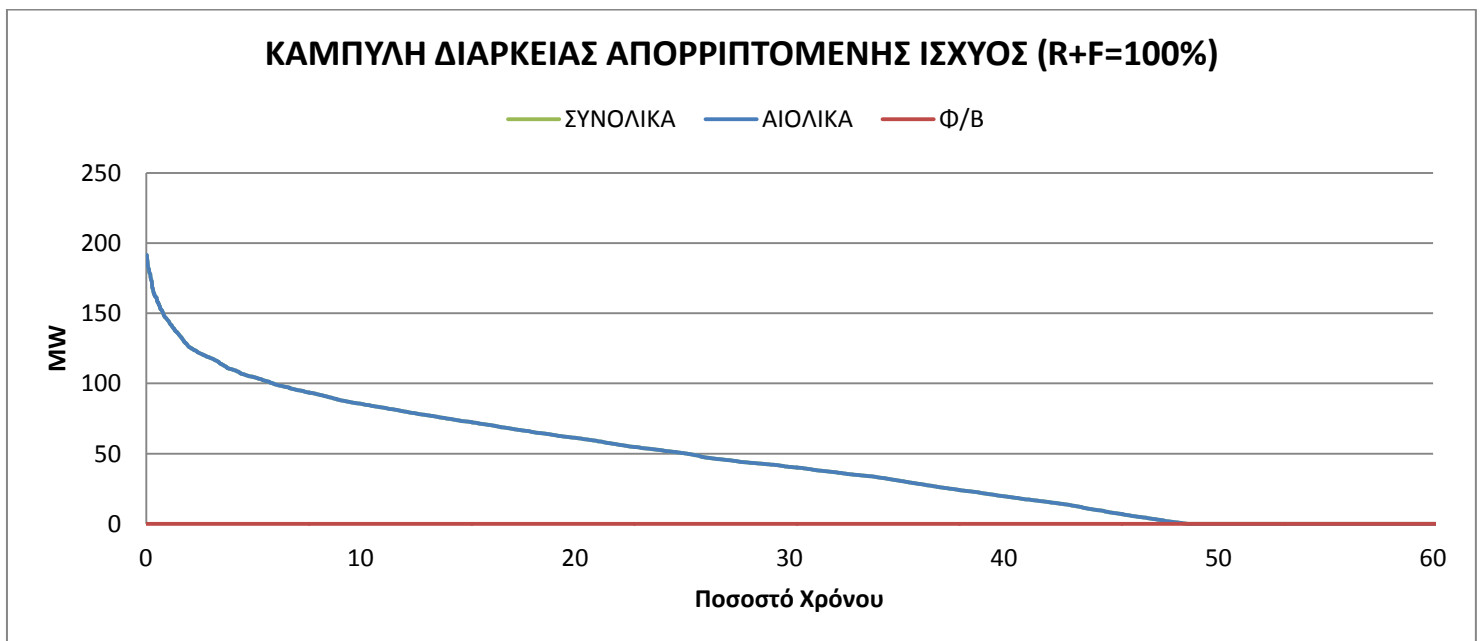
**Σενάριο 2<sup>ο</sup>:** Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς, αναλογία εγκατάστασης 8-2, δηλαδή 380MW με Χ=100%, R=80% και F=20% και προτεραιότητα ένταξης στο δίκτυο, Φ/Β, προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις Συνολικές απορρίψεις, που στην συγκεκριμένη περίπτωση ταυτίζονται με τις απορρίψεις των Αιολικών , εφόσον προέκυψαν μηδενικές απορρίψεις Φ/Β



Σχήμα 4.4 Συνολικές ωριαίες απορρίψεις ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW, Χ=100%

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

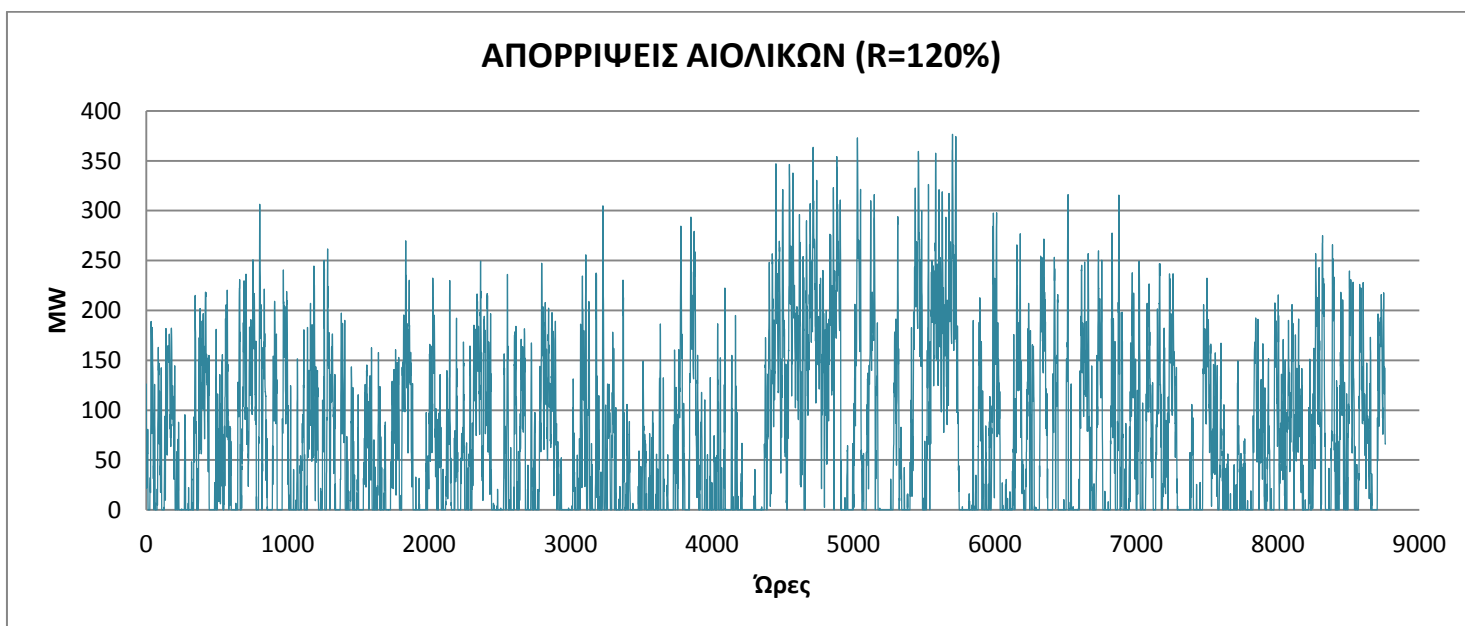


Σχήμα 4.5 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 8-2

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.4 αποτελεί το 29,03% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 304MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 239215MWh. Το σύνολο των απορρίψεων των Φ/Β είναι μηδενικό όπως αναφέρθηκε πριν την παρουσίαση του σχήματος 4.4. Οι μηδενικές απορρίψεις ισχύος Φ/Β, κατά τη διάρκεια του έτους, οφείλονται στη σχετικά μικρή εγκατεστημένη ισχύ τους, 76MW, που απορροφάται κατευθείαν από το δίκτυο, λόγω της προτεραιότητας ένταξης που ισχύει σε αυτό το σενάριο. Έτσι το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει ως το 25,06% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW. Στο σχήμα 4.5 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Σε αυτή την περίπτωση προέκυψε καμπύλη μόνο από τα Αιολικά λόγω της μηδενικής απόρριψης Φ/Β, η οποία συμπίπτει με την αθροιστική καμπύλη διάρκειας από Αιολικά και Φ/Β. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς μέχρι περίπου το 49% του χρόνου.

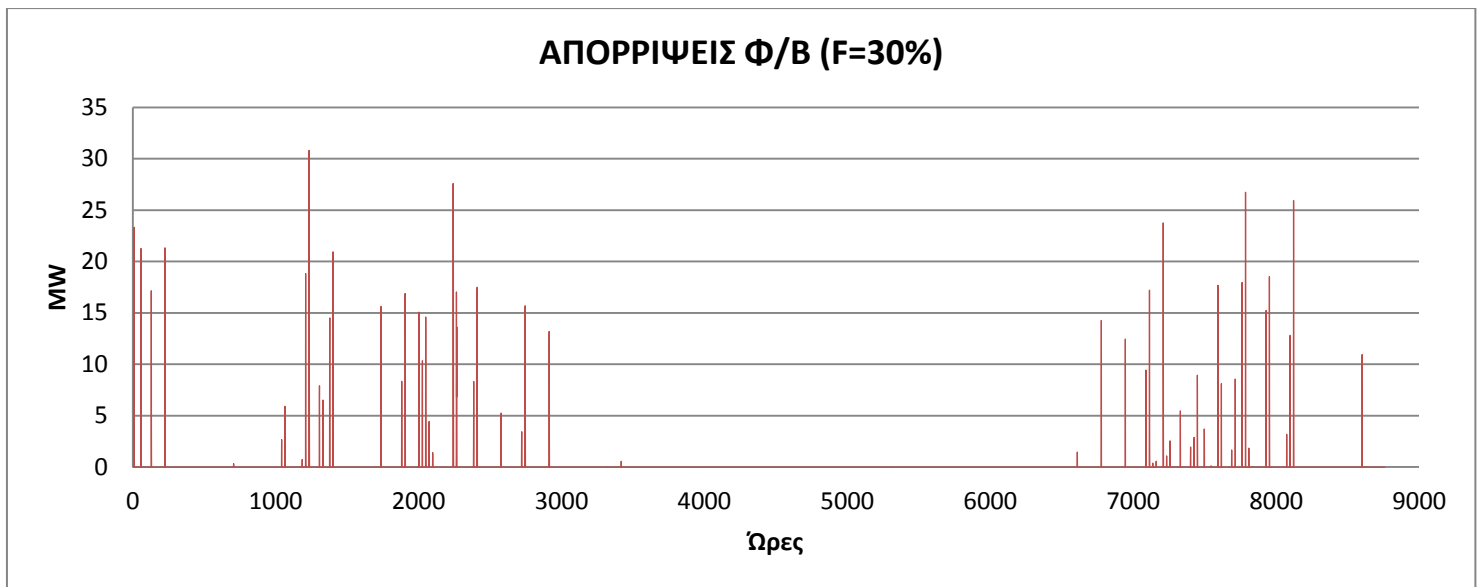
Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 570MW, δηλαδή  $X=R+F=150\%$  και  $R=120\%$ ,  $F=30\%$  προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών



Σχήμα 4.6 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 456MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και  $R=120\%$

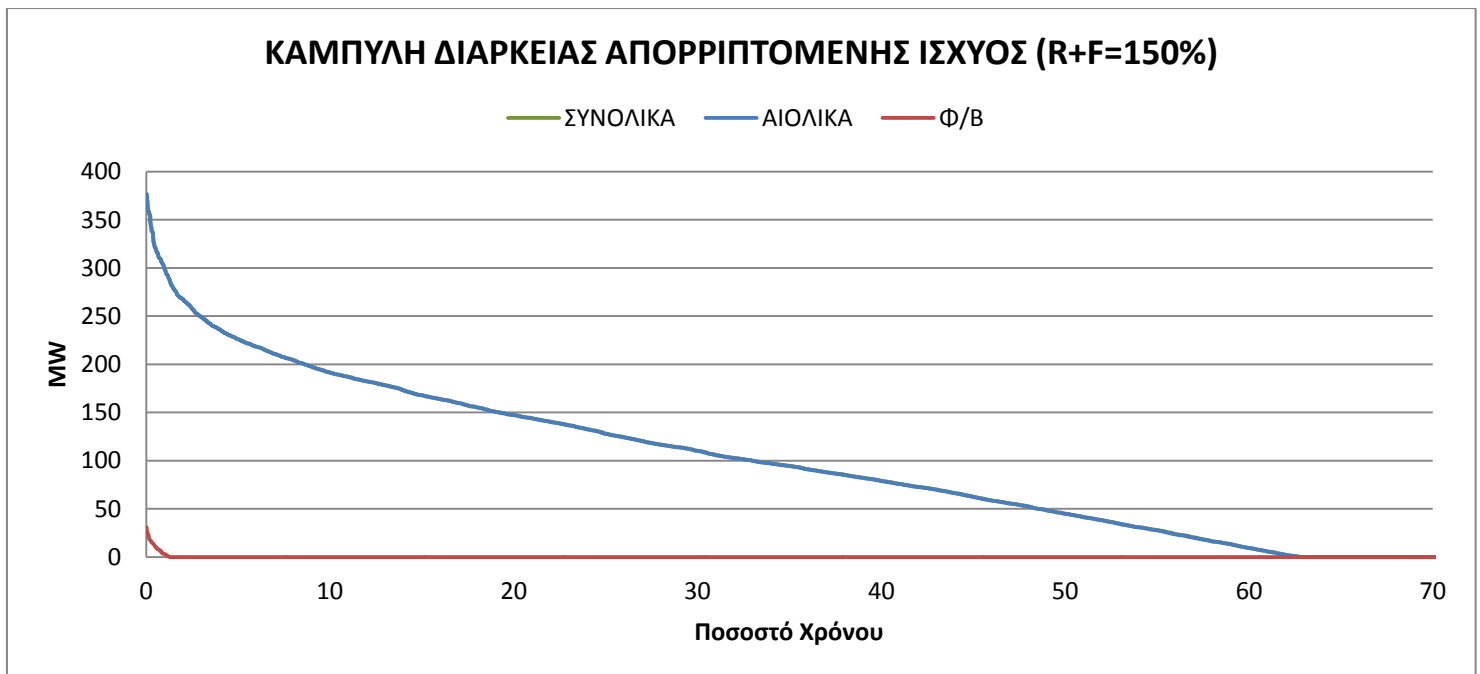
Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις των Φ/Β



Σχήμα 4.7 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 114MW, προτεραιότητα ένταξης και F=30%

Η χρονοσειρά με τις Συνολικές απορρίψεις, η οποία έχει ίδια μορφή με αυτή του σχήματος 4.4 οπότε και παραλείπεται.

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



Σχήμα 4.8 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 570MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 8-2

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.6 αποτελεί το 50,98% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 456MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 630102MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.7 αποτελεί το 0,55% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 114MW, και αντιστοιχεί σε 1071MWh. Οι απορρίψεις ισχύος που εμφανίστηκαν για τα Φ/Β χρίζουν περαιτέρω ανάλυσης. Υπάρχει μια αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος από 76 σε 114MW, όμως και πάλι πρόκειται για μικρή ισχύ σε σχέση με το 30% του ολικού φορτίου που διεισδύεται στο δίκτυο και εφόσον τα Φ/Β έχουν προτεραιότητα ένταξης. Παρατηρώντας τις ωριαίες τιμές της μέγιστης διείσδυσης, της παραγωγής και των απορρίψεων από Φ/Β γίνεται φανερό ότι πρόκειται για διάσπαρτες ώρες κατά τη διάρκεια του έτους, στις οποίες τυχαίνει η παραγωγή από Φ/Β να είναι μεγαλύτερη της μέγιστης ωριαίας διείσδυσης. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει ως το 44,08% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 570MW. Στο σχήμα 4.8 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Επειδή οι απορρίψεις ισχύος Φ/Β είναι πολύ μικρές η καμπύλη διάρκειας των Αιολικών συμπίπτει και πάλι με την αθροιστική καμπύλη διάρκειας από Αιολικά και Φ/Β. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 63% του χρόνου.

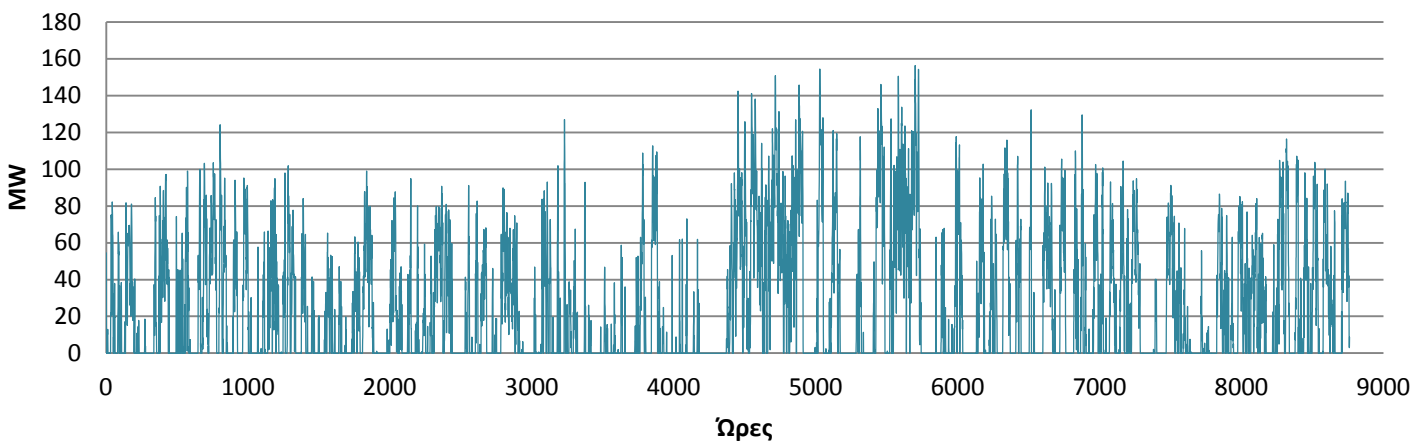


**Σενάριο 3<sup>ο</sup>:** Οι τιμές των συνολικών απορρίψεων για τις αντίστοιχες υποπεριπτώσεις των σεναρίων 2 και 3 είναι ίδιες, καθώς δεν αλλάζουν ούτε η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών-Φωτοβολταϊκών αλλά ούτε και το συνολικό ποσοστό διείσδυσης αυτών στο δίκτυο. Εδώ όμως τα Φ/Β δεν εντάσσονται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, επομένως οι απορρίψεις της παραγωγής τους είναι συχνότερες και μεγαλύτερες.

Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 380MW (δηλαδή  $X=R+F=100\%$  και  $R=80\%$ ,  $F=20\%$ ) προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών

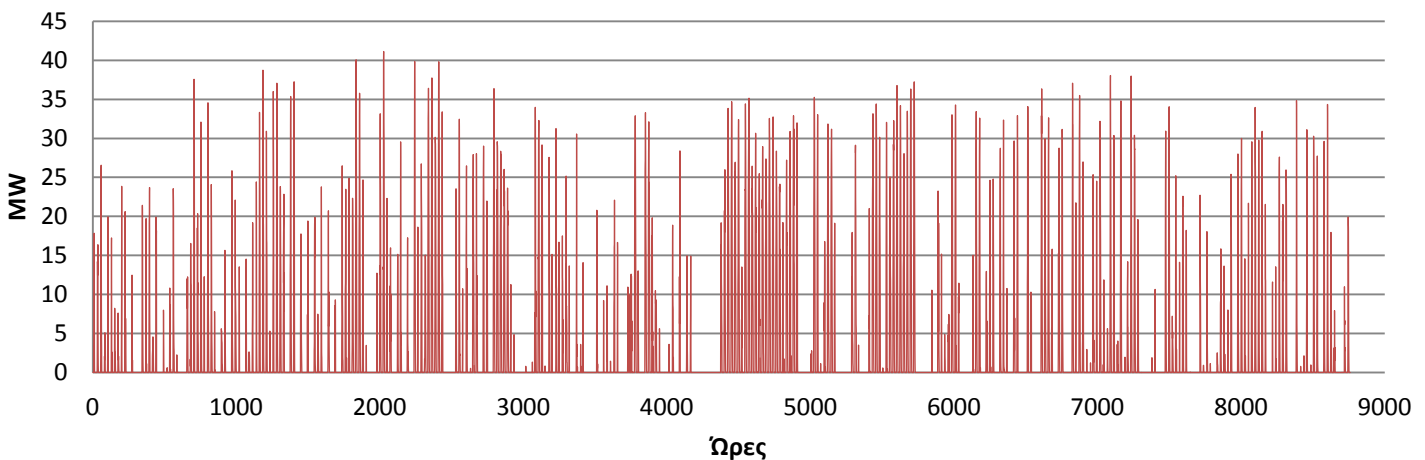
### ΑΠΟΡΡΙΨΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (R=80%)



Σχήμα 4.9 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 304MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και  $R=80\%$

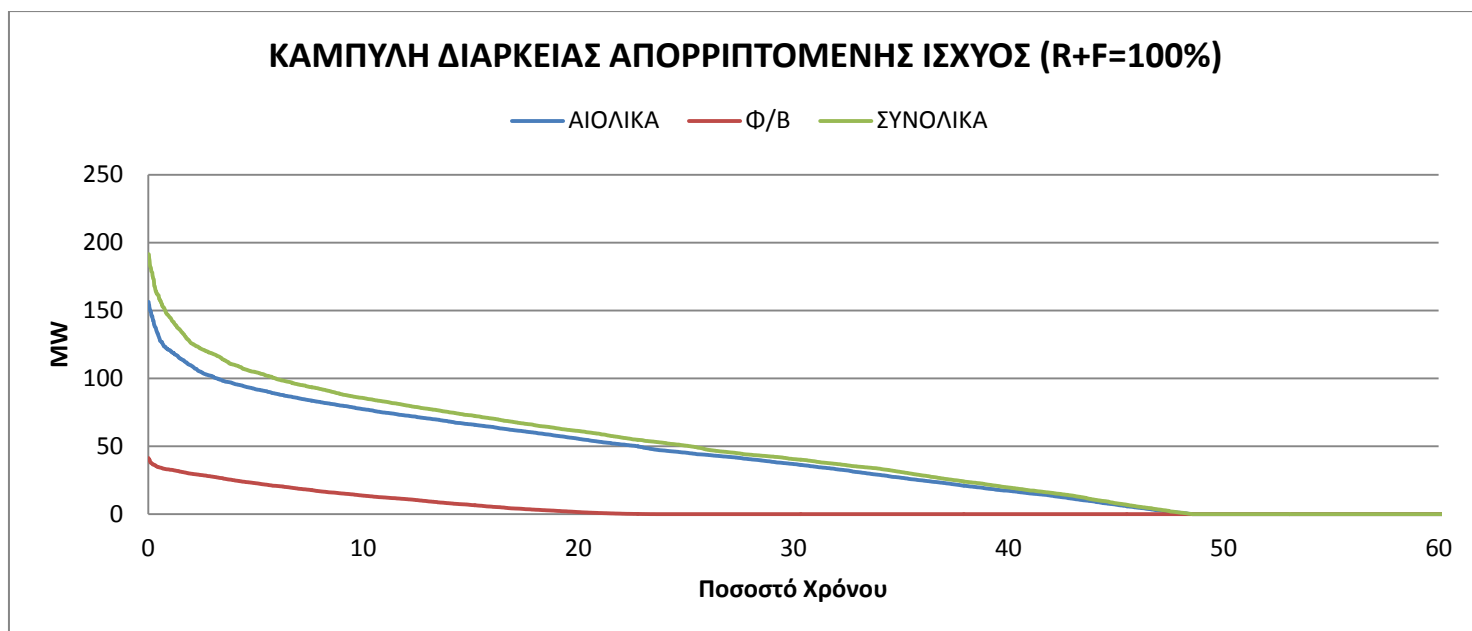
Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β

### ΑΠΟΡΡΙΨΕΙΣ Φ/Β (F=20%)



Σχήμα 4.10 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 76MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και  $F=20\%$

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

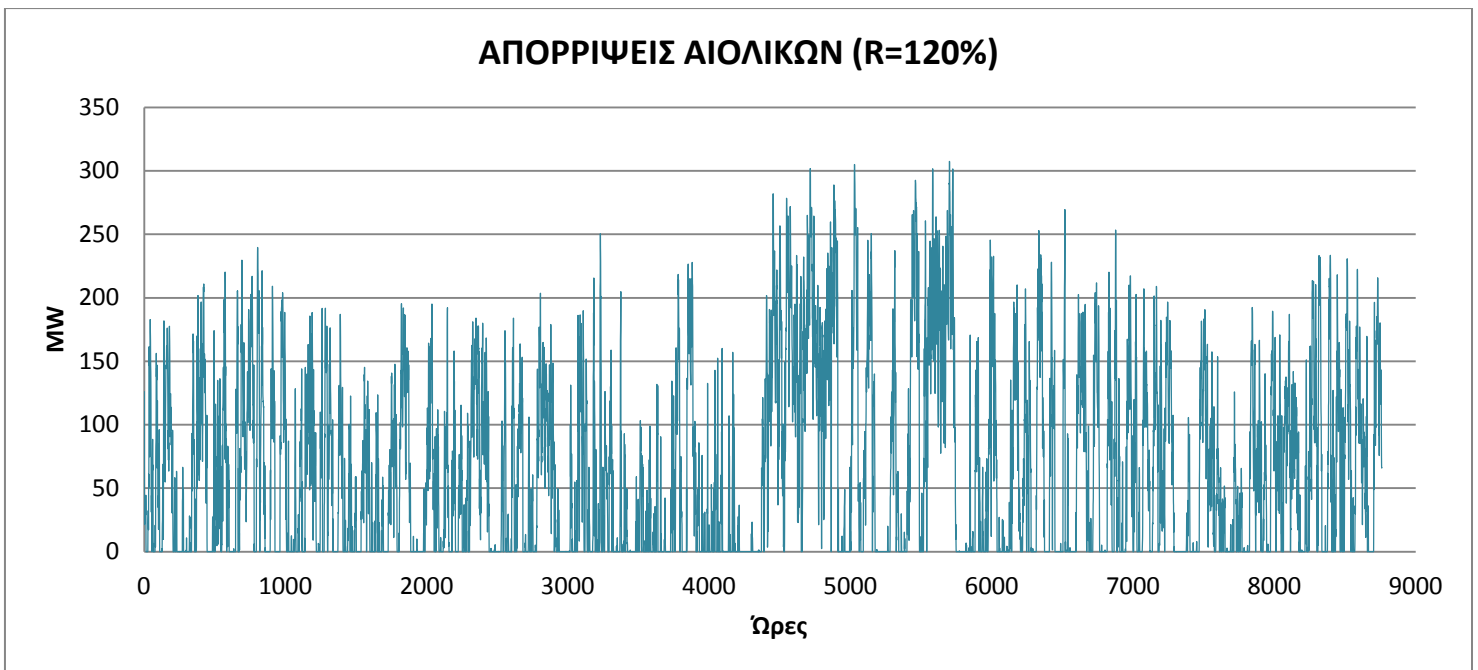


Σχήμα 4.11 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 8-2

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.9 αποτελεί το 25,78% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 304MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 212416MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.10 αποτελεί το 20,53% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 76MW, και αντιστοιχεί σε 26798MWh. Η απορριπτόμενη ενέργεια από Αιολικά έχει μειωθεί σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο για ίδια εγκατεστημένη ισχύ και αντίστοιχα έχει αυξηθεί κατά πολύ η απορριπτόμενη ενέργεια από Φ/Β, εφόσον τώρα εφαρμόζεται η αναλογία ωριαίας παραγωγής Αιολικών-Φ/Β προκειμένου να καθοριστούν οι ωριαίες απορρίψεις ισχύος. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 25,06% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW και ισούται με το ποσοστό του 2<sup>ου</sup> σεναρίου για αυτή την εγκατεστημένη ισχύ. Στο σχήμα 4.11 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Σε αυτή την περίπτωση προέκυψαν καμπύλες από Αιολικά και Φ/Β, οπότε και αθροιστική καμπύλη των δυο. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 49% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 24% του Χρόνου. Τα Φ/Β έχουν μικρότερη διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύ και για μικρότερο χρονικό διάστημα. Αυτό οφείλεται στη μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ τους και στις λιγότερες ώρες λειτουργίας που περιορίζονται στη διάρκεια της ημέρας.

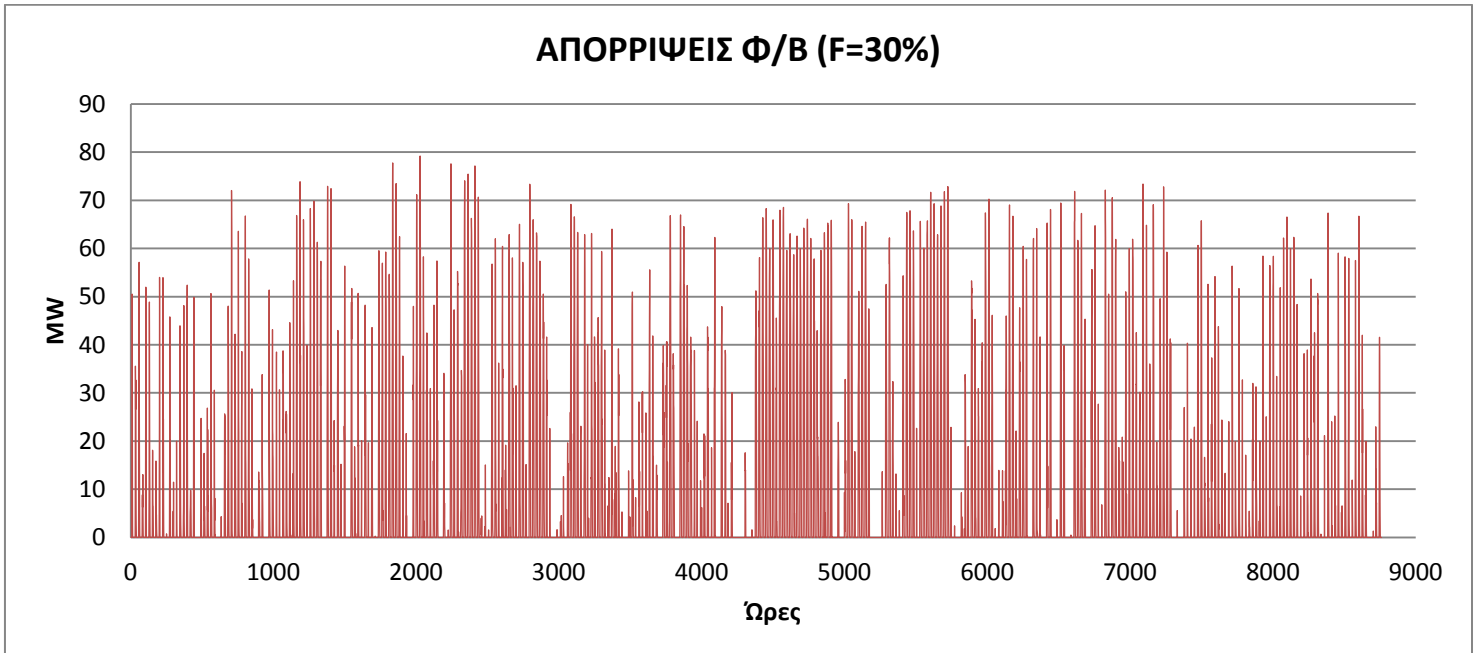
Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 570MW (δηλαδή  $X=R+F=150\%$  και  $R=120\%$ ,  $F=30\%$ ) προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών



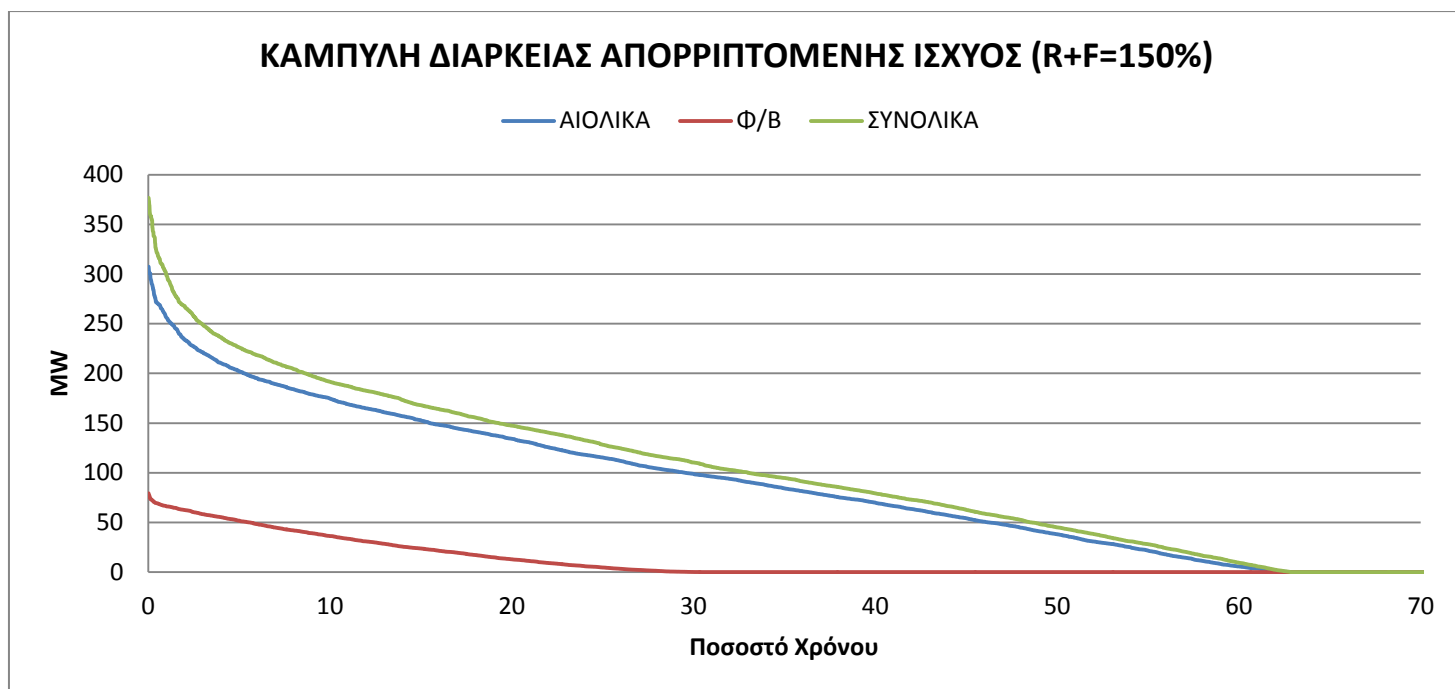
Σχήμα 4.12 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 456MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και R=120%

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.13 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 114MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και F=30%

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

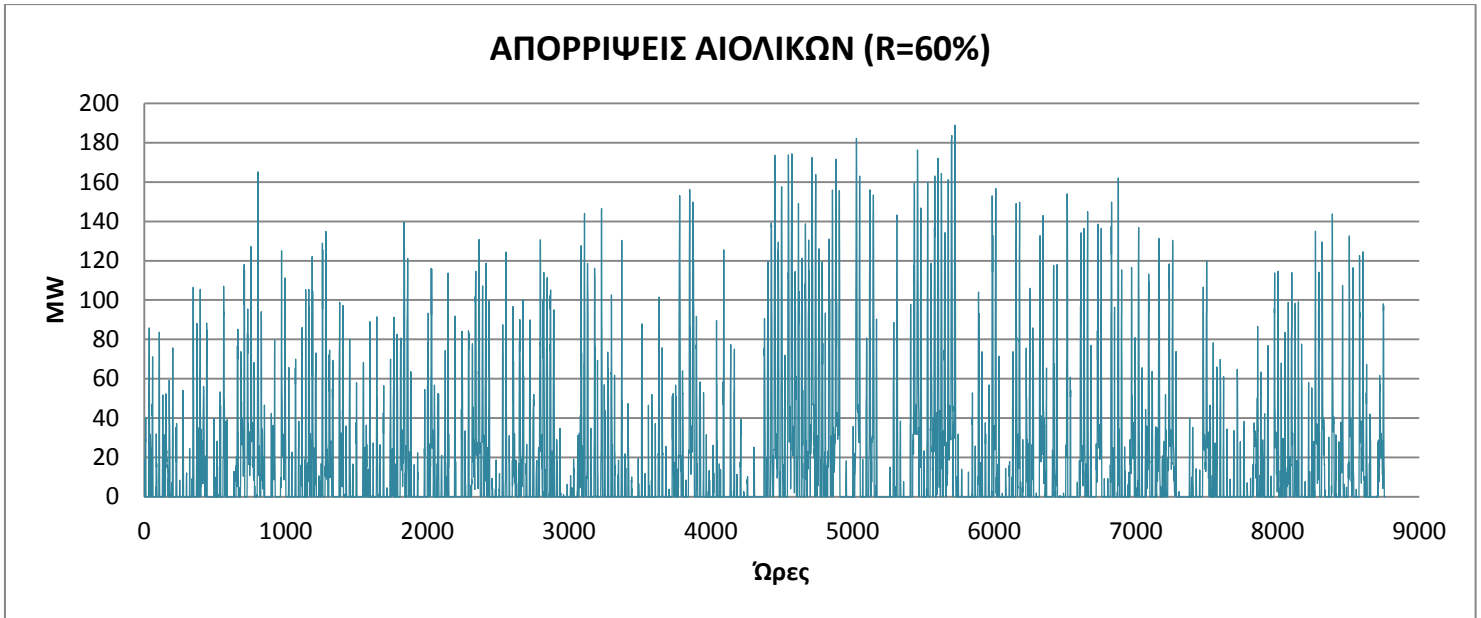


Σχήμα 4.14 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 570MW αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 8-2

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.12 αποτελεί το 45,31% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 456MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 560008MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.13 αποτελεί το 36,35% της παραγωγής ενέργειας Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 114MW, και αντιστοιχεί σε 71165MWh. Ισχύουν και εδώ όσα αναφέρθηκαν προηγουμένως, στο ίδιο σενάριο, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW. Η διαφορά είναι ότι στα σχήματα αυτά προκύπτουν μεγαλύτερα μεγέθη λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος και των ίδιων δυνατοτήτων απορρόφησης από το δίκτυο. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 44,08% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 570MW και ισούται με το ποσοστό του 2<sup>ου</sup> σεναρίου για αυτή την εγκατεστημένη ισχύ. Στο σχήμα 4.14 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 63% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 30% του Χρόνου, ενώ ταυτόχρονα έχει αυξηθεί η μέγιστη διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς, λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος. Τα Φ/Β έχουν μικρότερη διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύ και για μικρότερο χρονικό διάστημα για τους λόγους που αναφέρθηκαν και στα σχόλια της προηγούμενης περίπτωσης του σεναρίου.

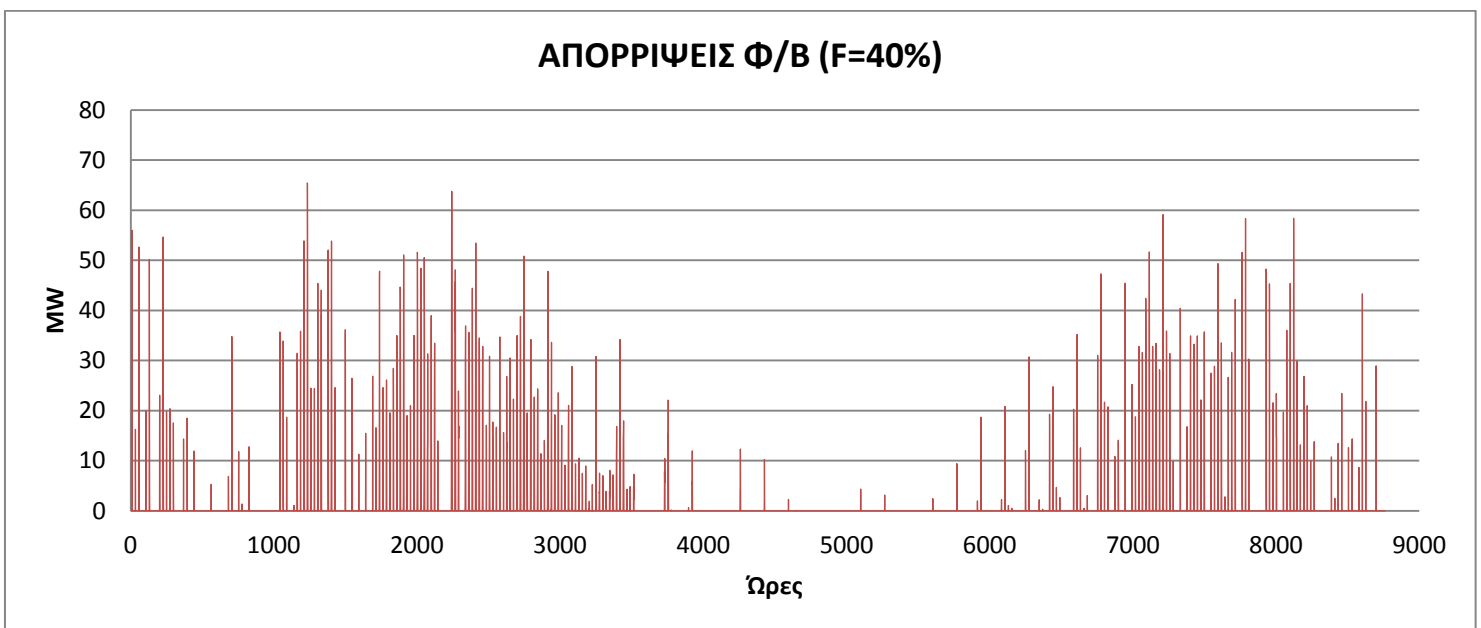
**Σενάριο 4°:** Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς και αναλογία εγκατάστασης 6-4, δηλαδή 380MW με  $X=100\%$ ,  $R=60\%$  και  $F=40\%$  και προτεραιότητα ένταξης στο δίκτυο, Φ/Β, προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών



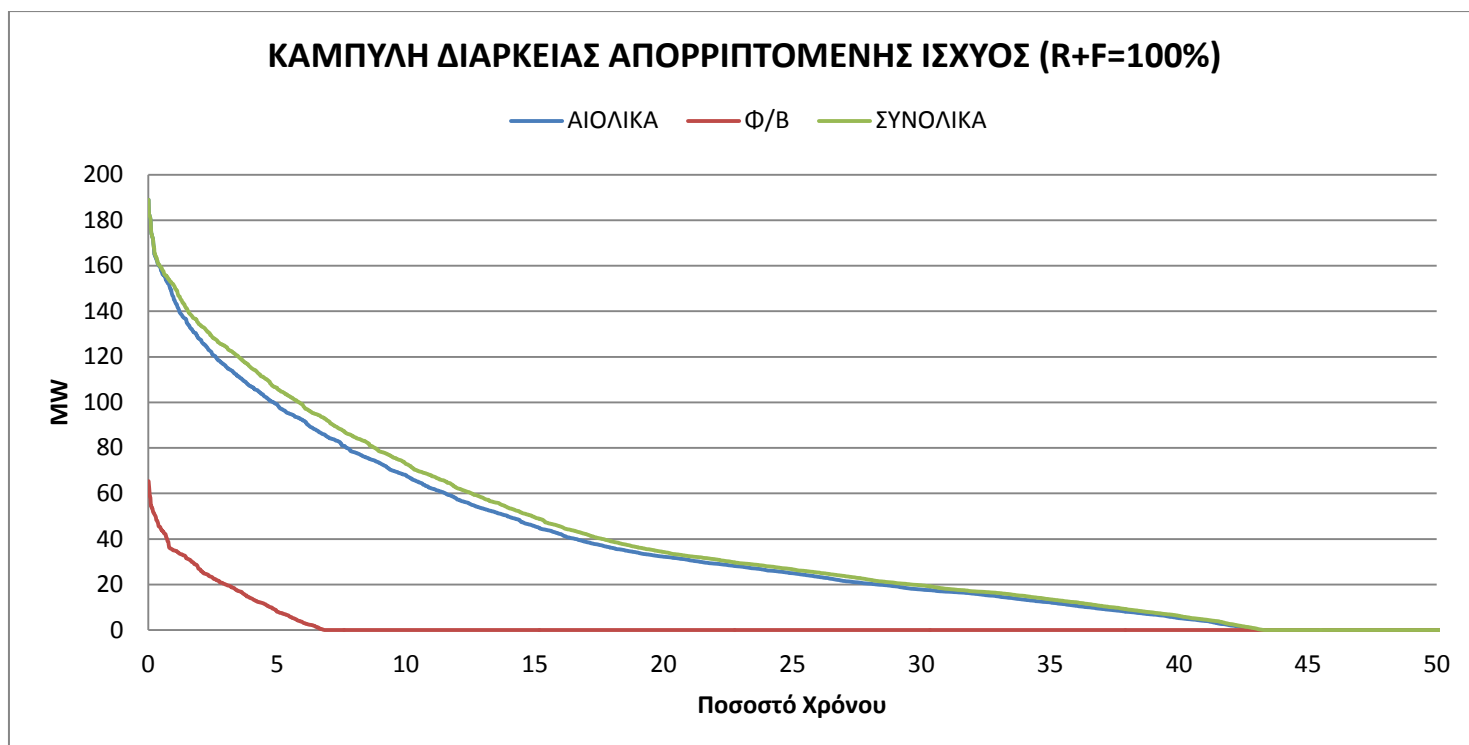
Σχήμα 4.15 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και  $R=60\%$

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.16 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 152MW, προτεραιότητα ένταξης και  $F=40\%$

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

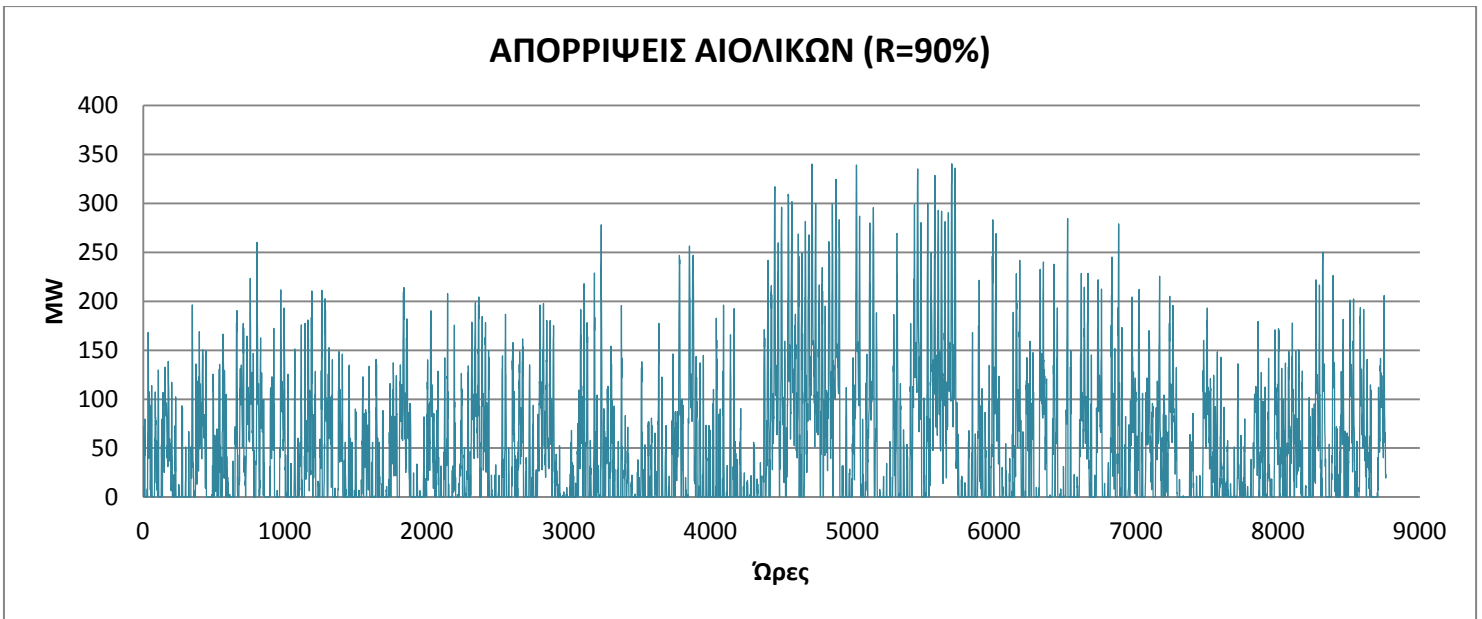


Σχήμα 4.17 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 6-4

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.15 αποτελεί το 26,72% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 165188MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.16 αποτελεί το 4,52% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 152MW, και αντιστοιχεί σε 11820MWh. Η απορριπτόμενη ενέργεια από Αιολικά έχει μειωθεί σε σχέση με το 2<sup>ο</sup> σενάριο διότι έχει μειωθεί η εγκατεστημένη ισχύς τους (από 304MW σε 228MW) και αντίστοιχα έχει αυξηθεί η απορριπτόμενη ενέργεια από Φ/Β, παρόλο που ισχύει η προτεραιότητα ένταξης τους, λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος τους (από 76MW σε 152MW). Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 20,14% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW. Στο σχήμα 4.17 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 43% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 7% του Χρόνου. Η διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά έχει μειωθεί, ενώ για τα Φ/Β εμφανίζεται μια μικρή αύξηση σε σχέση με την αντίστοιχη περίπτωση του σεναρίου 2, λόγω της αλλαγής εγκατεστημένης ισχύος τους.

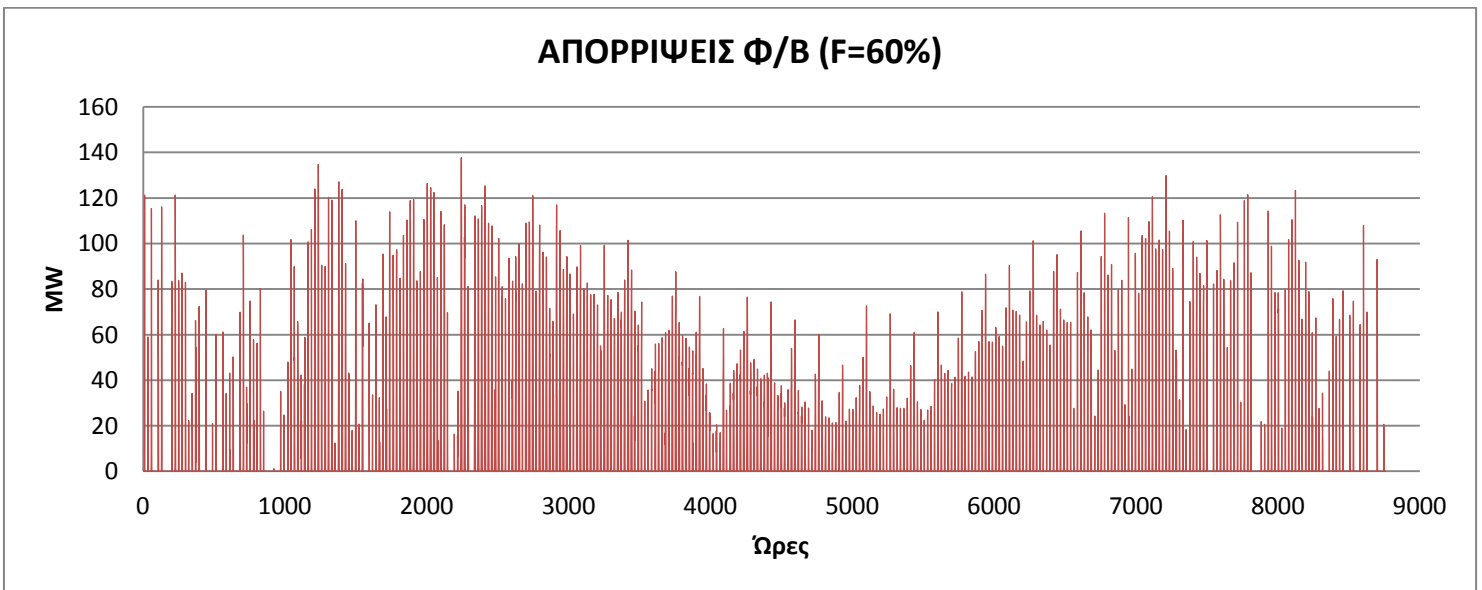
Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 570MW, δηλαδή  $X=R+F=150\%$  και  $R=90\%$ ,  $F=60\%$  προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών



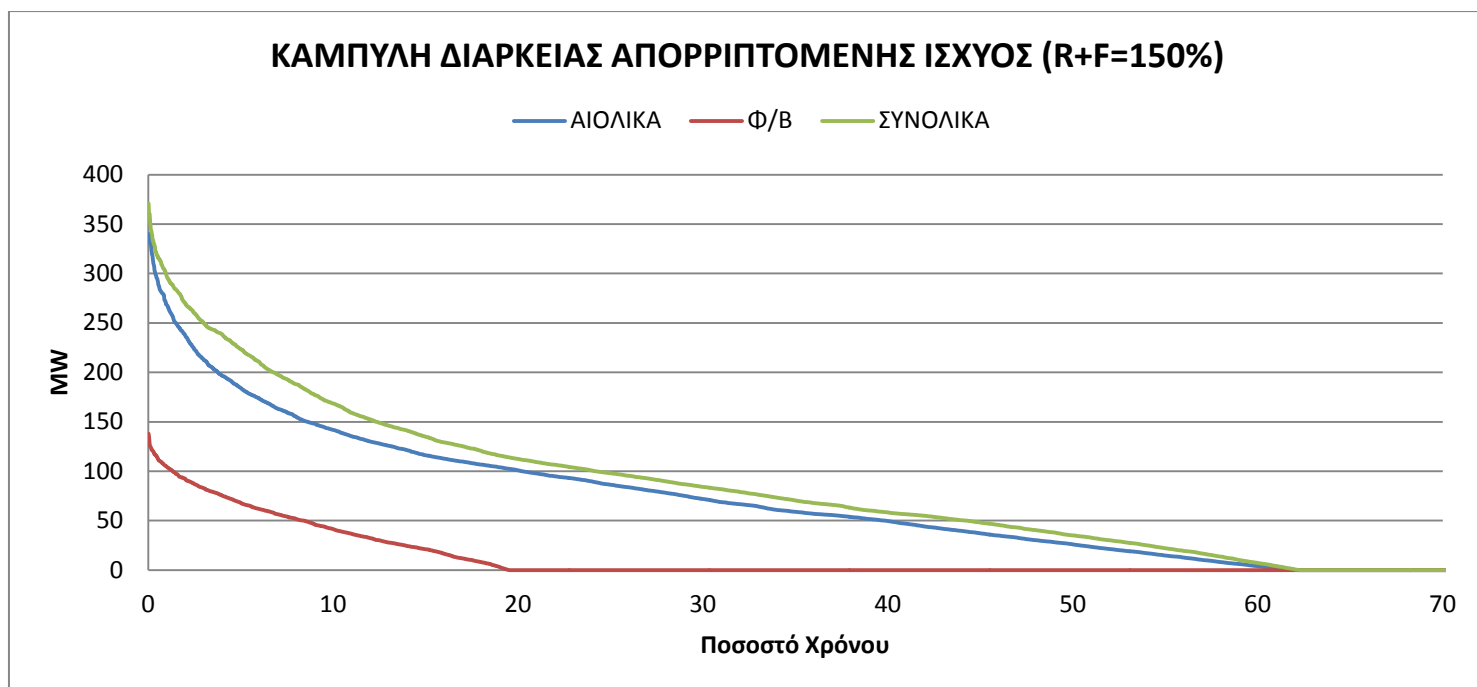
Σχήμα 4.18 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 342MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και R=90%

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.19 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, προτεραιότητα ένταξης και F=60%

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



Σχήμα 4.20 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 570MW, προτεραιότητα ένταξης Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 6-4

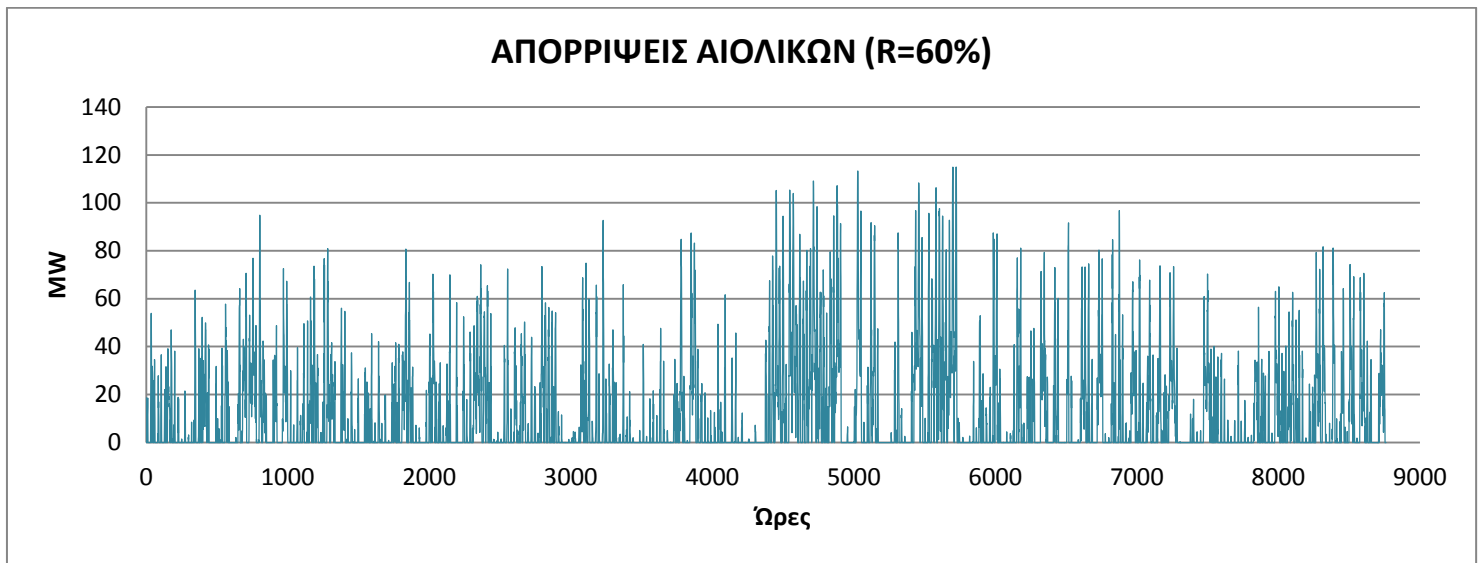
Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.18 αποτελεί το 48,58% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 342MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 450355MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.19 αποτελεί το 20,62% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, και αντιστοιχεί σε 80751MWh. Όπως και στα σχήματα 4.15-4.17 παρατηρείται και εδώ η αύξηση των απορρίψεων των Φ/Β σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια και σε σχέση με τα Αιολικά λόγω της καινούριας αναλογίας 6-4 και της αυξημένης εγκατεστημένης ισχύος. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 40,28% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 570MW. Στο σχήμα 4.20 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 62% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 20% του Χρόνου. Ακόμη, στο ίδιο σχήμα, φαίνεται η μεγαλύτερη τάξη μεγέθους της απορριπτόμενης ισχύος από Φ/Β, σε σχέση με την αντίστοιχη περίπτωση του 2<sup>ου</sup> σεναρίου.



**Σενάριο 5<sup>ο</sup>:** Οι τιμές των συνολικών απορρίψεων για τις αντίστοιχες υποπεριπτώσεις των σεναρίων 4 και 5 είναι ίδιες, καθώς δεν αλλάζουν ούτε η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών-Φ/Β αλλά ούτε και το συνολικό ποσοστό διείσδυσης αυτών στο δίκτυο. Εδώ όμως τα Φ/Β δεν εντάσσονται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, επομένως οι απορρίψεις της παραγωγής τους είναι συχνότερες και μεγαλύτερες.

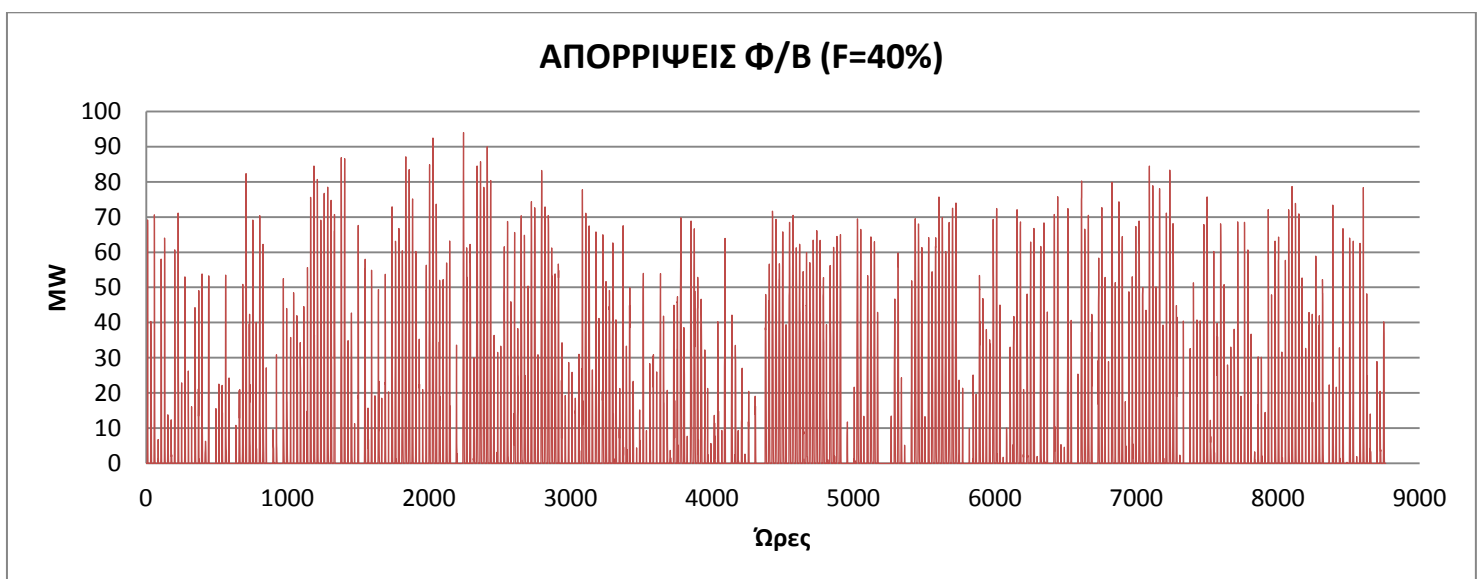
Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 380MW (δηλαδή  $X=R+F=100\%$  και  $R=60\%$ ,  $F=40\%$ ) προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών



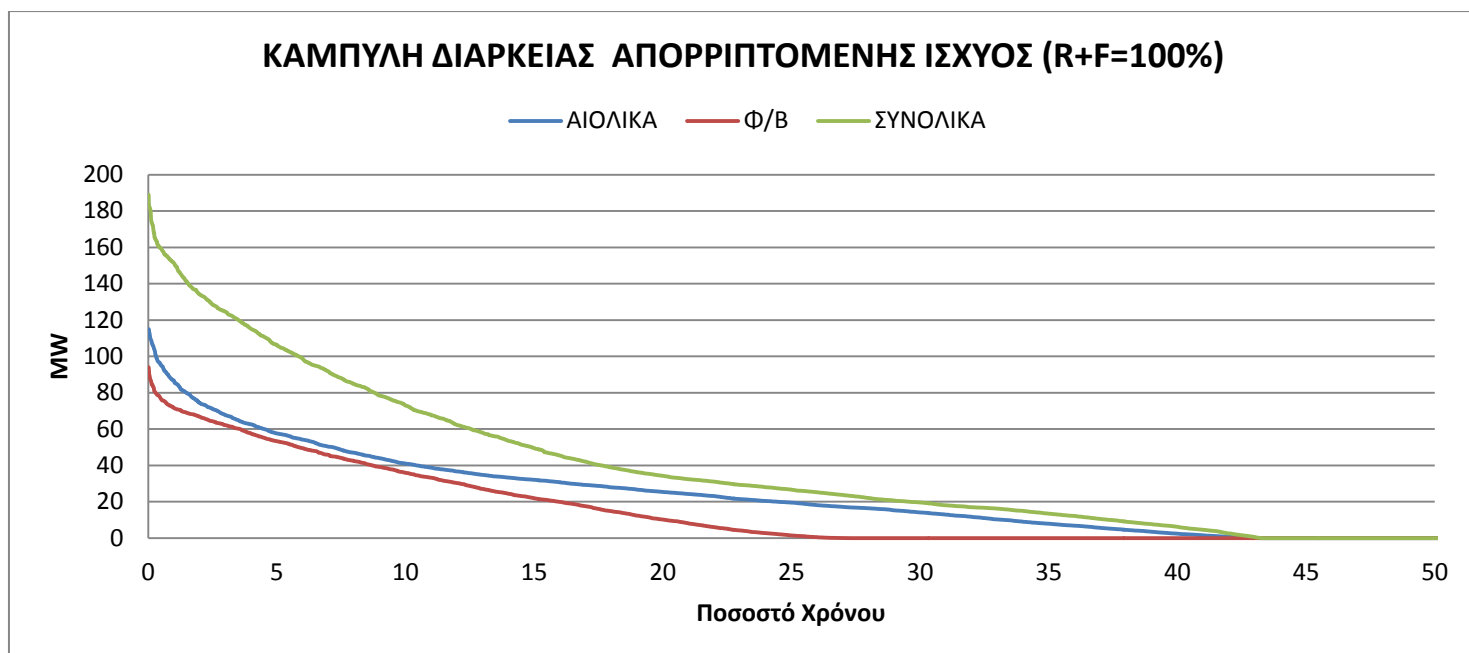
Σχήμα 4.21 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, αναλογία παραγωγής- απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και  $R=60\%$

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.22 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 152MW, αναλογία παραγωγής- απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και  $F=40\%$

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



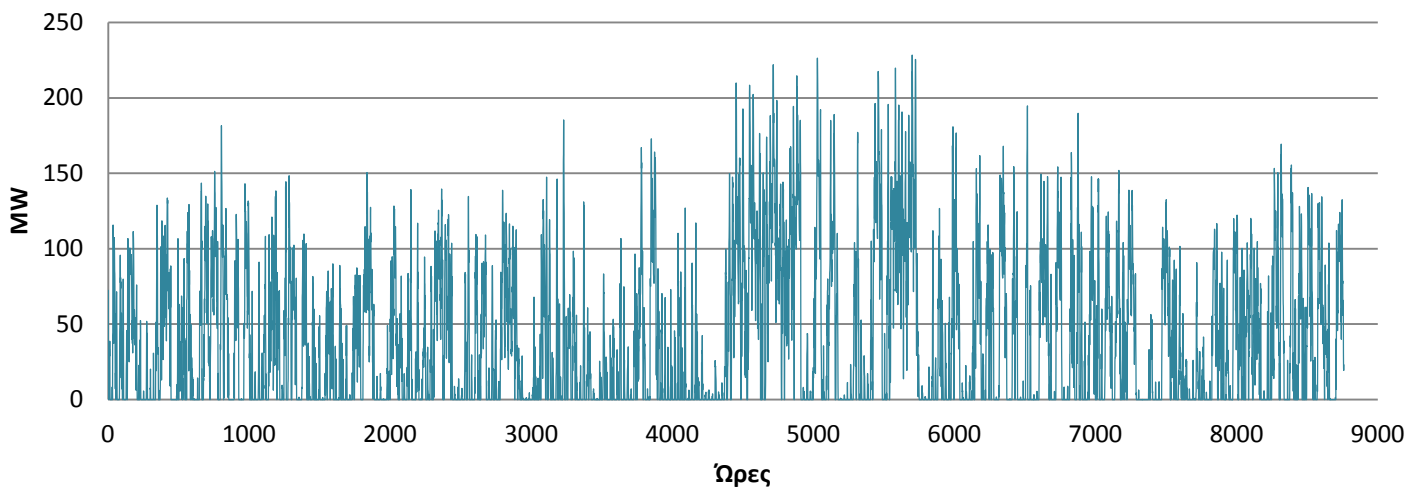
Σχήμα 4.23 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 6-4

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.21 αποτελεί το 17,3% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 106899MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.22 αποτελεί το 26,86% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 152MW, και αντιστοιχεί σε 70110MWh. Η απορριπτόμενη ενέργεια από Αιολικά μειώθηκε ακόμη περισσότερο σε σχέση με το σενάριο 4, γιατί η ωριαία απορριπτόμενη ισχύς προκύπτει με βάση την αναλογία παραγόμενης ισχύος από Αιολικά και Φ/Β. Έτσι έχει αυξηθεί η απορριπτόμενη ενέργεια από Φ/Β, η οποία είναι συγκρίσιμη με αυτή των Αιολικών. Μάλιστα παρατηρείται ότι από τα δυο παραπάνω ποσοστά, αυτό των Φ/Β είναι μεγαλύτερο από των Αιολικών, δηλαδή από την ενέργεια που παράγουν τα Φ/Β, απορρίπτεται περισσότερο μέρος σε σχέση με την αντίστοιχη από Αιολικά. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 20,14% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW και ισούται με το ποσοστό του 4<sup>ου</sup> σεναρίου για αυτή την εγκατεστημένη ισχύ.. Στο σχήμα 4.23 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 43% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 27% του Χρόνου. Η διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά είναι λίγο μικρότερη σε σχέση με την αντίστοιχη του 4<sup>ου</sup> σεναρίου. Για τα Φ/Β εμφανίζεται μεγάλη αύξηση του ποσοστού χρόνου, από 7% σε 27%, σε σχέση με την αντίστοιχη περίπτωση του 4<sup>ου</sup> σεναρίου και αυξάνεται η διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς, λόγω της αλλαγής ένταξης τους στο δίκτυο.

Για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών και Φ/Β ίση με 570MW, δηλαδή  $X=R+F=150\%$  και  $R=90\%$ ,  $F=60\%$  προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Αιολικών

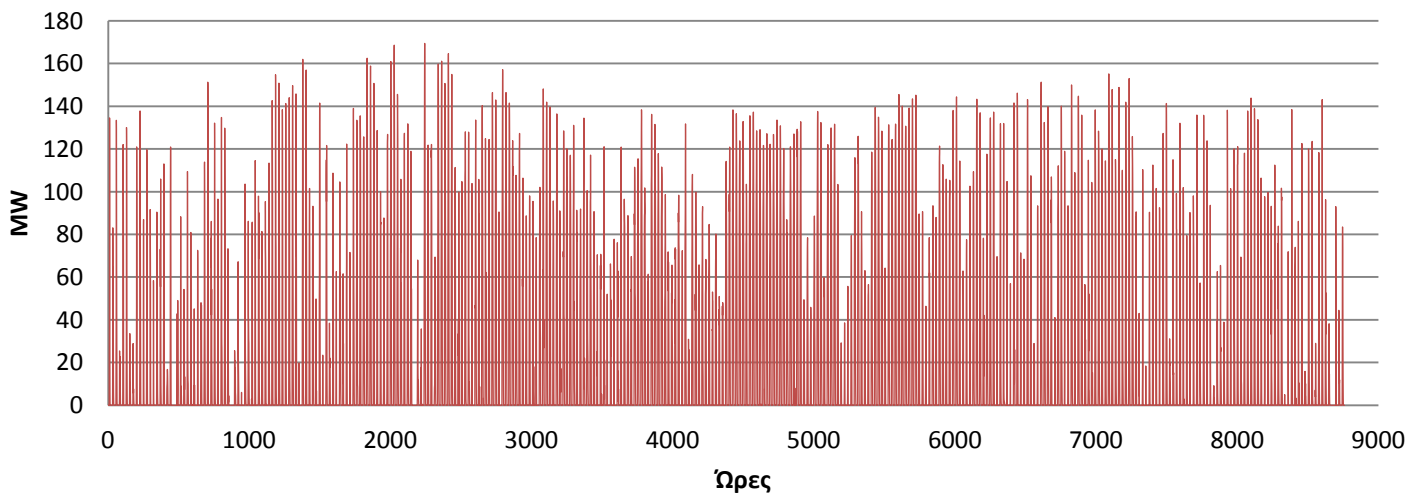
### ΑΠΟΡΡΙΨΕΙΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (R=90%)



Σχήμα 4.24 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 342MW, αναλογία παραγωγής- απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και R=90%

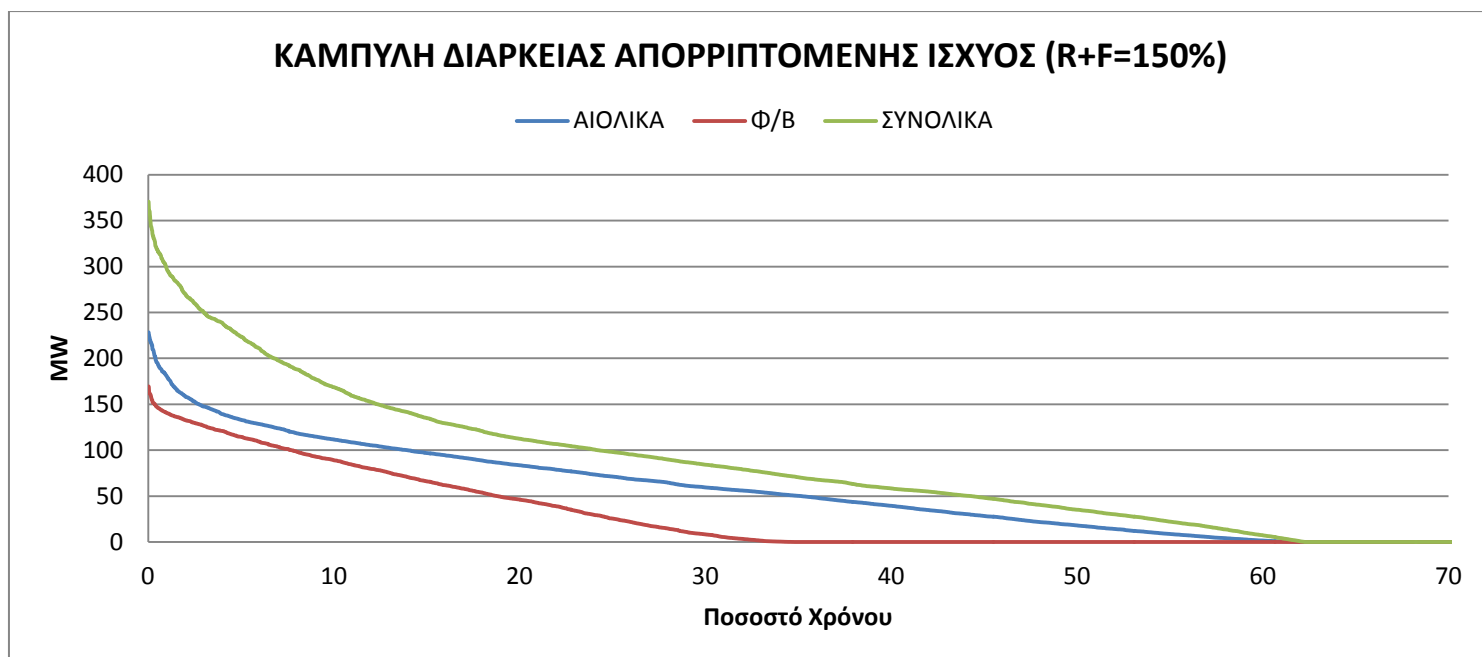
Η χρονοσειρά με τις απορρίψεις ισχύος Φ/Β

### ΑΠΟΡΡΙΨΕΙΣ Φ/Β (F=60%)



Σχήμα 4.25 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, αναλογία παραγωγής- απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και F=60%

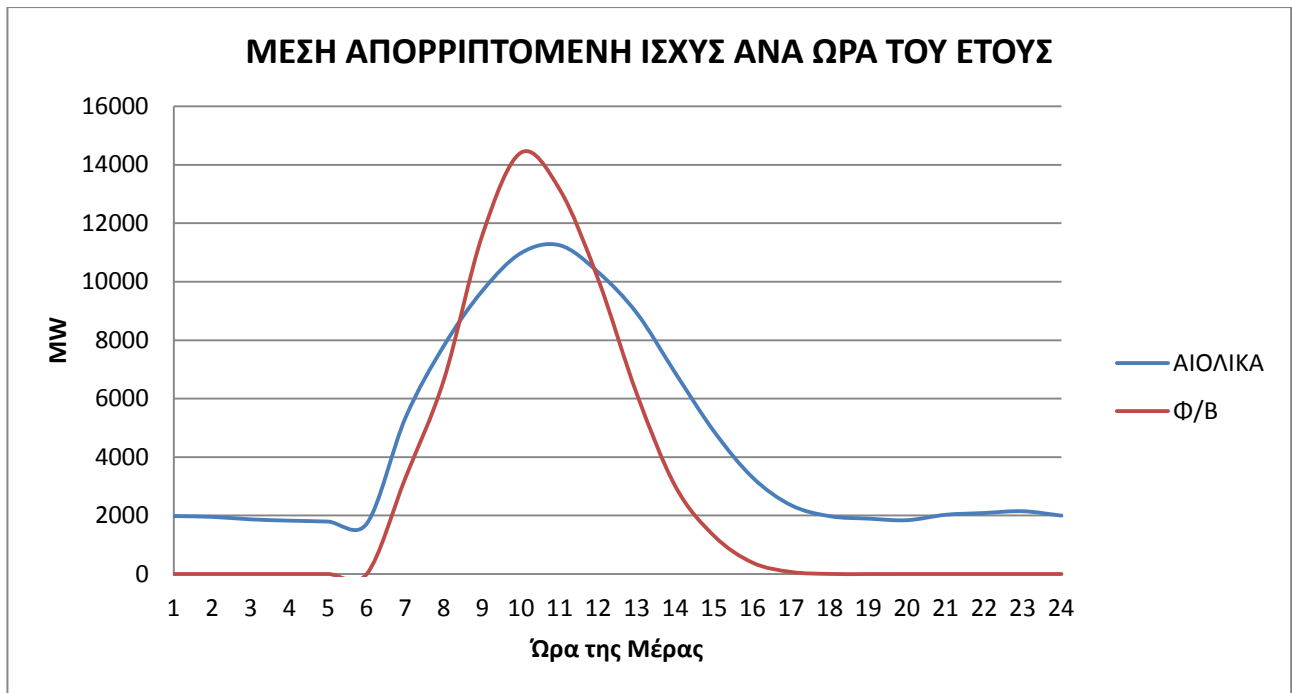
Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



Σχήμα 4.26 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 570MW, αναλογία παραγωγής-απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β και αναλογία εγκατάστασης Αιολικών Φ/Β 6-4

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.24 αποτελεί το 37,44% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 342MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 347070MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.25 αποτελεί το 46,99% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 228MW, και αντιστοιχεί σε 184037MWh. Ισχύουν και εδώ όσα αναφέρθηκαν προηγουμένως, στο ίδιο σενάριο, για εγκατεστημένη ισχύ 380MW. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 40,28% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 570MW και ισούται με το ποσοστό του 4<sup>ου</sup> σεναρίου για αυτή την εγκατεστημένη ισχύ.. Στο σχήμα 4.26 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 62% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 35% του Χρόνου. Η διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά είναι μικρότερη από την αντίστοιχη του 4<sup>ου</sup> σεναρίου. Για τα Φ/Β εμφανίζεται αύξηση, από 20% σε 35% και μεγαλύτερη απορριπτόμενη ισχύς, σε σχέση με την αντίστοιχη περίπτωση του 4<sup>ου</sup> σεναρίου, λόγω της αλλαγής ένταξης τους στο δίκτυο.

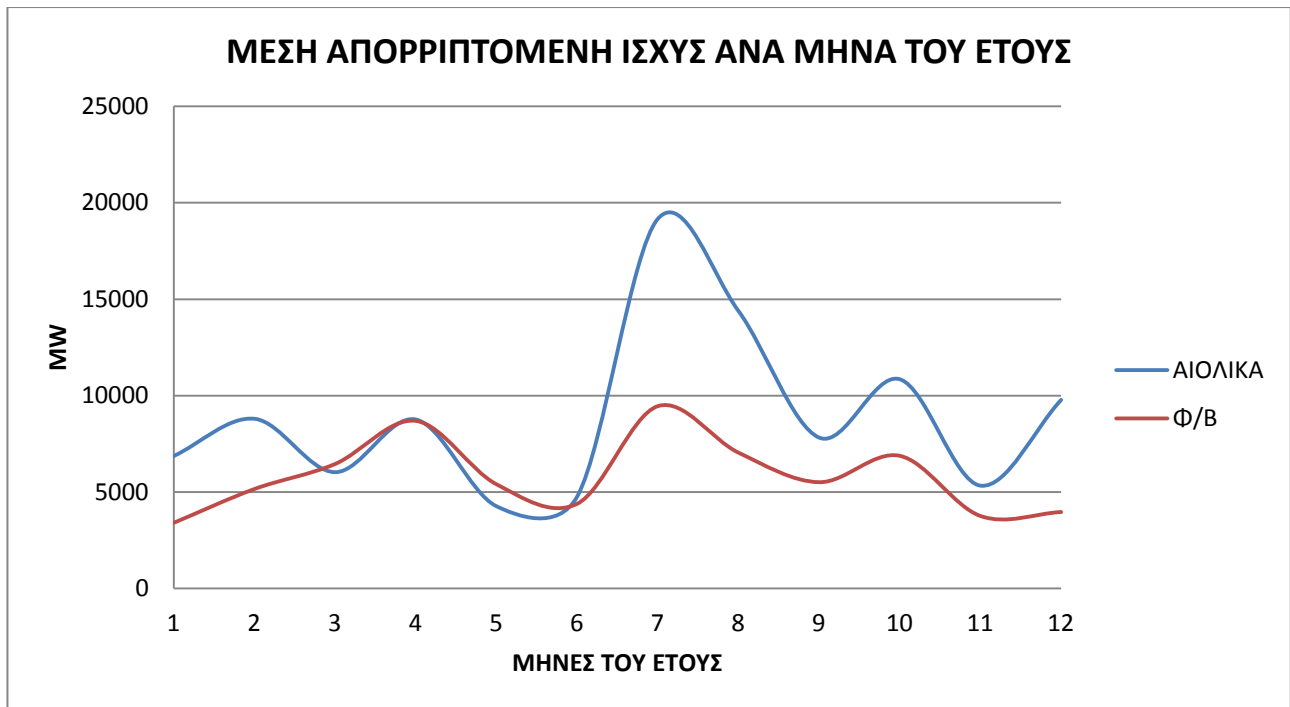
Τέλος για το σενάριο αυτό, παραθέτονται ενδεικτικά δυο διαγράμματα, για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 380MW και R=60%, F=40%. Στο σχήμα 4.27 παρουσιάζεται η μέση απορριπτόμενη ισχύς που προέκυψε για κάθε ώρα του έτους, για Αιολικά και Φ/Β. Στο σχήμα 4.28 παρουσιάζεται η μέση απορριπτόμενη ισχύς που προέκυψε για κάθε μήνα του έτους, για Αιολικά και Φ/Β.



Σχήμα 4.27 Μέση απορριπτόμενη ισχύς ανά ώρα του έτους

Το παραπάνω σχήμα 4.27, δείχνει πώς μεταβάλλεται η ισχύς για κάθε ώρα της ημέρας κατά τη διάρκεια ενός έτους. Από το σχήμα αυτό αντλούνται τα ακόλουθα στοιχεία:

- Κατά τη διάρκεια της νύχτας ή τις απογευματινές ώρες, πριν τη δύση του ηλίου, οι απορρίψεις από Φ/Β είναι μηδενικές, λόγω της μηδενικής παραγωγής. Υπάρχουν απορρίψεις από Αιολικά που διατηρούνται σε ένα επίπεδο της τάξης των 2000MW, λόγω της μικρότερης κατανάλωσης ενέργειας από τους καταναλωτές και συνεπώς μικρότερης παραγωγής ενέργειας από το δίκτυο.
- Κατά τη διάρκεια της μέρας οι απορρίψεις από Αιολικά αλλά και Φ/Β παρουσιάζουν ιδιαίτερα μεγάλη αύξηση. Για τα Αιολικά από περίπου 2000MW φτάνουν πάνω από 10000MW κατά τις 10 το πρωί. Αντίστοιχα για τα Φ/Β, από μηδενικές απορρίψεις φτάνουν πάνω από 14000MW. Αυτό οφείλεται στην αυξημένη παραγωγή ενέργειας αυτές τις ώρες λόγω μεγαλύτερης ζήτησης από τους καταναλωτές. Επομένως τα ποσά που απορρίπτονται από το δίκτυο είναι μεγαλύτερα.



Σχήμα 4.28 Μέση απορριπτόμενη ισχύς ανά μήνα του έτους

Το παραπάνω σχήμα 4.28, δείχνει πώς μεταβάλλεται η ισχύς κάθε μήνα κατά τη διάρκεια ενός έτους. Από το σχήμα αυτό αντλούνται τα ακόλουθα στοιχεία:

- Το πλέον σημαντικό συμπέρασμα από το παραπάνω σχήμα είναι η αύξηση απορριπτόμενης ισχύος κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Λόγω αυξημένης ζήτησης από τους καταναλωτές, κυρίως λόγω τουρισμού ή κλιματιστικών συσκευών, αυξάνεται και η παραγωγή ενέργειας. Επομένως απορρίπτονται μεγαλύτερα ποσά που δεν απορροφούνται από το δίκτυο.
- Οι καμπύλες αιολικών και Φ/Β έχουν όμοια μορφή, με μικρότερη ισχύ για τα Φ/Β, μέγιστη ισχύς στο σχήμα σχεδόν 10000MW, για τον Ιούλιο. Η αντίστοιχη μέγιστη ισχύς από Αιολικά φτάνει σχεδόν τα 20000MW. Η διαφορά αυτή οφείλεται στις εγκατεστημένες ισχύεις των δυο μορφών ενέργειας που ορίστηκαν στο 5<sup>ο</sup> σενάριο.

## 4.2 Αποτελέσματα για τη μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος

Στον ακόλουθο πίνακα 4.2 παρουσιάζονται, συνοπτικά, τα σενάρια που μελετήθηκαν, αντλούμενα από τον ενεργειακό σχεδιασμό[1]:

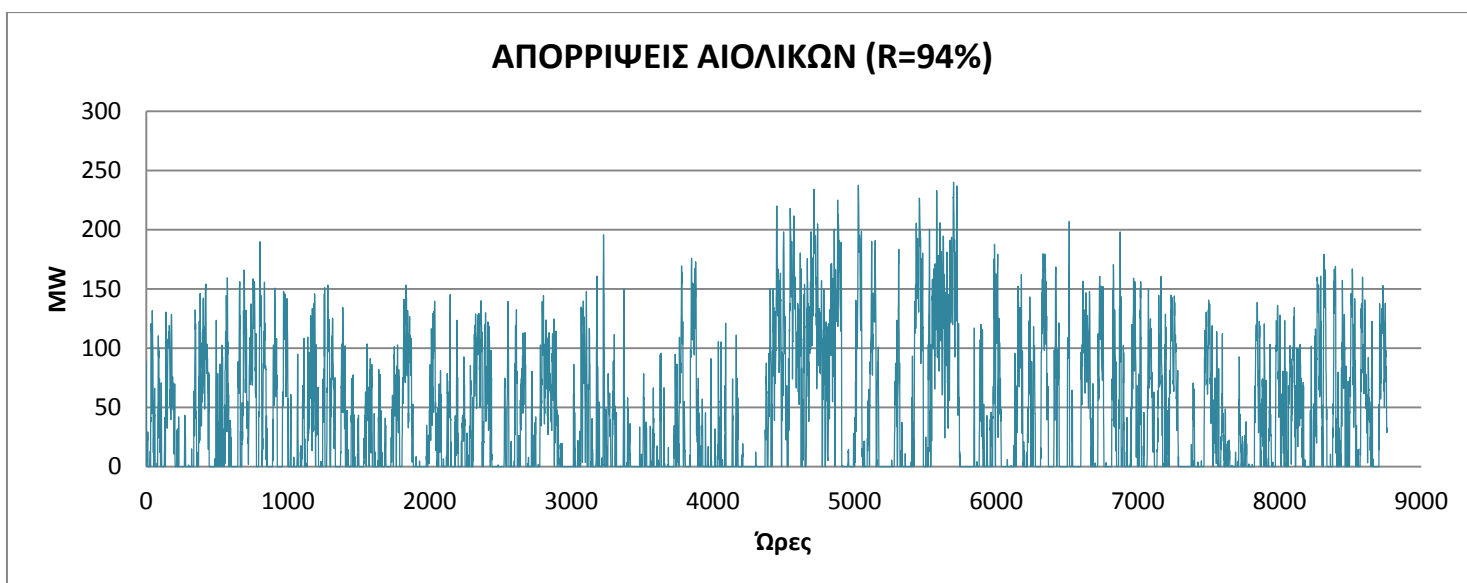
ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΑ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ- Φ/Β			ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΟΥ
		X(%)	R(%)	F(%)	
2020	ΥΦ	122	94	28	ΤΗΡΗΣΗ ΣΥΝΤΗΡΗΤΙΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 40%
2030	ΥΦ	145	101	44	ΤΗΡΗΣΗ ΣΥΝΤΗΡΗΤΙΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 40%
	ΠΕΚ70%	142	98	44	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 85% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%
	ΜΕΑΠ70%	186	123	63	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 100% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%
2040	ΥΦ	160	102	58	ΤΗΡΗΣΗ ΣΥΝΤΗΡΗΤΙΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 40%
	ΠΕΚ70%	194	110	84	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 85% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%
	ΜΕΑΠ70%	226	129	97	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 100% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%
2050	ΥΦ	208	112	96	ΤΗΡΗΣΗ ΣΥΝΤΗΡΗΤΙΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 40%
	ΠΕΚ70%	210	116	94	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 85% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%
	ΜΕΑΠ70%	230	126	104	ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΤΟΥ 100% ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ/ ΜΕΙΩΣΗ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΚΑΤΑ 70%

Πίνακας 4.2 Σενάρια που μελετήθηκαν

Να σημειωθεί ότι για τα παραπάνω σενάρια θεωρήθηκε ακόμα ότι η ένταξη Αιολικών- Φ/Β στο δίκτυο έγινε με αναλογία παραγωγής ενέργειας- απορρίψεων, όπως αναλύθηκε στην 3<sup>η</sup> περίπτωση του 3<sup>ου</sup> κεφαλαίου.

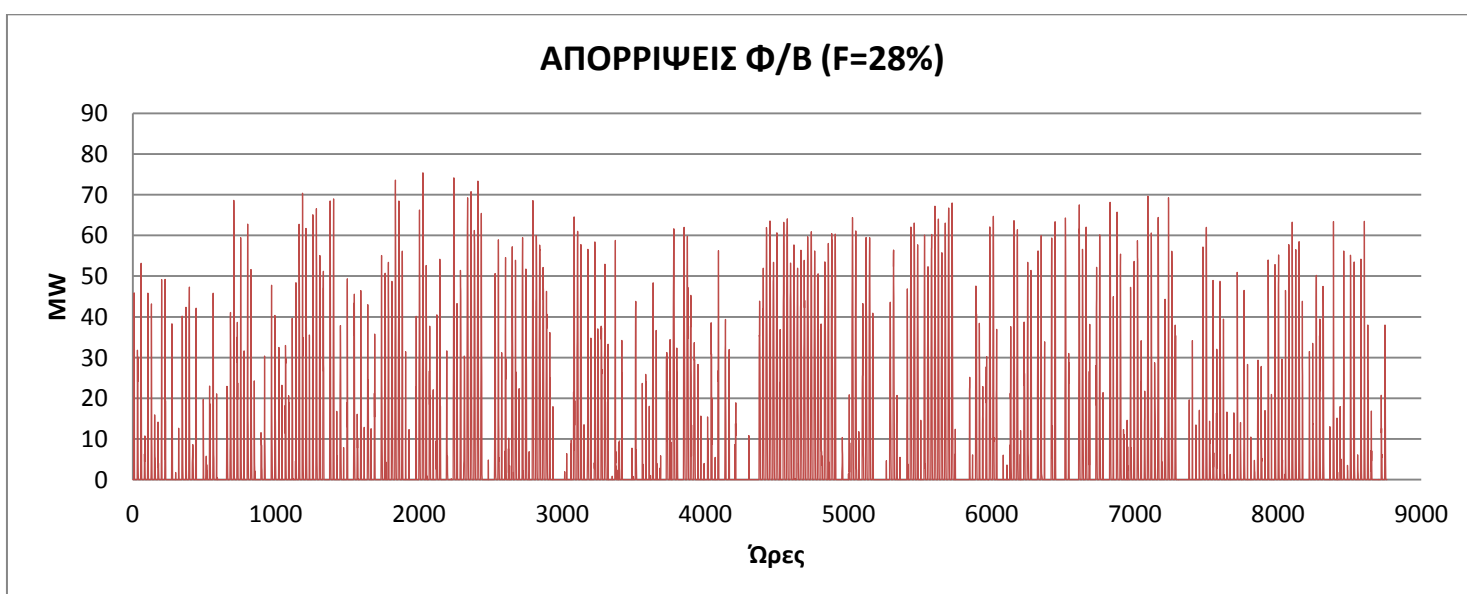
**Έτος 2020:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 426MW. Για το έτος αυτό, αναπτύχθηκε μόνο ένα σενάριο για εγκατεστημένη ισχύ Αιολικών ίση με 400MW, δηλαδή το 94% του μέσου φορτίου του έτους (R=94%), και εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β ίση με 119MW, δηλαδή το 28% του μέσου φορτίου του έτους (F=28%). Προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Αιολικών



Σχήμα 4.29 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 400MW και R=94%, 2020-ΥΦ

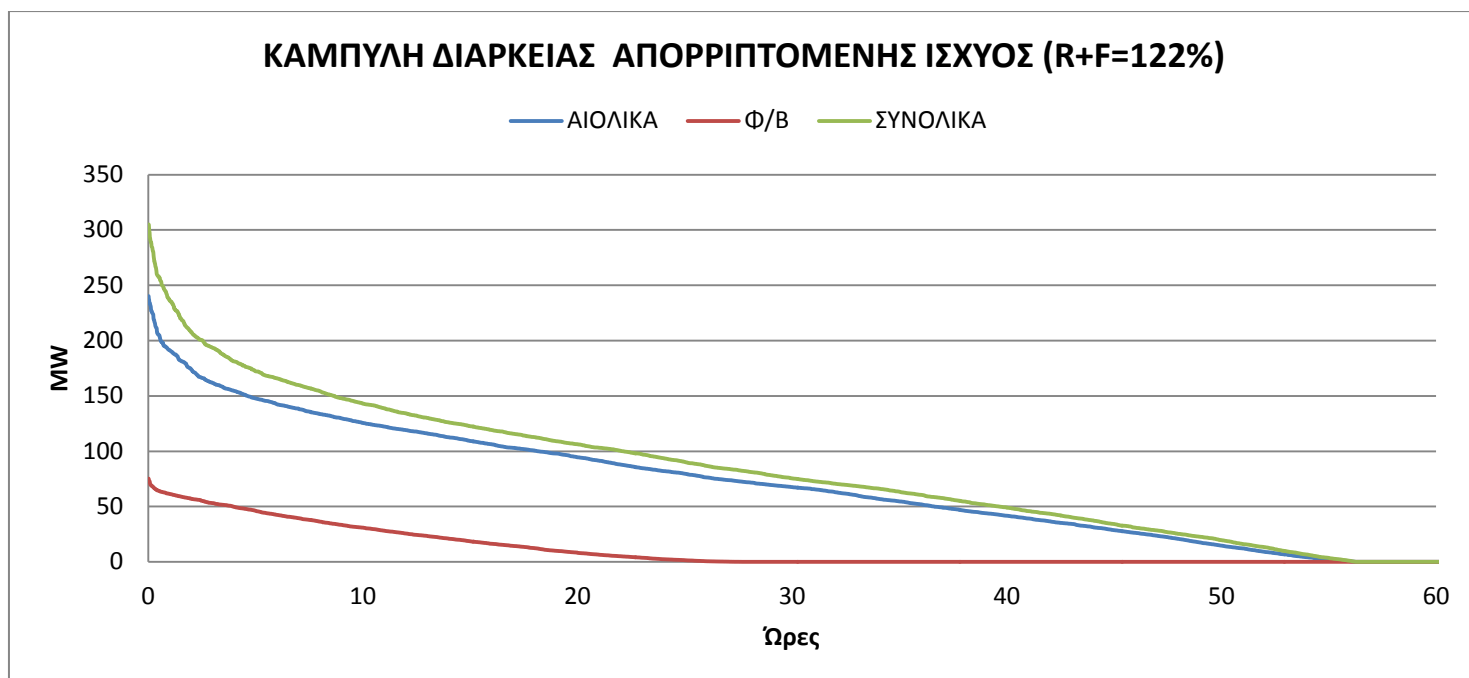
Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.30 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 119MW και F=28%, 2020-ΥΦ



Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



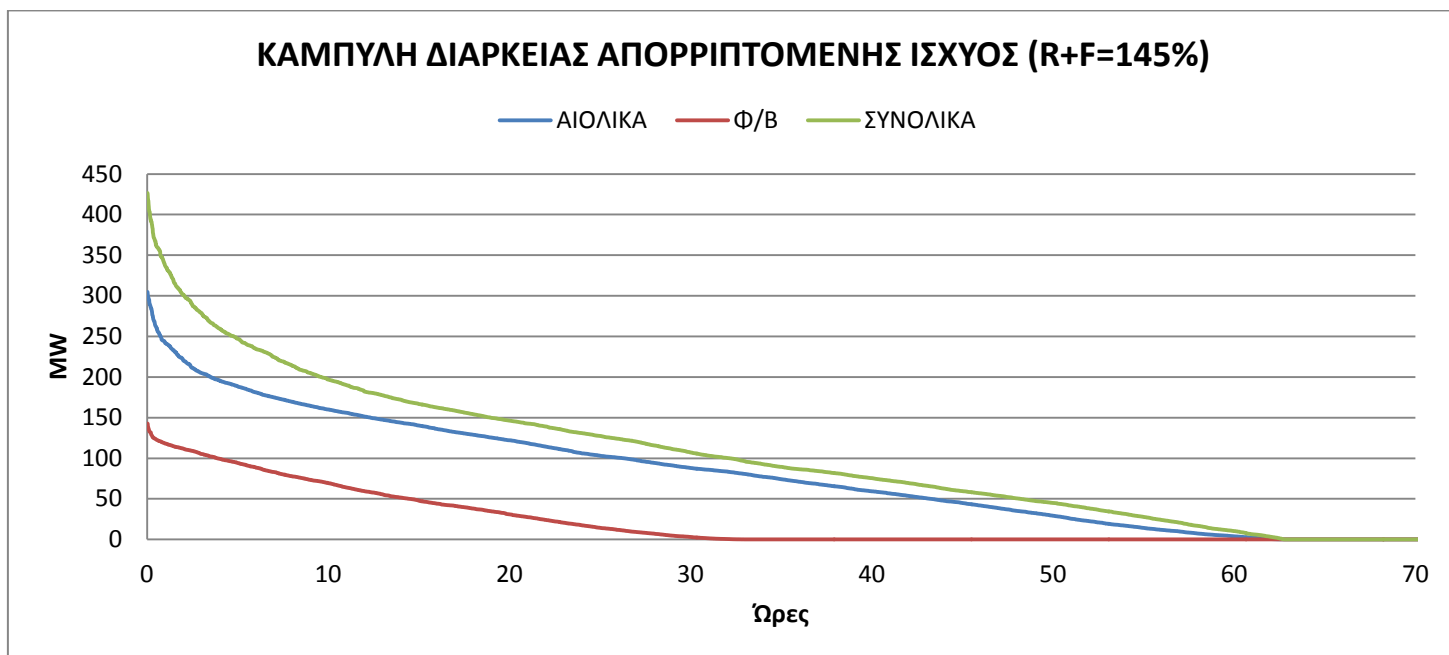
Σχήμα 4.31 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 519MW, 2020-ΥΦ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων του σχήματος 4.29 αποτελεί το 34,78% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 400MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 379124MWh. Το σύνολο των απορρίψεων του σχήματος 4.30 αποτελεί το 29,25% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 119MW, και αντιστοιχεί σε 59910MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 33,91% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 519MW. Στο σχήμα 4.31 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 56% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 28% του Χρόνου.

**Έτος 2030:** Για το έτος αυτό αναπτύσσονται τρία διαφορετικά σενάρια τα οποία και παραθέτονται ακολούθως.

**1) Υφιστάμενο σενάριο:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 458MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 463MW, δηλαδή το 101% του μέσου φορτίου του έτους ( $R=101\%$ ), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 202MW, δηλαδή το 44% του μέσου φορτίου του έτους ( $F=44\%$ ). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου

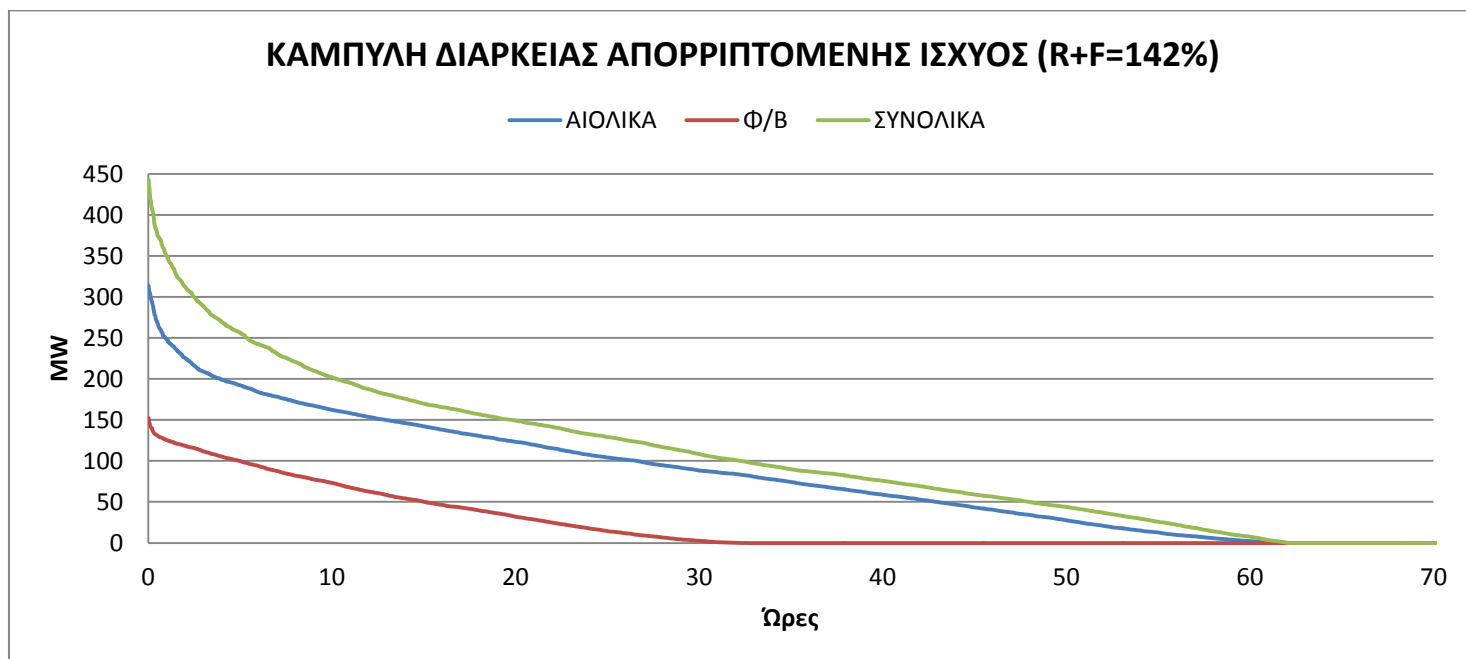


Σχήμα 4.32 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 665MW, 2030-ΥΦ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 40,19% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 463MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 503235MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 40,36% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 202MW, και αντιστοιχεί σε 139520MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 40,22% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 665MW. Στο σχήμα 4.32 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 63% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 33% του Χρόνου. Παρατηρείται ότι τα Φωτοβολταϊκά έχουν αρχίσει ήδη από το 2030 να παίζουν σημαντικότερο ρόλο στα ποσά των απορρίψεων και μάλιστα το ποσοστό απορρίψεων σε σχέση με την παραγωγή ενέργειας είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο των Αιολικών, κάτι που θα φανεί και στην ανάλυση των επόμενων σεναρίων.

**2) Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 491MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 481MW, δηλαδή το 98% του μέσου φορτίου του έτους (R=98%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 216MW, δηλαδή το 44% του μέσου φορτίου του έτους (F=44%). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου

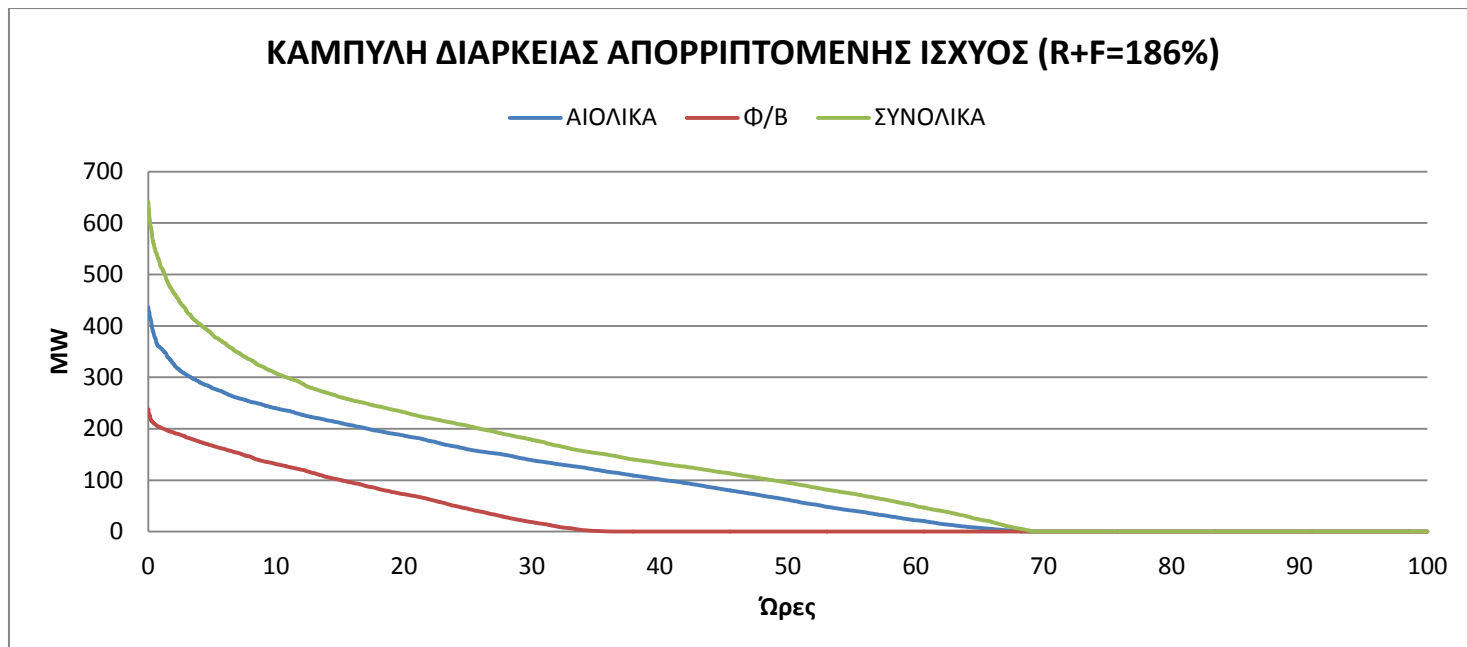


Σχήμα 4.33 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 697MW, 2030-ΠΕΚ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 38,94% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 481MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 507230MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 39,74% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 216MW, και αντιστοιχεί σε 147257MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 39,12% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 697MW. Στο σχήμα 4.33 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 62% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 33% του Χρόνου.

**3) Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 485MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 597MW, δηλαδή το 123% του μέσου φορτίου του έτους ( $R=123\%$ ), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 306MW, δηλαδή το 63% του μέσου φορτίου του έτους ( $F=63\%$ ). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου



Σχήμα 4.34 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 903MW, 2030-ΜΕΑΠ

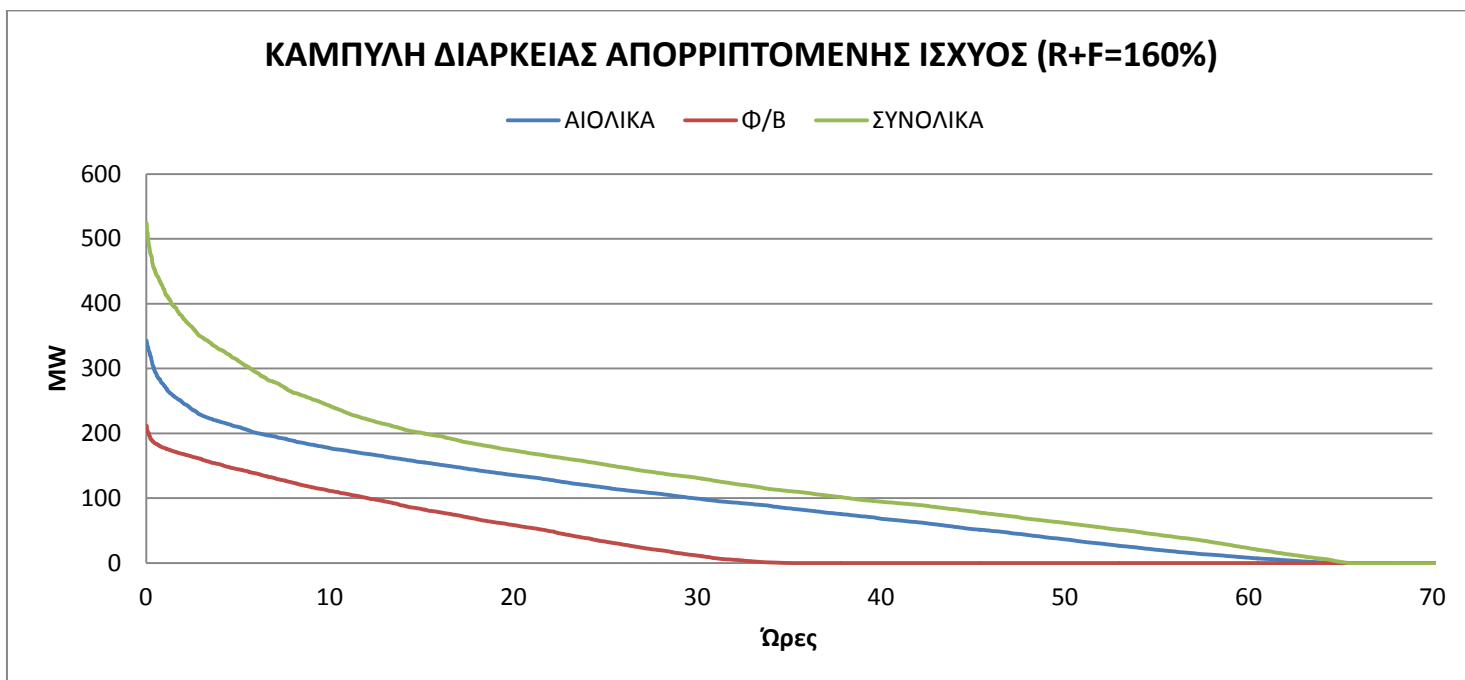
Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 49,68% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 597MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 802370MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 53,41% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 306MW, και αντιστοιχεί σε 279902MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 50,60% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 903MW. Στο σχήμα 4.34 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 69% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 36% του Χρόνου.

Οι τάξεις μεγέθους της απορριπτόμενης ισχύος αυξάνουν από το 1<sup>ο</sup> στο 3<sup>ο</sup> σενάριο του έτους 2030, λόγω της αυξανόμενης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

**Έτος 2040:** Και γι' αυτό το έτος αναπτύσσονται τρία διαφορετικά σενάρια τα οποία και παραθέτονται ακολούθως

**1) Υφιστάμενο σενάριο:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 488MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 498MW, δηλαδή το 102% του μέσου φορτίου του έτους (R=102%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 283MW, δηλαδή το 58% του μέσου φορτίου του έτους (F=58%). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου

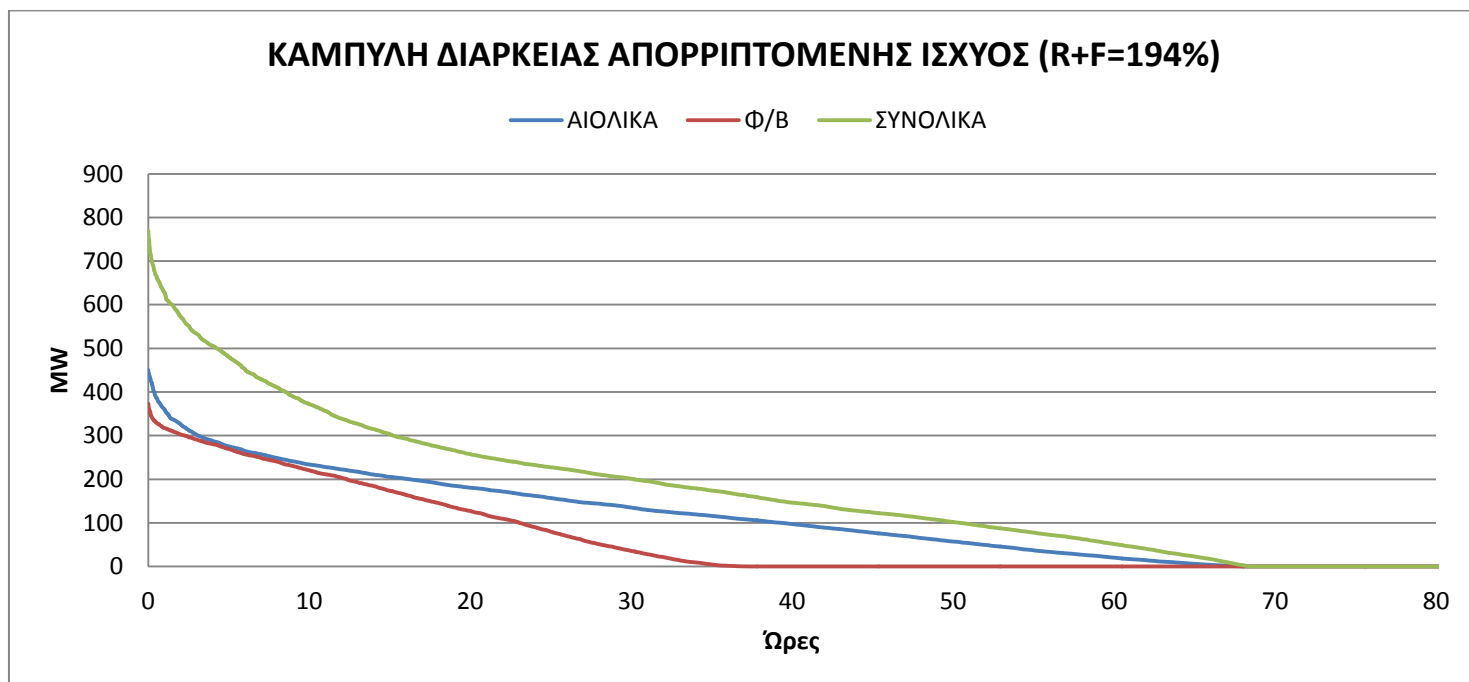


Σχήμα 4.35 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 781MW, 2040-ΥΦ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 42,28% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 498MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 572788MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 48,14% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 283MW, και αντιστοιχεί σε 233978MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 43,83% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 781MW. Στο σχήμα 4.35 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 65% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 35% του Χρόνου.

**2) Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 552MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 607MW, δηλαδή το 110% του μέσου φορτίου του έτους (R=110%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 464MW, δηλαδή το 84% του μέσου φορτίου του έτους (F=84%). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

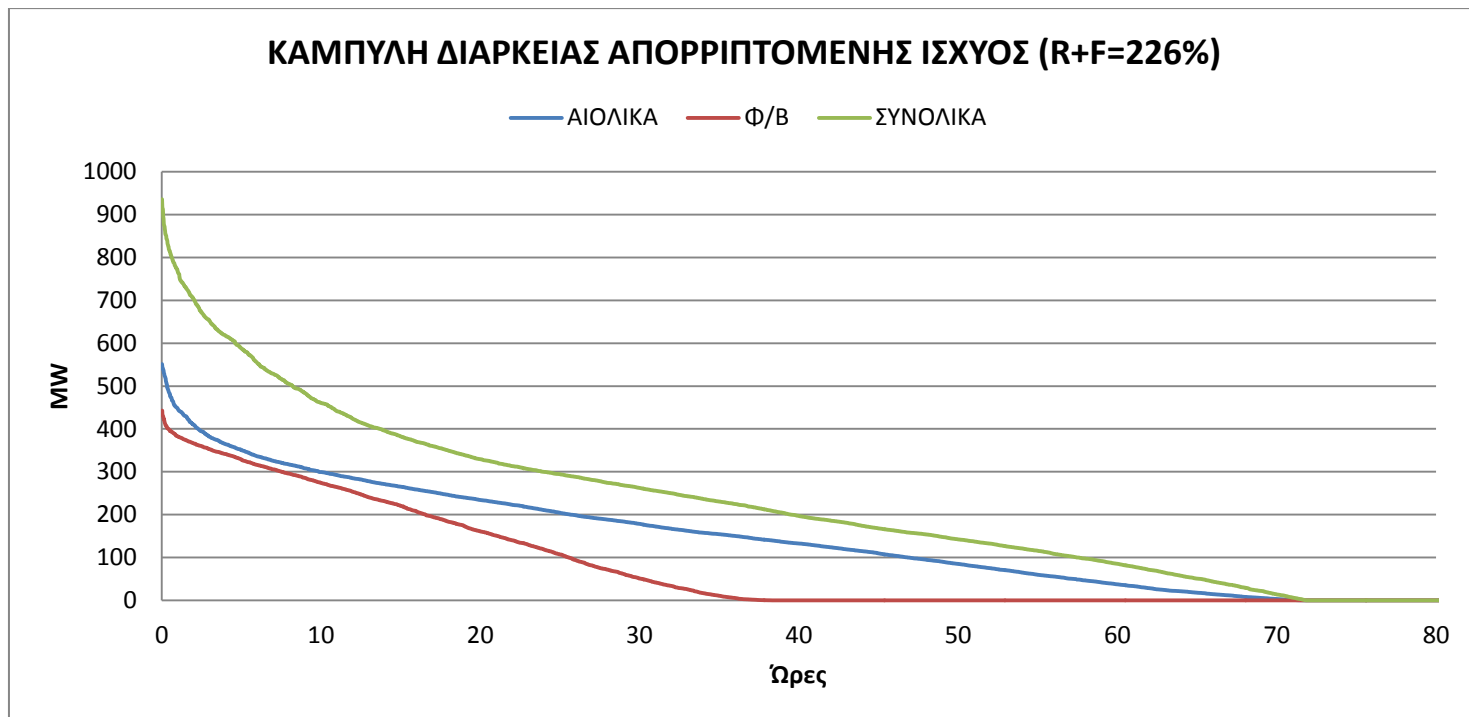


Σχήμα 4.36 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 1071MW, 2040-ΠΕΚ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 47,36% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 607MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 782667MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 59,16% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 464MW, και αντιστοιχεί σε 471057MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 51,19% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 1071MW. Στο σχήμα 4.36 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 68% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 37% του Χρόνου.

**3) Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 550MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 710MW, δηλαδή το 129% του μέσου φορτίου του έτους (R=129%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 534MW, δηλαδή το 97% του μέσου φορτίου του έτους (F=97%). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου



Σχήμα 4.37 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 1244MW, 2040-ΜΕΑΠ

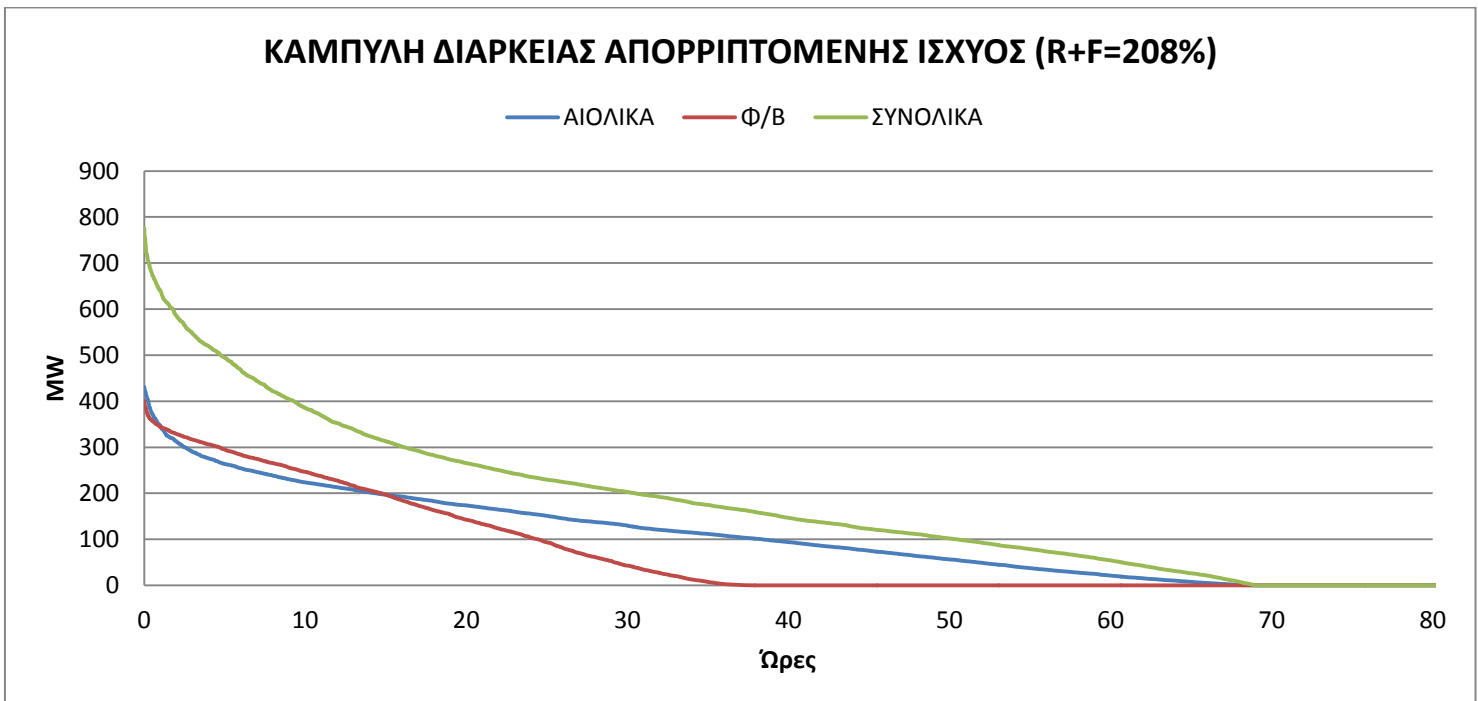
Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 53,63% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 710MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 1035683MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 64,44% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 534MW, και αντιστοιχεί σε 590404MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 57,11% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 1244MW. Στο σχήμα 4.37 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 72% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 38% του Χρόνου.

Οι τάξεις μεγέθους της απορριπτόμενης ισχύος αυξάνουν από το 1<sup>ο</sup> στο 3<sup>ο</sup> σενάριο του έτους 2040, λόγω της αυξανόμενης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Ακόμη παρατηρείται ότι τα Φ/Β παρουσιάζουν μεγαλύτερη ανάπτυξη από το 2030 στο 2040 σε σχέση με τα Αιολικά. Το F από 44% φτάνει 97%, ενώ το R από 98% φτάνει 129%.

**Έτος 2050:** Τέλος και γι' αυτό το έτος αναπτύσσονται τρία διαφορετικά σενάρια τα οποία και παραθέτονται ακολούθως

**1) Υφιστάμενο σενάριο:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 509MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 570MW, δηλαδή το 112% του μέσου φορτίου του έτους (R=112%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 489MW, δηλαδή το 96% του μέσου φορτίου του έτους (F=96%). Δίνονται τα ακόλουθα διαγράμματα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις απορρίψεις του Σεναρίου



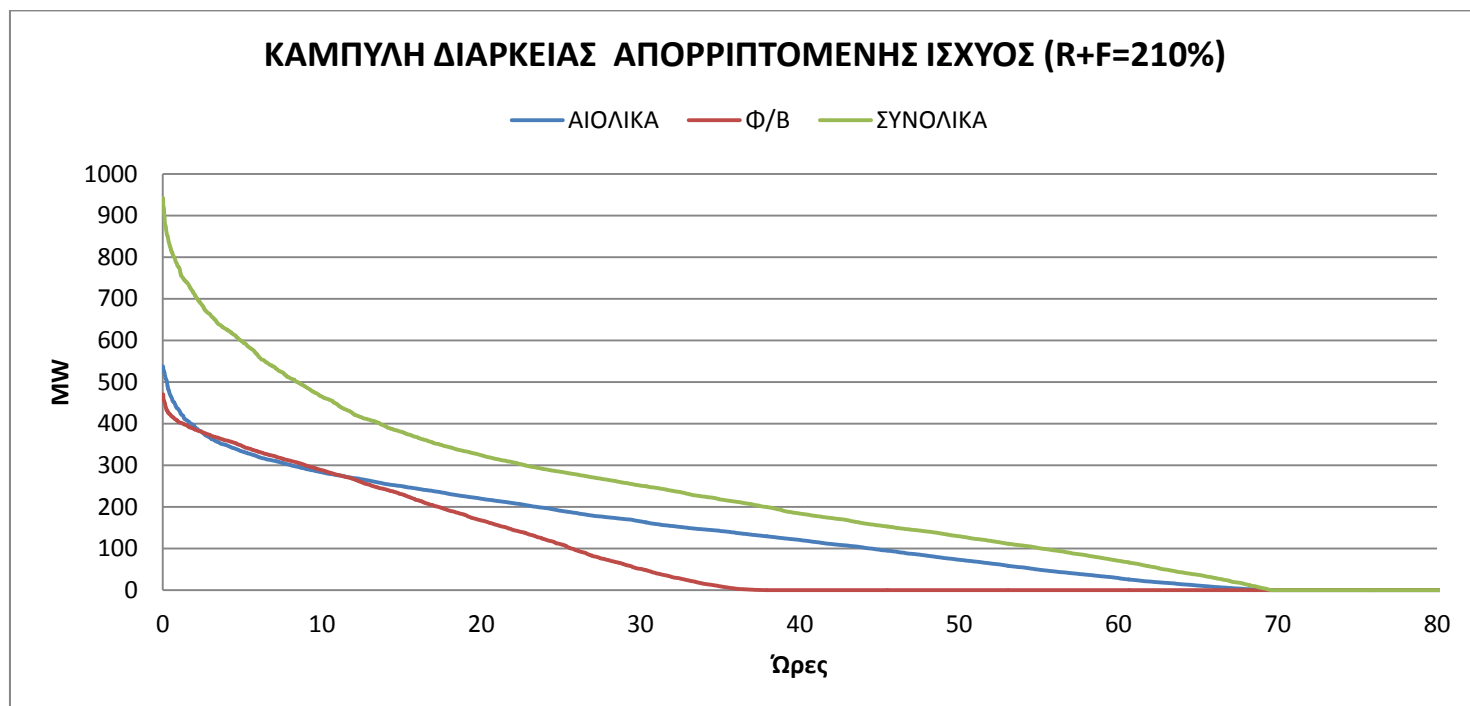
Σχήμα 4.38 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 1059MW, 2050-ΥΦ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 48,74% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 570MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 752200MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 62,64% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 489MW, και αντιστοιχεί σε 525001MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 53,63% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 1059MW. Στο σχήμα 4.38 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 69% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 38% του Χρόνου.



**2) Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 610MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 708MW, δηλαδή το 116% του μέσου φορτίου του έτους (R=116%), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 573MW, δηλαδή το 94% του μέσου φορτίου του έτους (F=94%). Δίνεται το ακόλουθο διάγραμμα:

Η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις

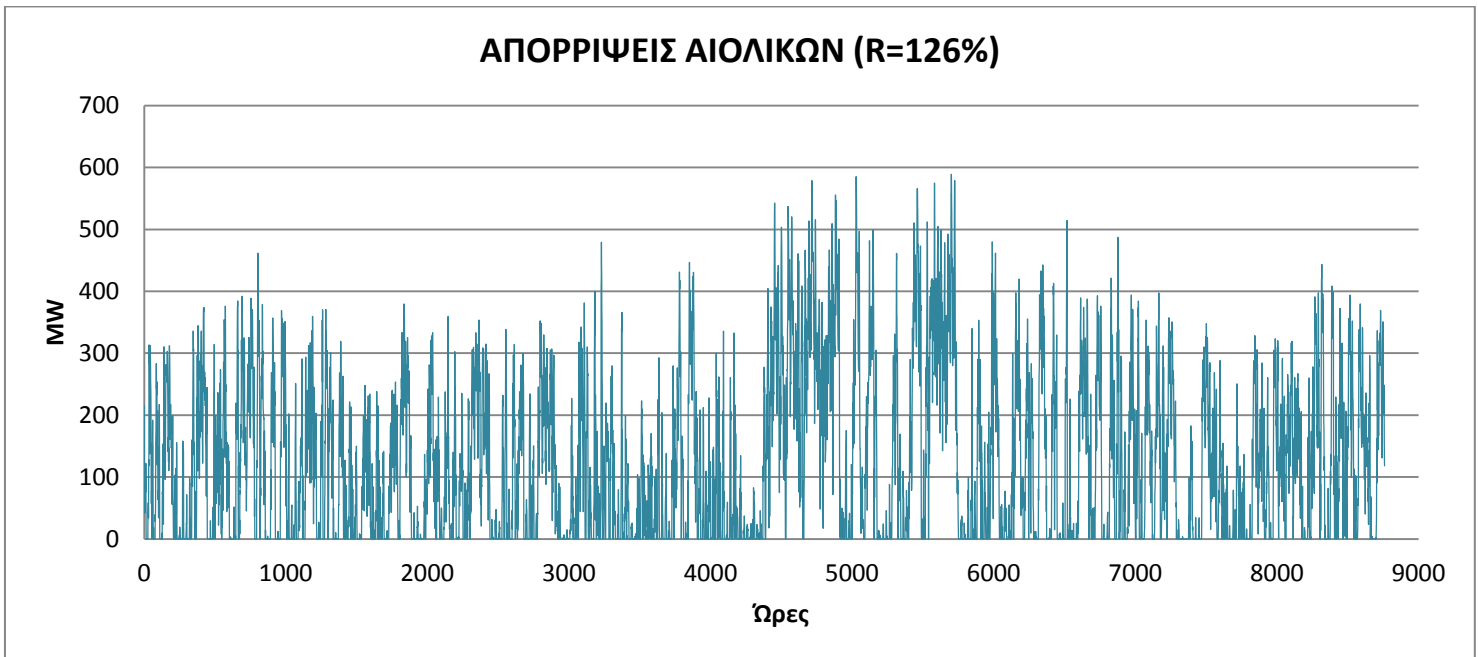


Σχήμα 4.39 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 1281MW, 2050-ΠΕΚ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 49,83% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 708MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 954606MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 62,53% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 573MW, και αντιστοιχεί σε 614957MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 54,14% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 1281MW. Στο σχήμα 4.39 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 70% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 38% του Χρόνου.

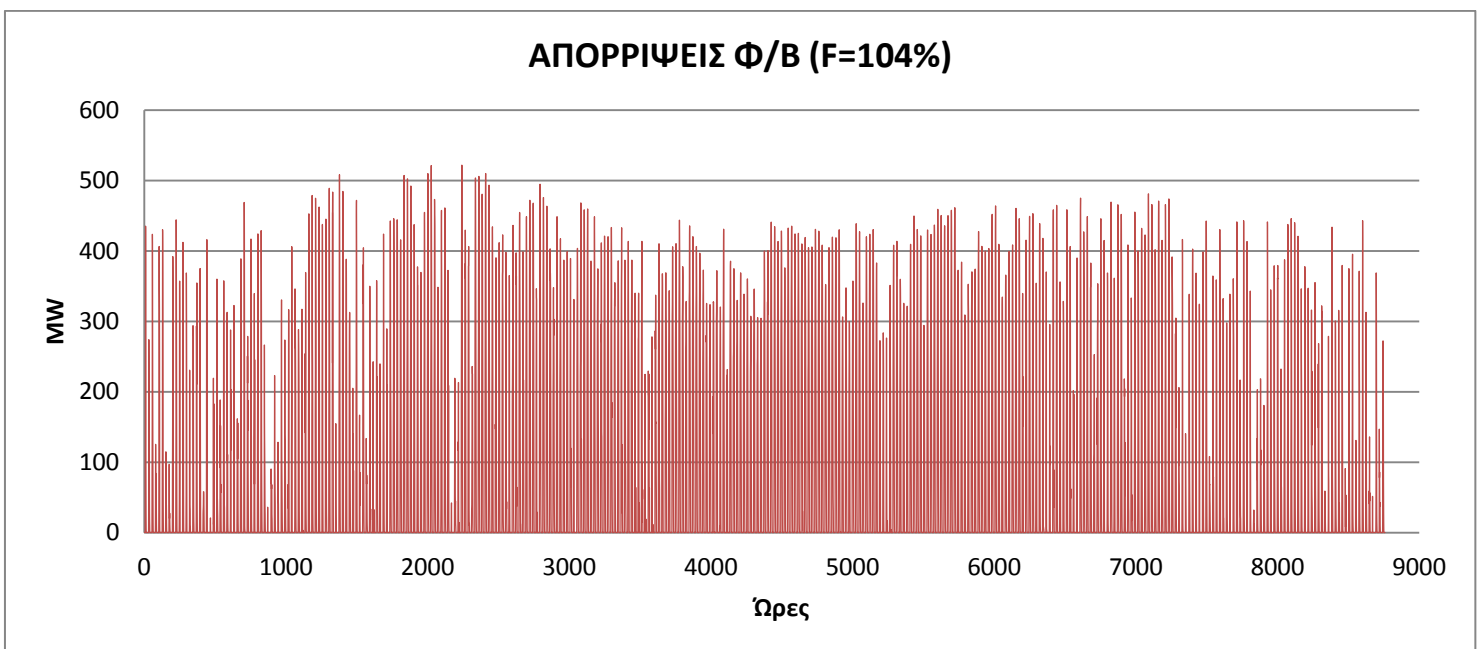
**3) Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ:** Το μέσο φορτίο υπολογίστηκε στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο 600MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών είναι ίση με 756MW, δηλαδή το 126% του μέσου φορτίου του έτους ( $R=126\%$ ), και η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ίση με 624MW, δηλαδή το 104% του μέσου φορτίου του έτους ( $F=104\%$ ). Δίνονται τα ακόλουθα διαγράμματα:

Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Αιολικών



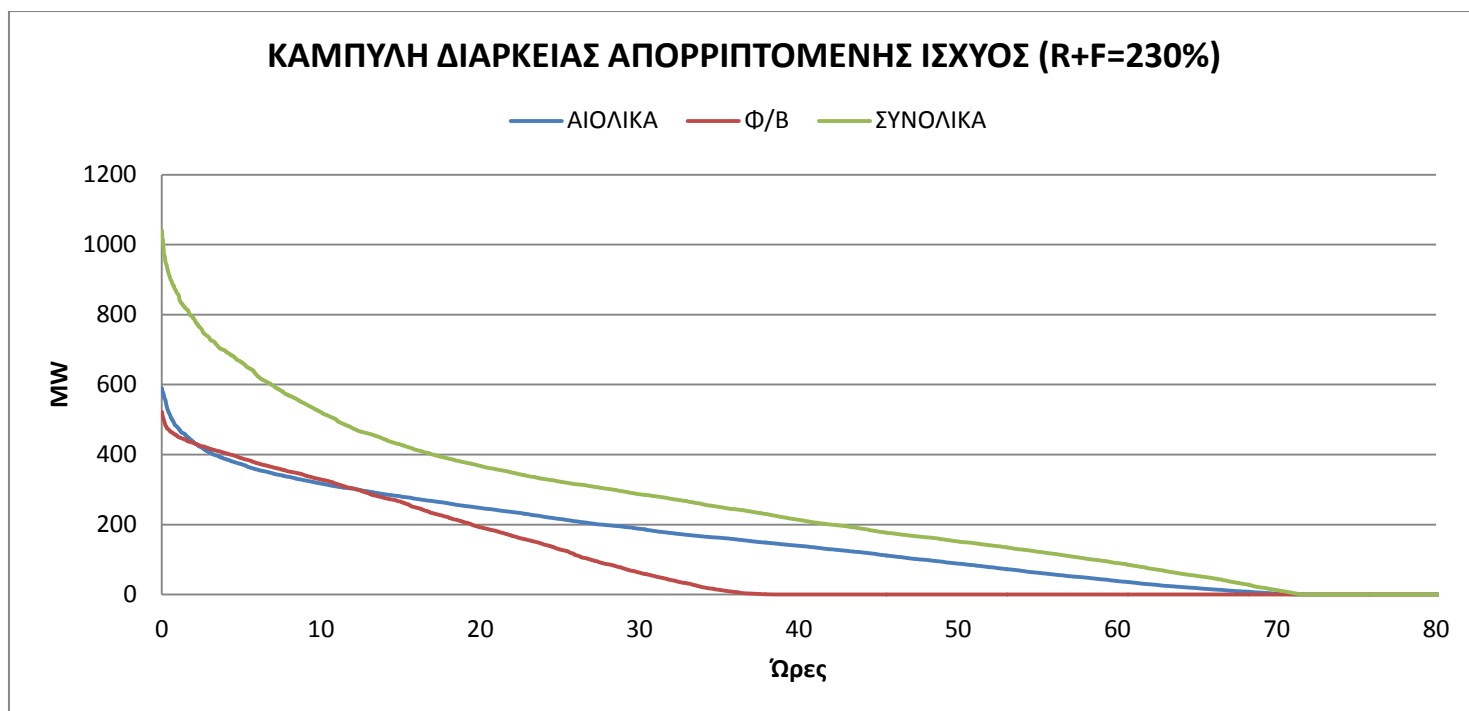
Σχήμα 4.40 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Αιολικών Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 756MW και  $R=126\%$ , 2050-ΜΕΑΠ

Χρονοσειρά απορρίψεων ισχύος Φ/Β



Σχήμα 4.41 Ωριαίες απορρίψεις ισχύος Φ/Β Σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 624MW και  $F=104\%$ , 2050-ΜΕΑΠ

Και η καμπύλη διάρκειας που αντιστοιχεί στις παραπάνω απορρίψεις



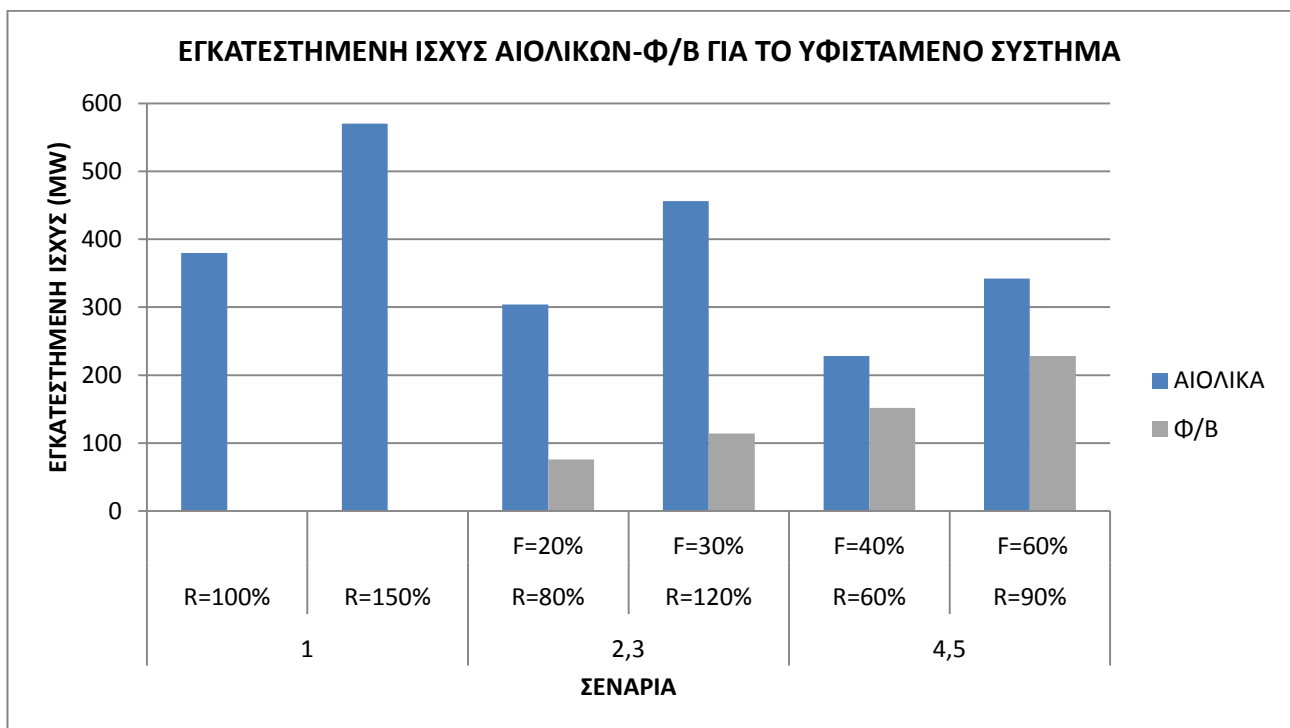
Σχήμα 4.42 Καμπύλη Διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 1380MW, 2050-ΜΕΑΠ

Σχόλια των παραπάνω αποτελεσμάτων: Το σύνολο απορρίψεων Αιολικών αντιστοιχεί στο 53,18% της παραγωγής ενέργειας Αιολικών σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 756MW, και αντιστοιχεί σε απορριπτόμενη ενέργεια 1088332MWh. Το σύνολο των απορρίψεων Φ/Β αποτελεί το 65,72% της παραγωγής Φ/Β σταθμών για εγκατεστημένη ισχύ 624MW, και αντιστοιχεί σε 703433MWh. Το σύνολο των απορρίψεων από Αιολικά και Φ/Β προκύπτει 57,48% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, για εγκατεστημένη ισχύ 1380MW. Σε αυτό το σενάριο δίνονται επιπλέον τα διαγράμματα 4.40 και 4.41 με τις ωριαίες απορρίψεις ισχύος από Αιολικά και Φ/Β, για να φανεί η αύξηση της τάξης μεγέθους των απορρίψεων σε σχέση με το έτος 2020, λόγω μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος που υπάρχει σε αυτό το σενάριο και επειδή πρόκειται για τις μεγαλύτερες τιμές όλης της μελέτης. Στο σχήμα 4.42 δίνονται οι καμπύλες διάρκειας για την απορριπτόμενη ισχύ Αιολικών, Φ/Β και την συνολική. Παρατηρείται ότι υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από Αιολικά μέχρι περίπου το 72% του χρόνου και από Φ/Β μέχρι περίπου το 39% του Χρόνου.

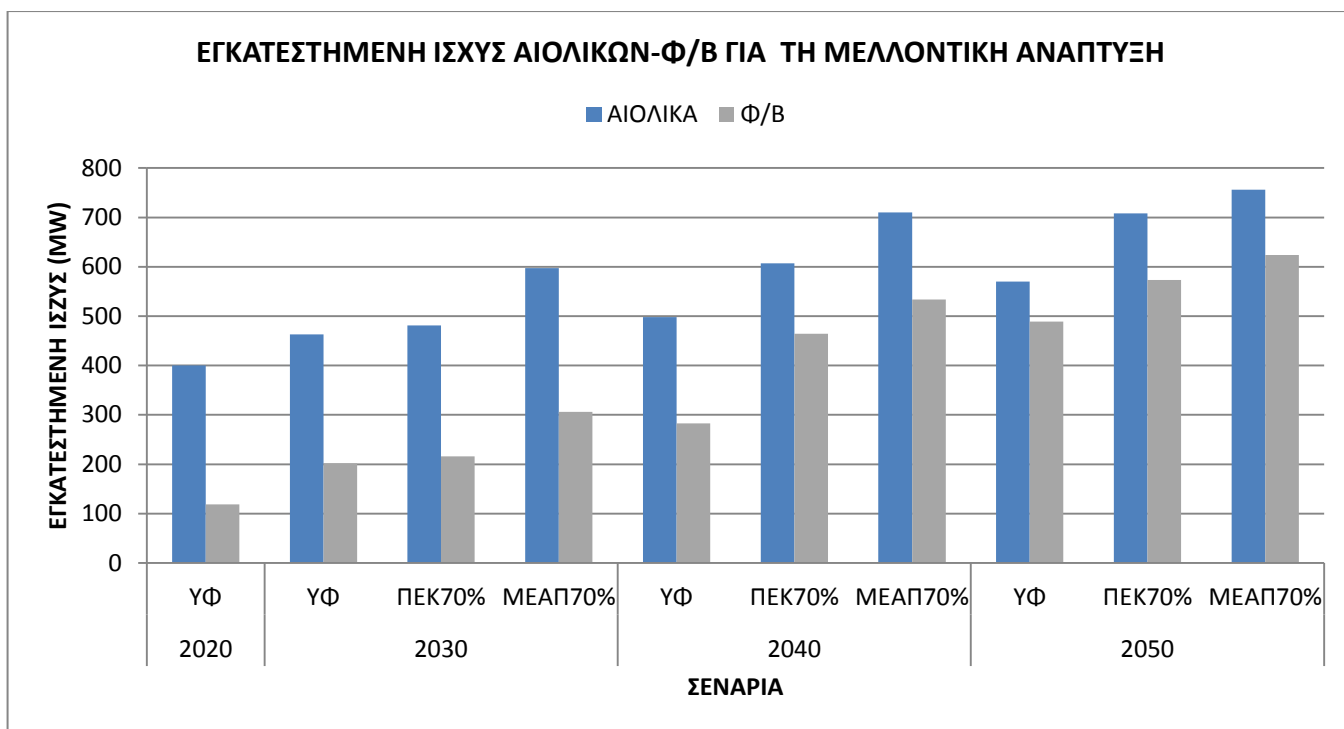
Οι τάξεις μεγέθους της απορριπτόμενης ισχύος αυξάνουν από το 1<sup>ο</sup> στο 3<sup>ο</sup> σενάριο του έτους 2050, λόγω της αυξανόμενης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Ακόμη παρατηρείται ότι τα Φ/Β διατηρούν μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ από 489MW σε 624MW και τα Αιολικά από 509MW σε 756MW. Η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β στο ΥΦ σενάριο μεταξύ των ετών 2040 και 2050 από 283MW φτάνει 489MW ενώ για τα Αιολικά παραμένει σχεδόν σταθερή από 488MW στα 509MW. Δηλαδή τα Φ/Β παρουσιάζουν ιδιαίτερη ανάπτυξη κατά τα μελλοντικά έτη.

### 4.3 Σχόλια για τα αποτελέσματα των παραπάνω Σεναρίων

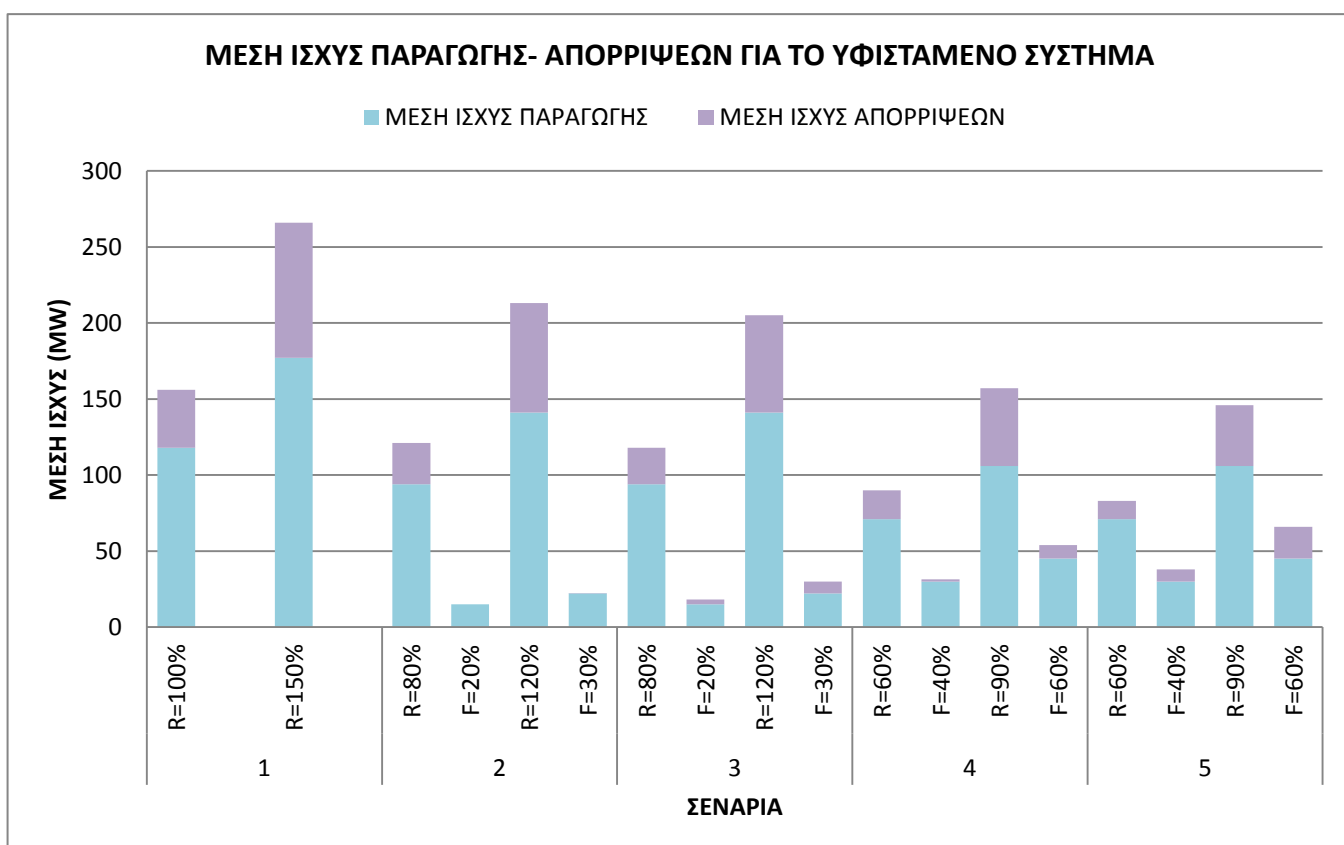
Παρατηρείται ότι στα μελλοντικά σενάρια παρουσιάζονται πολύ περισσότερες απορρίψεις από τα Φ/Β, εφόσον υπάρχει εξ' αρχής μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β, σε σχέση με τα σενάρια που αναπτύχθηκαν για το υφιστάμενο σύστημα. Εκεί η ισχύς, έφτανε το πολύ μέχρι 40% του μέσου φορτίου του έτους, ενώ τώρα προκύπτει μέχρι και 104% για το σενάριο ΜΕΑΠ70% του 2050. Επίσης οι τιμές των απορρίψεων, γενικότερα, μεγαλώνουν αρκετά λόγω των μεγαλύτερων εγκατεστημένων ισχύων όσο η μελέτη προχωράει προς το 2050. Δίνονται στη συνέχεια δυο ιστογράμματα εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φ/Β, για το υφιστάμενο σύστημα, σχήμα 4.43, και για την μελλοντική ανάπτυξη, σχήμα 4.44. Ακόμη παραθέτονται δύο συγκεντρωτικά ιστογράμματα της μέσης ισχύος παραγωγής και απορρίψεως για το υφιστάμενο σύστημα, σχήμα 4.45, και για την μελλοντική ανάπτυξη, σχήμα 4.46. Στα σχήματα αυτά φαίνονται καθαρά οι παραπάνω παρατηρήσεις και αναλύονται περαιτέρω στη συνέχεια.



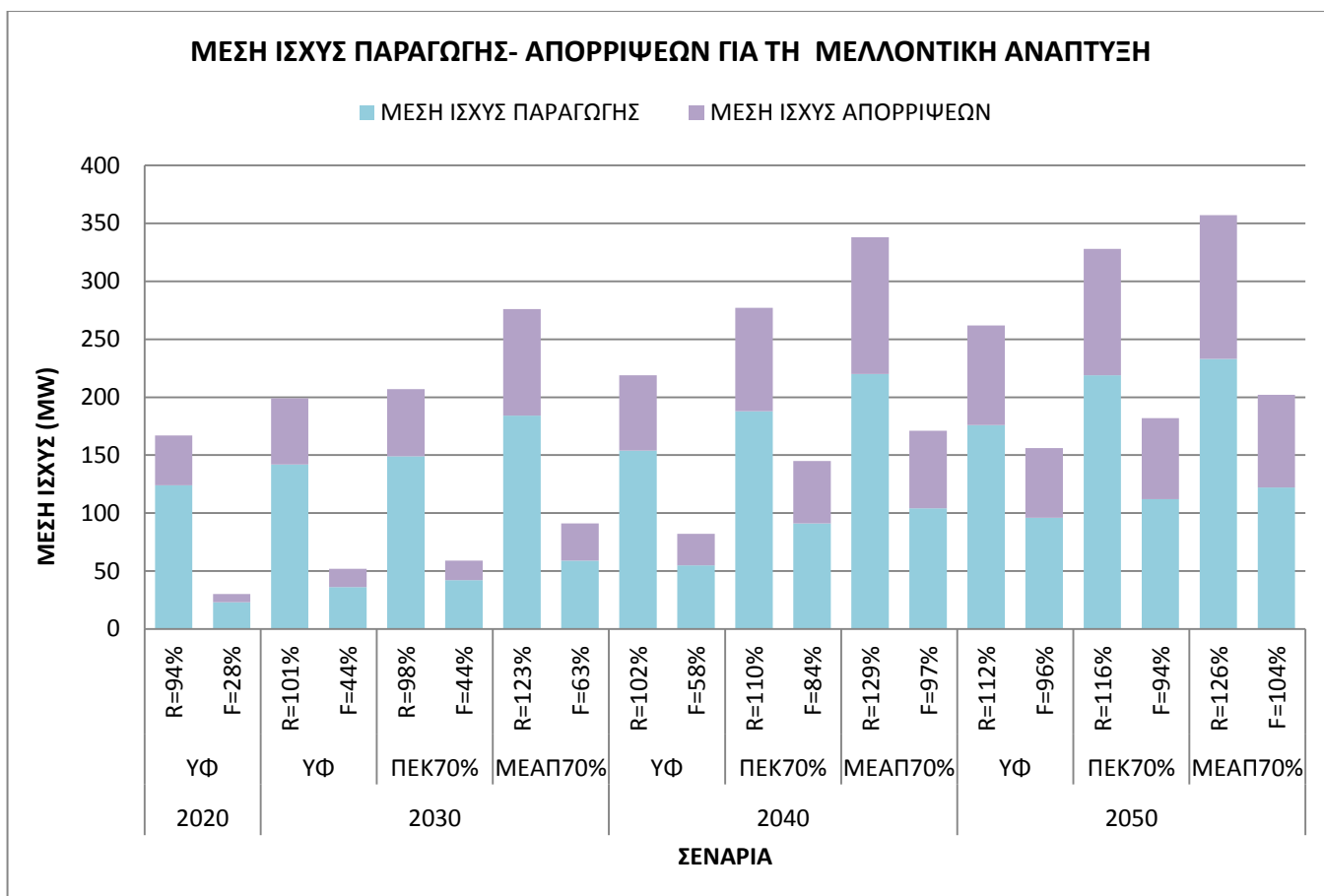
Σχήμα 4.43 Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών-Φ/Β για το υφιστάμενο σύστημα, ανά σενάριο



Σχήμα 4.44 Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών-Φ/Β για τη μελλοντική ανάπτυξη[1], ανά σενάριο



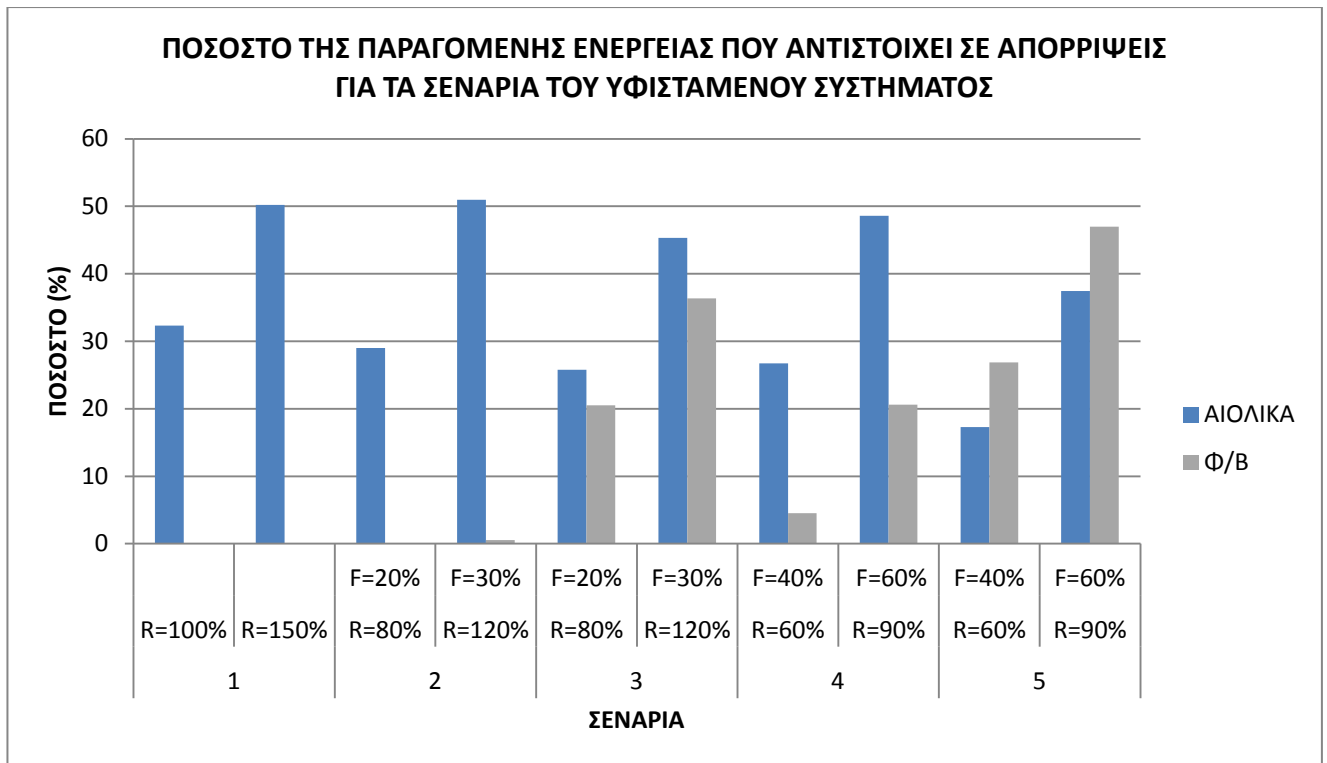
Σχήμα 4.45 Μέση ισχύς παραγωγής/ απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β για το υφιστάμενο σύστημα



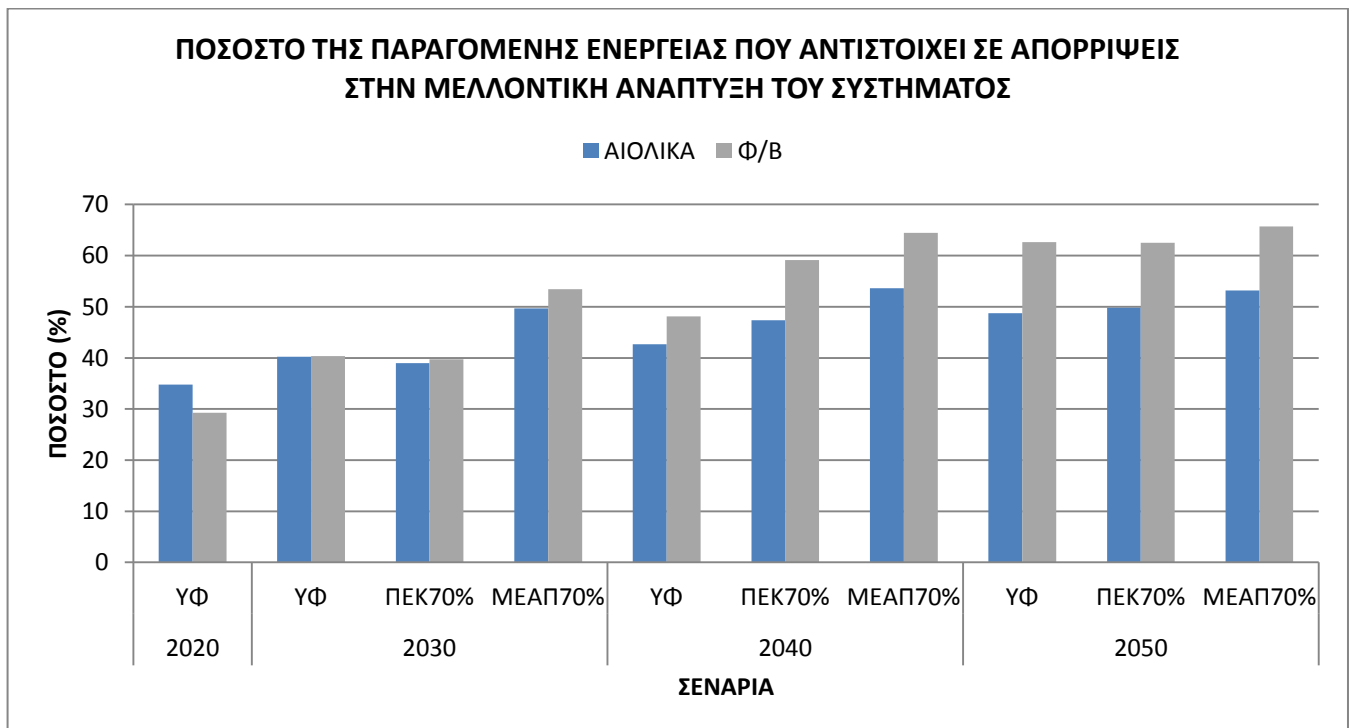
Σχήμα 4.46 Μέση ισχύς παραγωγής/ απορρίψεων Αιολικών και Φ/Β για Τη μελλοντική ανάπτυξη[1]

Στο σχήμα 4.45 παρατηρείται ότι τα μεγαλύτερα ποσά απορρίψεων, στο υφιστάμενο σύστημα εμφανίζονται όταν στο δίκτυο εγκαθίστανται μόνο Αιολικά πάρκα, εφόσον η εγκατεστημένη ισχύς τους είναι η μέγιστη που εμφανίζεται και δημιουργούνται μεγαλύτερα προβλήματα στην ένταξή τους στο δίκτυο.

Το ποσοστό απορρίψεων Φ/Β ως προς στην παραγόμενη ενέργειά τους είναι μεγαλύτερο από αυτό των Αιολικών για τα μελλοντικά σενάρια, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.46, που σημαίνει ότι υπάρχουν περισσότερες απορρίψεις από τα Φ/Β σε σχέση με την παραγόμενη ενέργειά τους απ' ότι στα Αιολικά. Στα σενάρια του υφιστάμενου συστήματος αυτή η αλλαγή παρατηρείται στο 5<sup>ο</sup> σενάριο, σχήμα 4.45. Αυτό το ποσοστό φαίνεται, συγκεντρωτικά, στα σχήματα 4.47 για τα σενάρια του υφιστάμενου συστήματος και 4.48 για την μελλοντική ανάπτυξη[1].



Σχήμα 4.47 Ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας Αιολικών και Φ/Β που αντιστοιχεί σε απορρίψεις για τα σενάρια του υφιστάμενου συστήματος



Σχήμα 4.48 Ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας Αιολικών και Φ/Β που αντιστοιχεί σε απορρίψεις για τα σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης[1]

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, αυξάνει τις τιμές των παραμέτρων  $X$ ,  $R$ ,  $F$  και διαπιστώνεται ότι μεγαλώνει και το ποσοστό του χρόνου, των καμπυλών διάρκειας απορριπτόμενης ισχύος, για το οποίο υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς.

Βέβαια να σημειωθεί ότι το ποσοστό του χρόνου, των καμπυλών διάρκειας, για το οποίο υπάρχει διαθέσιμη απορριπτόμενη ισχύς από  $\Phi/B$  είναι πάντα μικρότερο του ποσοστού για τα Αιολικά. Αυτό ισχύει για όλα τα σενάρια και των δυο μελετών (υφιστάμενου συστήματος και μελλοντικού). Αυτό συμβαίνει διότι τα  $\Phi/B$  λειτουργούν μόνο κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπου η ζήτηση φορτίου είναι μεγαλύτερη και συνεπώς η διείσδυση στο δίκτυο είναι μεγαλύτερη. Από την άλλη μεριά τα Αιολικά λειτουργούν και σε ώρες μικρότερης ζήτησης, οπότε δίνουν απορρίψεις για περισσότερο χρόνο.



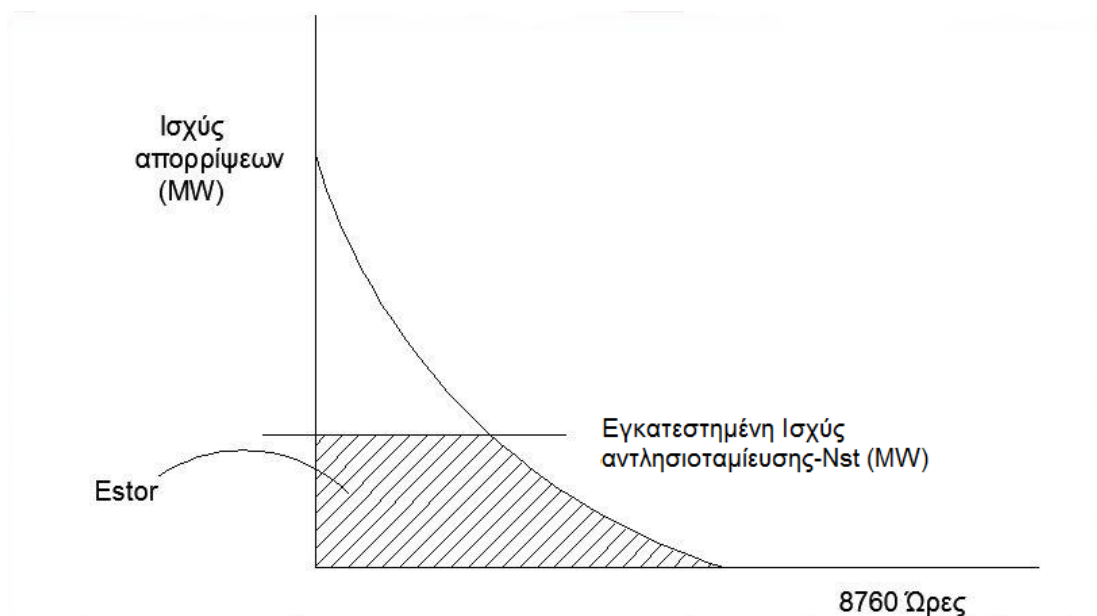
## 5. Τεχνοοικονομική Ανάλυση και Διαστασιολόγηση Σταθμού Αντλησιοταμίευσης

### 5.1 Παρουσίαση της μεθοδολογίας που εφαρμόζεται

Εφόσον υπολογίστηκαν οι ωριαίες απορρίψεις για όλα τα σενάρια στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο και κατασκευάστηκαν οι αντίστοιχες καμπύλες διάρκειας, ακολουθεί η τεχνοοικονομική μελέτη ενός σταθμού αντλησιοταμίευσης, για την εκμετάλλευση της απορριπτόμενης ενέργειας.

Αρχικά, αναπτύσσεται η διαδικασία μοντελοποίησης της τεχνοοικονομικής μελέτης.

Η καμπύλη διάρκειας των συνολικών απορρίψεων, χρησιμεύει για τον υπολογισμό της ενέργειας που αποθηκεύεται σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης δεδομένης ισχύος, όπως φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα 5.1. Στο σχήμα αυτό με  $E_{stor}$  συμβολίζεται η αποθηκευόμενη ενέργεια για μια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου  $N_{st}$ .



Σχήμα 5.1 Υπολογισμός αποθηκευόμενης ενέργειας για συγκεκριμένη ισχύ

Δηλαδή είναι γνωστές οι απορρίψεις ενέργειας που μπορούν να εισαχθούν στο σταθμό και για πόσο χρονικό διάστημα διατηρείται μια τέτοια ισχύς μέσω της εισροής απορριπτόμενης ενέργειας, οπότε προκύπτει η ενέργεια που αποθηκεύεται. Έτσι γίνεται εφικτή η μελέτη λειτουργίας ενός σταθμού αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση, εισάγοντας κάποια ακόμα οικονομικά στοιχεία που είναι απαραίτητα.

Η παραγωγή ενέργειας του σταθμού αντλησιοταμίευσης είναι μικρότερη από την ενέργεια που αποθηκεύεται. Αυτό οφείλεται στις απώλειες που εμφανίζονται κατά τον πλήρη κύκλο λειτουργίας. Οι βαθμοί απόδοσης αντλίας και υδροστροβίλου, οι τριβές διαμέσου των σωληνώσεων και άλλες απώλειες του εξοπλισμού (πχ. μετασχηματιστής, γεννήτρια) απαρτίζουν τις απώλειες και μειώνουν τον βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης σε 65-

80%[3]. Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης είναι 70%. Επομένως η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει από την αποθηκευόμενη ενέργεια μέσω της σχέσης 5.1:

$$E_{\text{prod}} = E_{\text{stor}} \cdot 0,7 \quad (5.1)$$

Για την ανάλυση ισχύουν ακόμη τα ακόλουθα:

Υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης χωρίς περιορισμούς χωρητικότητας.

Τα ετήσια έσοδα υπολογίζονται από τη σχέση 5.2:

$$B_{\text{net}} = E_{\text{prod}} \cdot t_{\text{sell}} - E_{\text{stor}} \cdot t_{\text{buy}} \quad (5.2)$$

Όπου  $t_{\text{sell}}$  η τιμή πώλησης [€/MWh] της ενέργειας που παράγεται από την μονάδα αντλησιοταμίευσης και  $t_{\text{buy}}$  η τιμή αγοράς [€/MWh] της ενέργειας από ΑΠΕ που απορρίπτεται από το δίκτυο.

Το κόστος επένδυσης  $K$  [€/KW] εξαρτάται από την υπάρχουσα υποδομή, δηλαδή αν υπάρχουν, για παράδειγμα, ήδη δυο ταμιευτήρες ή μόνο ο ένας ή εάν υπάρχουν ήδη οι υδροστρόβιλοι κα. Σύμφωνα με εκτιμήσεις, το  $K$  μπορεί να κυμαίνεται από 500 έως 1500 €/KW αντλητικής ισχύος. Για την παρούσα μελέτη θεωρείται μια ενδιάμεση τιμή. Δηλαδή το κόστος επένδυσης  $K$  θα ανέρχεται σε 1000€/KW ή 1000000€/MW.

Το λειτουργικό κόστος θα δίνεται από τη σχέση 5.3:

$$C = K \cdot N_{\text{st}} \cdot 2\% + B_{\text{net}} \cdot 3\% \quad (5.3)$$

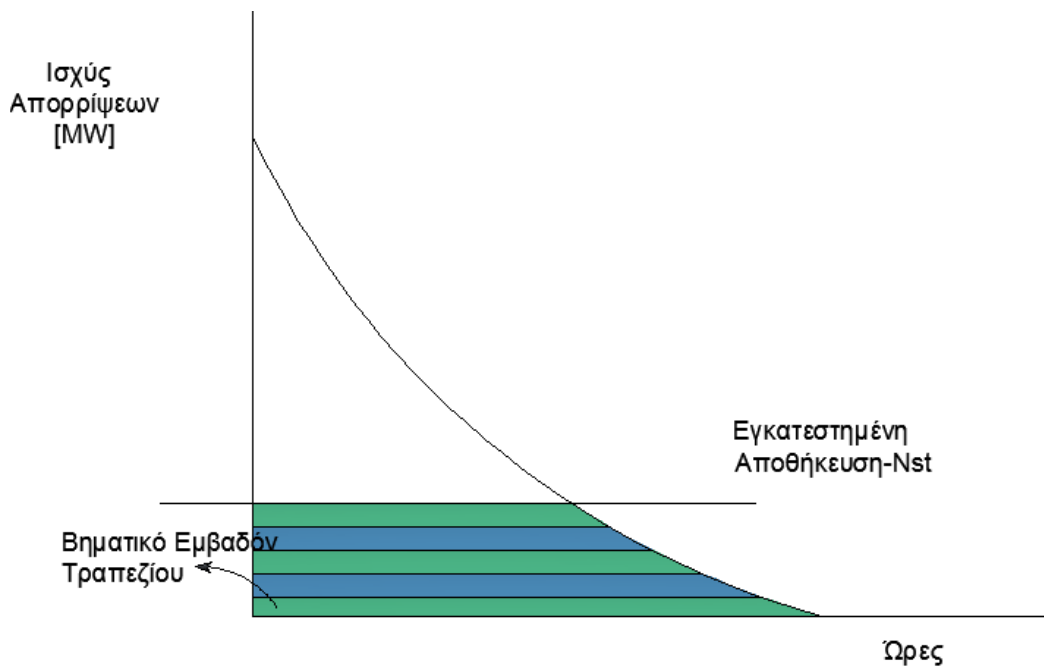
Όπου θεωρείται ότι ένα ποσό ίσο με το 2% του κόστους επένδυσης δαπανάται για την συντήρηση της μονάδας (όσον αφορά τον εξοπλισμό και τα εργατικά). Ακόμη το  $B_{\text{net}} \cdot 3\%$  αποτελεί το τέλος που, σύμφωνα με το άρθρο 25 του Ν3648/2006, επιβαρύνει τον παραγωγό και αποδίδεται στους Ο.Τ.Α. (οργανισμούς τοπικής αυτοδιοίκησης) που εμπλέκονται στην λειτουργία της μονάδας (είτε η μονάδα είναι εγκατεστημένη εντός των διοικητικών ορίων τους, είτε η γραμμή σύνδεσης της μονάδας με το δίκτυο διέρχεται από την εδαφική περιφέρεια τους).

Χρόνος διάρκειας ζωής του έργου για την μελέτη, 25 έτη.

Προεξοφλητικό επιτόκιο 8%, χωρίς πληθωρισμό, διάρκεια κατασκευής 2 έτη και με ίδια κεφάλαια.

Πρώτα υπολογίζεται η αποθηκευόμενη ενέργεια  $E_{\text{stor}}$ .

Το εμβαδόν που βρίσκεται από την εγκατεστημένη ισχύ και κάτω, στο σχήμα 5.1, αποτελεί την  $E_{\text{stor}}$ . Με την αριθμητική μέθοδο τραπεζίου, υπολογίζεται το ολοκλήρωμα που αντιστοιχεί στο ζητούμενο εμβαδόν. Στο σχήμα 5.2 παρουσιάζονται, ενδεικτικά, τα εμβαδά τραπεζίου που υπολογίζονται κατά την εφαρμογή της αριθμητικής μεθόδου. Για την εκάστοτε ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης αντιστοιχίζεται και το αντίστοιχο εμβαδό της καμπύλης διάρκειας και προκύπτει η  $E_{\text{stor}}$ .



Σχήμα 5.2 Υπολογισμός του  $E_{stor}$ , βηματικά, με τη μέθοδο τραπεζίου

Στη συνέχεια για συγκεκριμένη ισχύ υπολογίζεται η παράγωγη  $E_{prod}$  από την σχέση 5.1.

Προκειμένου να υπολογιστούν τα ετήσια έσοδα  $B_{net}$  χρειάζεται να καθορισθεί η τιμολόγηση ενέργειας. Για την παρούσα μελέτη θα ισχύσουν τα ακόλουθα:

Η τιμή πώλησης της αιολικής παραγωγής, σήμερα, κυμαίνεται στα 90-100€/MWh [2]. Άρα η απορριπτόμενη ενέργεια (που διαφορετικά χάνεται), πωλείται στους σταθμούς αποθήκευσης, το πολύ έως τη μισή τιμή. Έτσι η τιμή αγοράς, στο σταθμό αποθήκευσης, της ενέργειας που απορρίπτεται από το δίκτυο κυμαίνεται από 30-50€/MWh.

Η τιμή πώλησης της ενέργειας που παράγεται από αιολικά είναι περίπου 100€/MWh και πάνω από διπλάσια των Φ/Β. Η παραγωγή του υδροστροβίλου είναι κατά πολύ ανώτερη, αφού είναι ελεγχόμενη, σταθερή και μπορεί να παρέχει εφεδρεία όλων των τύπων (στρεφόμενη, δευτερεύουσα, τριτεύουσα). Έτσι η τιμή πώλησης από τον υδροστρόβιλο του σταθμού αντλησιοταμίευσης κυμαίνεται από 100-150€/MWh.

Οι παραπάνω τιμές αγοράς και πώλησης ισχύουν στο ηπειρωτικό δίκτυο. Για τα νησιά θεωρείται ότι υπάρχει μια αύξηση της τάξης του 20%, λόγω αυξημένου κόστους παραγωγής της KWh.

Από τις τιμές αυτές αντλούνται τα ακόλουθα τρία σενάρια για να χρησιμοποιηθούν στο πρόγραμμα, με τις τιμές που ισχύουν στα νησιά.

- Στο 1<sup>ο</sup> θεωρείται χαμηλή τιμή αγοράς της απορριπτόμενης ενέργειας και υψηλή τιμή πώλησης της παραγόμενης από τον υδροστρόβιλο, δηλαδή  $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ .
- Στο 2<sup>ο</sup> μια μέση τιμή αγοράς και πώλησης, δηλαδή  $t_{buy}=54€/MWh$  και  $t_{sell}=150€/MWh$ .

- Και στο 3<sup>ο</sup> υψηλή τιμή αγοράς και χαμηλή τιμή πώλησης, δηλαδή  $t_{buy}=60\text{€/MWh}$  και  $t_{sell}=120\text{€/MWh}$ .

Έτσι για κάθε σενάριο που αναπτύχθηκε στον υπολογισμό των απορρίψεων, εφαρμόζονται τα τρία σενάρια της τιμολόγησης.

Τώρα με την βοήθεια των παραπάνω μπορεί να υπολογιστεί η καθαρή παρούσα αξία, της επένδυσης της μονάδας αντλησιοταμίευσης, από την ακόλουθη σχέση 5.4:

$$NPV = \sum_{j=3}^{25} \frac{B_{net}-C}{(1+0,08)^j} - \sum_{j=1}^2 \frac{K/2}{(1+0,08)^j} \quad (5.4)$$

Στη συνέχεια υπολογίζεται και ο λόγος NPV/K.

Για να θεωρηθεί οικονομικά βιώσιμη η επένδυση θα πρέπει  $NPV > 0$ . Εδώ μάλιστα θεωρείται ότι για να είναι η επένδυση συμφέρουσα από τεχνικής άποψης, έναντι άλλων λύσεων, θα πρέπει να ισχύει  $NPV > 10\% \cdot K$  ή  $NPV/K > 0,1$ .

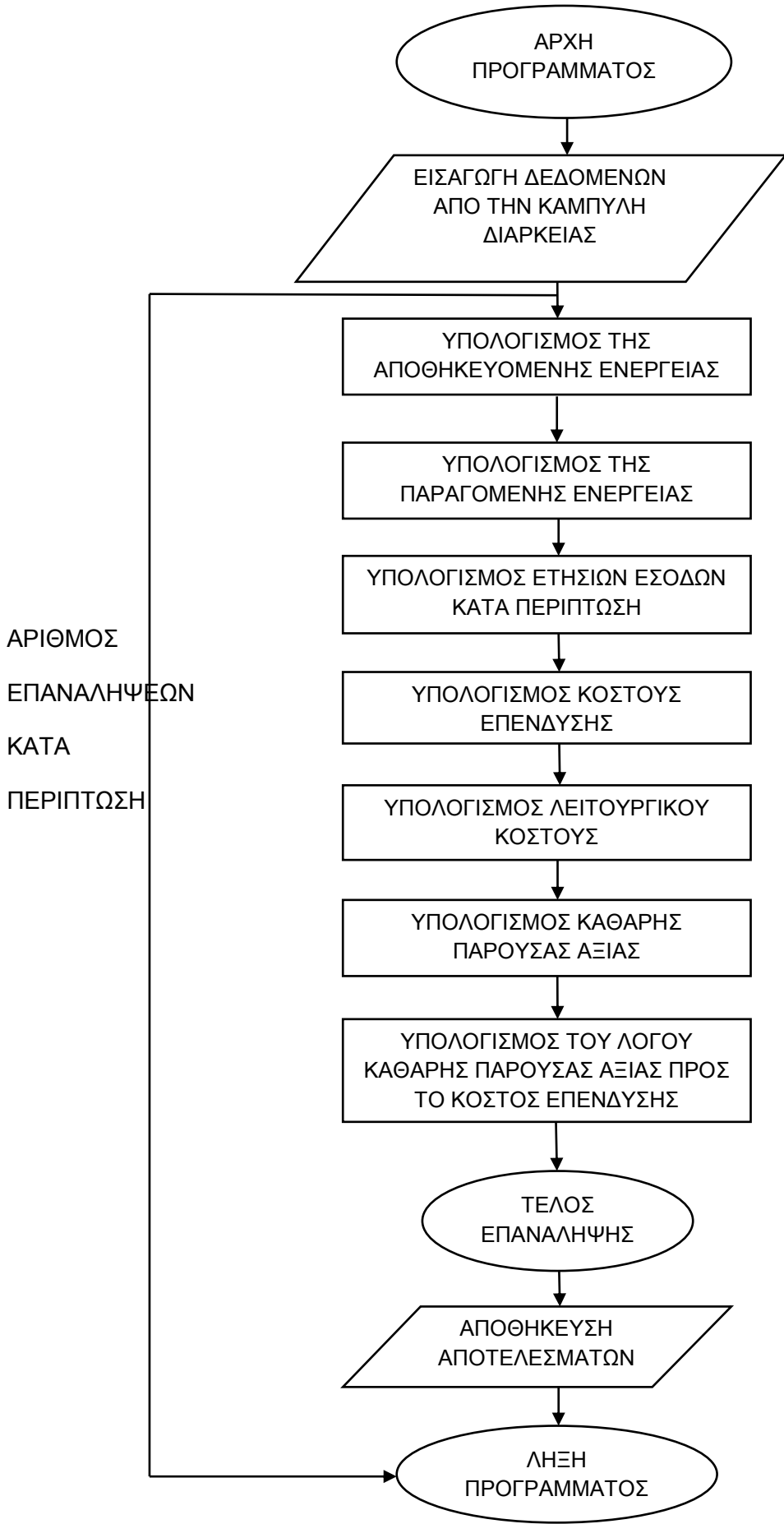
Η παραπάνω διαδικασία εφαρμόζεται για όλα τα σενάρια των δυο μελετών που αναπτύχθηκαν στο 3<sup>ο</sup> και 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο. Για τον υπολογισμό των μεγεθών, των σχέσεων 5.1-5.5, αναπτύχθηκε ο αντίστοιχος υπολογιστικός κώδικας. Ο κώδικας αυτός είναι κοινός για όλα αυτά τα σενάρια. Το λογικό διάγραμμά του παρουσιάζεται παρακάτω, στο τέλος της υποενότητας.

### Επεξεργασία των αποτελεσμάτων

Ακολουθώντας την παραπάνω διαδικασία για όλα τα σενάρια του 4<sup>ου</sup> κεφαλαίου, υπολογίζονται από τον αλγόριθμο η καθαρή παρούσα αξία και ο λόγος καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει ισχύος. Τα αποτελέσματα αυτά τοποθετούνται σε δυο διαγράμματα:

- Ένα διάγραμμα της καθαρής παρούσας αξίας συναρτήσει της ισχύος
- Και ένα διάγραμμα του λόγου καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος, στο οποίο σημειώνεται και το όριο βιώσιμης επένδυσης, δηλαδή  $NPV/K=0,1$  για να φαίνεται καλύτερα ο διαχωρισμός βιώσιμης και μη επένδυσης.

Ο σκοπός είναι από τα διαγράμματα αυτά να εξαχθεί το όριο της αποθηκευτικής ισχύος για το οποίο είναι οικονομικά βιώσιμη επένδυση ο σταθμός. Αυτό δίνεται κυρίως από το δεύτερο διάγραμμα.



## 5.2 Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Μελέτης

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω για όλα τα σενάρια του 4<sup>ου</sup> κεφαλαίου εξετάζονται οι ίδιες περιπτώσεις. Αρχικά παρουσιάζονται τα σενάρια του υφιστάμενου συστήματος και στη συνέχεια τα σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης. Στο τέλος της υποενότητας γίνεται συγκεντρωτικός σχολιασμός όλων των σεναρίων.

### 5.2.1 Αποτελέσματα Σεναρίων υφιστάμενου συστήματος της Κρήτης

Στον ακόλουθο πίνακα 5.1 δίνονται συνοπτικά οι περιπτώσεις που εξετάστηκαν για το υφιστάμενο σύστημα.

ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΕΤΟΥΣ ΑΝΑΦΟΡΑΣ		ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
	X=100%	X=150%	
	ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ		
ΕΥΝΟΪΚΗ	1	1	t <sub>buy</sub> =36€/MWh και t <sub>sell</sub> =180€/MWh
	2,3	2,3	
	4,5	4,5	
ΜΕΣΗ	1	1	t <sub>buy</sub> =54€/MWh και t <sub>sell</sub> =150€/MWh
	2,3	2,3	
	4,5	4,5	
ΜΗ ΕΥΝΟΪΚΗ	1	1	t <sub>buy</sub> =60€/MWh και t <sub>sell</sub> =120€/MWh
	2,3	2,3	
	4,5	4,5	

Πίνακας 5.1 Περιπτώσεις που μελετήθηκαν

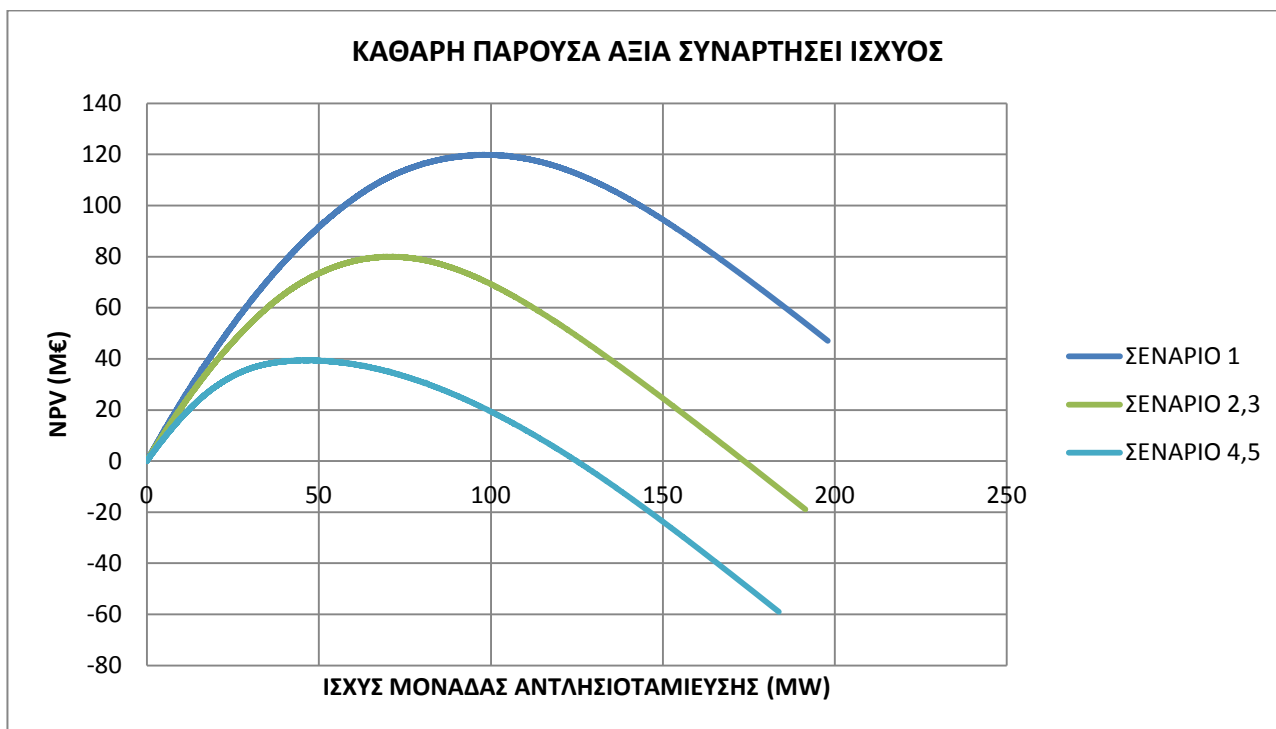
Παρατηρήσεις για τον πίνακα 5.1: Για τα σενάρια 2,3 και 4,5, οι καμπύλες διάρκειας της συνολικής απορριπτόμενης ισχύος έχουν προκύψει ίδιες, επομένως παρουσιάζονται μαζί. Στο 1<sup>ο</sup> σενάριο έχουν εγκατασταθεί μόνο Αιολικά. Στα σενάρια 2,3 υπάρχουν και Φ/Β (αναλογία εγκατάστασης Αιολικών-Φ/Β 8-2). Τέλος στα σενάρια 4,5 αλλάζει η αναλογία εγκατάστασης σε σχέση με τα 2,3 (από 8-2 γίνεται 6-4).

Για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ίση με το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς ( $X=100\%$ )

Ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

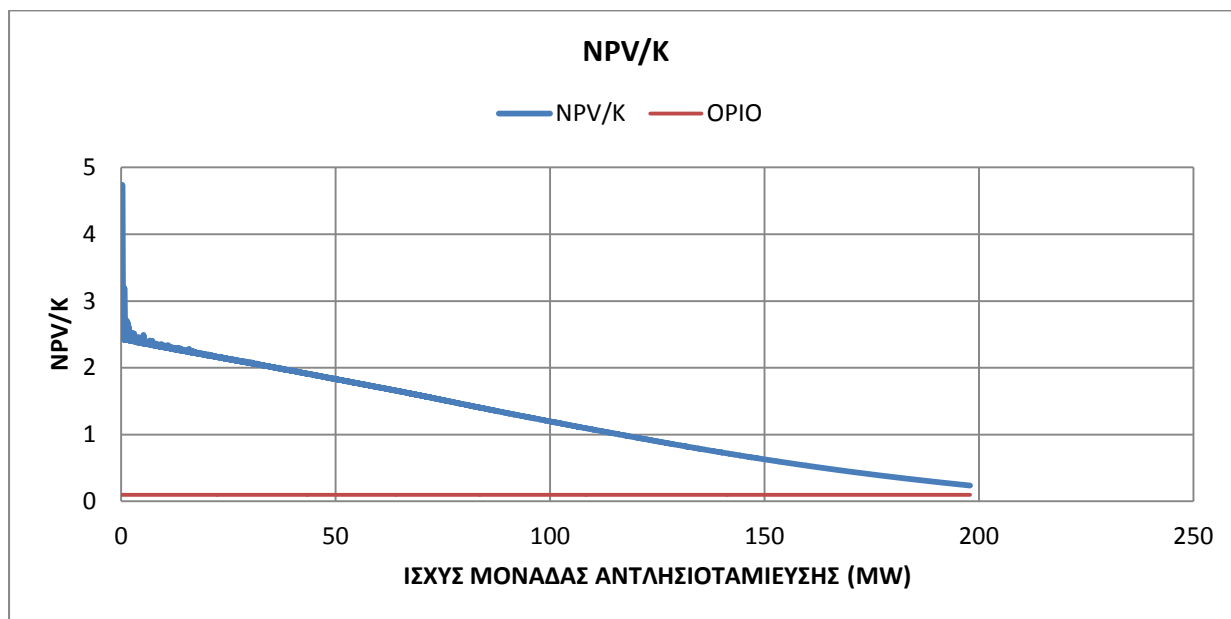
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.3 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και ευνοϊκή τιμολόγηση

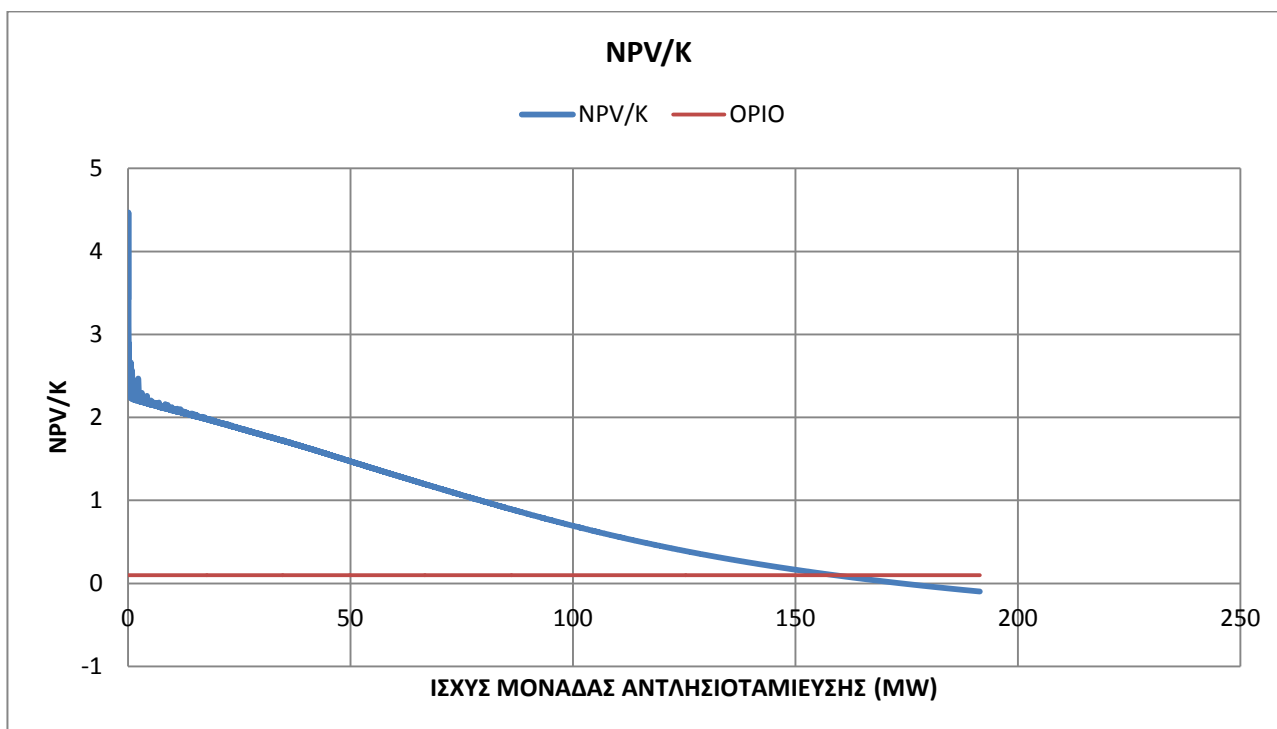
Σχόλια σχήματος 5.3: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι μέχρι μια τιμή αποθηκευτικής ικανότητας η επένδυση γίνεται όλο και πιο συμφέρουσα, αλλά όσο αυξάνεται το κόστος επένδυσης, το οποίο εξαρτάται από την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης, υπάρχει ένα όριο της ισχύος πέρα από το οποίο παρατηρείται μείωση της καθαρής παρούσας αξίας. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το 1<sup>ο</sup> σενάριο η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 100MW, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 75MW και για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 50MW. Από το 1<sup>ο</sup> σενάριο στα 2-5 παρατηρείται μείωση της NPV που οφείλεται στην μικρότερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα σενάρια. Ακόμη η NPV των σεναρίων 2,3 μηδενίζεται για ισχύ λίγο πάνω από 170MW. Η NPV των σεναρίων 4,5 μηδενίζεται για ισχύ περίπου 125MW. Από την ισχύ όπου μηδενίζεται η NPV και για μεγαλύτερες ισχύεις η επένδυση δεν είναι οικονομικά βιώσιμη.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 1<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.4 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 1<sup>ο</sup> σενάριο

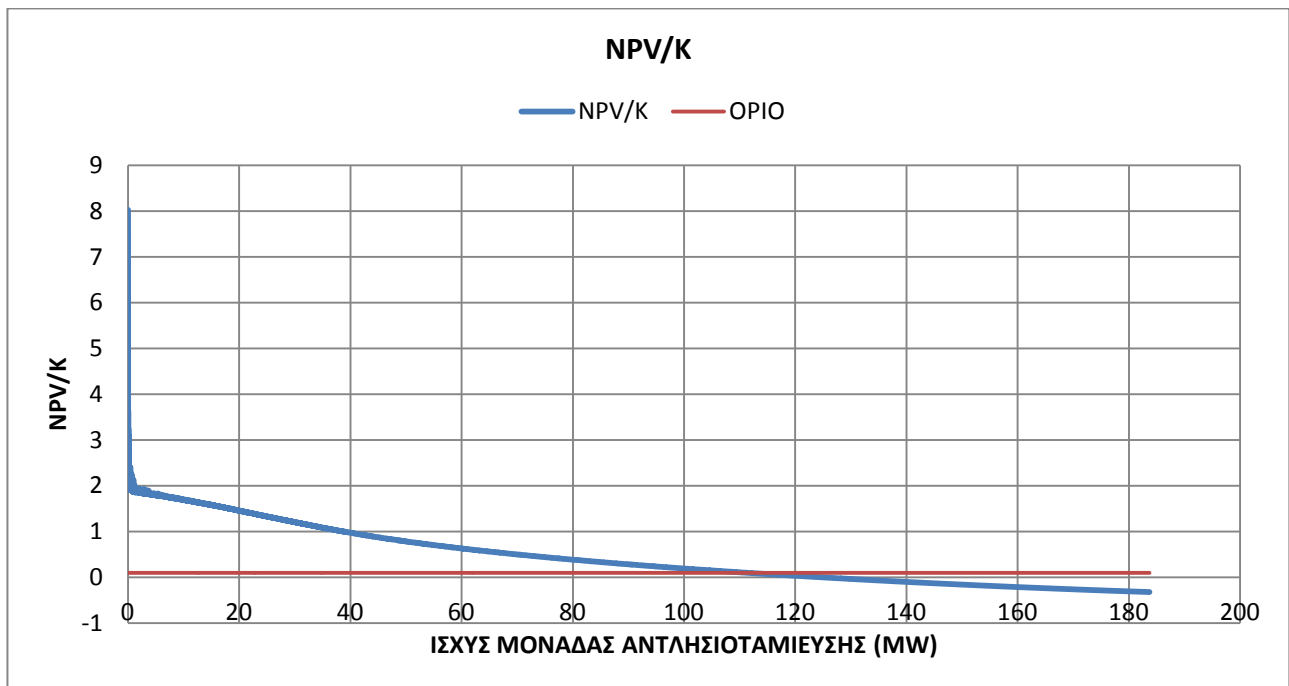
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.5 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο



Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο.



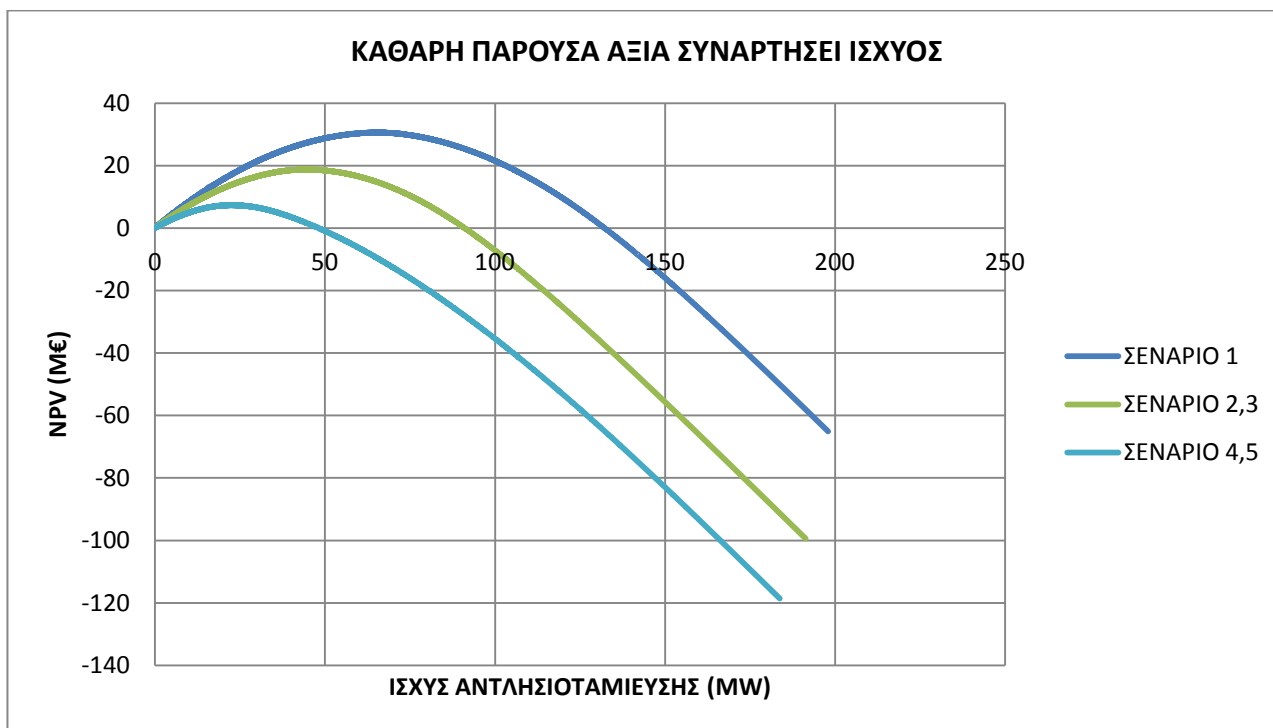
Σχήμα 5.6 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο

Σχόλια σχημάτων 5.4-5.6: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.4 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 199MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.5 του 2<sup>ου</sup> και 3<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 158MW. Στο σχήμα 5.6 του 4<sup>ου</sup> και 5<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο κυμαίνεται στα 111MW.

## Μέση τιμολόγηση ( $t_{buy}=54€/MWh$ και $t_{sell}=150€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

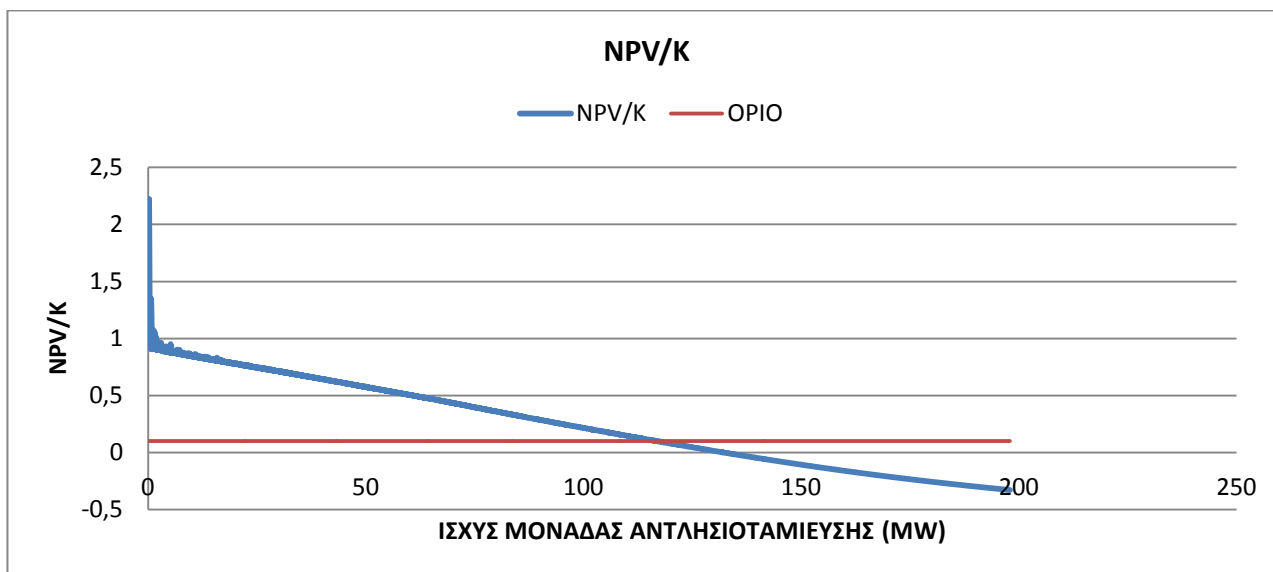
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.7 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και μέση τιμολόγηση

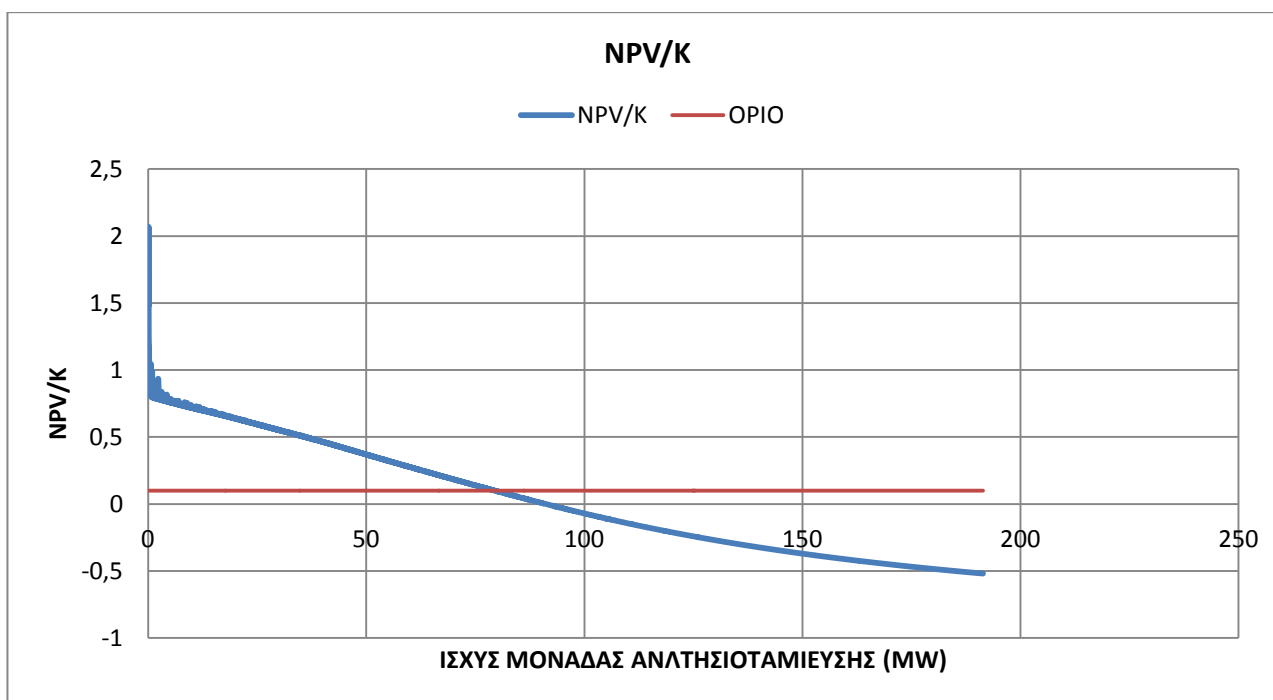
Σχόλια σχήματος 5.7: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το 1<sup>ο</sup> σενάριο η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 75MW, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 50MW και για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 25MW. Από το 1<sup>ο</sup> σενάριο στα 2-5 παρατηρείται μείωση της NPV που οφείλεται στην μικρότερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα σενάρια. Η NPV του 1<sup>ου</sup> σεναρίου μηδενίζεται στα 130MW. Ακόμη η NPV των σεναρίων 2,3 μηδενίζεται για ισχύ λίγο πάνω από 80MW. Η NPV των σεναρίων 4,5 μηδενίζεται για ισχύ περίπου 50MW. Παρατηρείται η μείωση των ισχύων για θετικές NPV. Αυτό οφείλεται στην χαμηλότερη τιμολόγηση που εφαρμόζεται.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 1<sup>ο</sup> σενάριο.



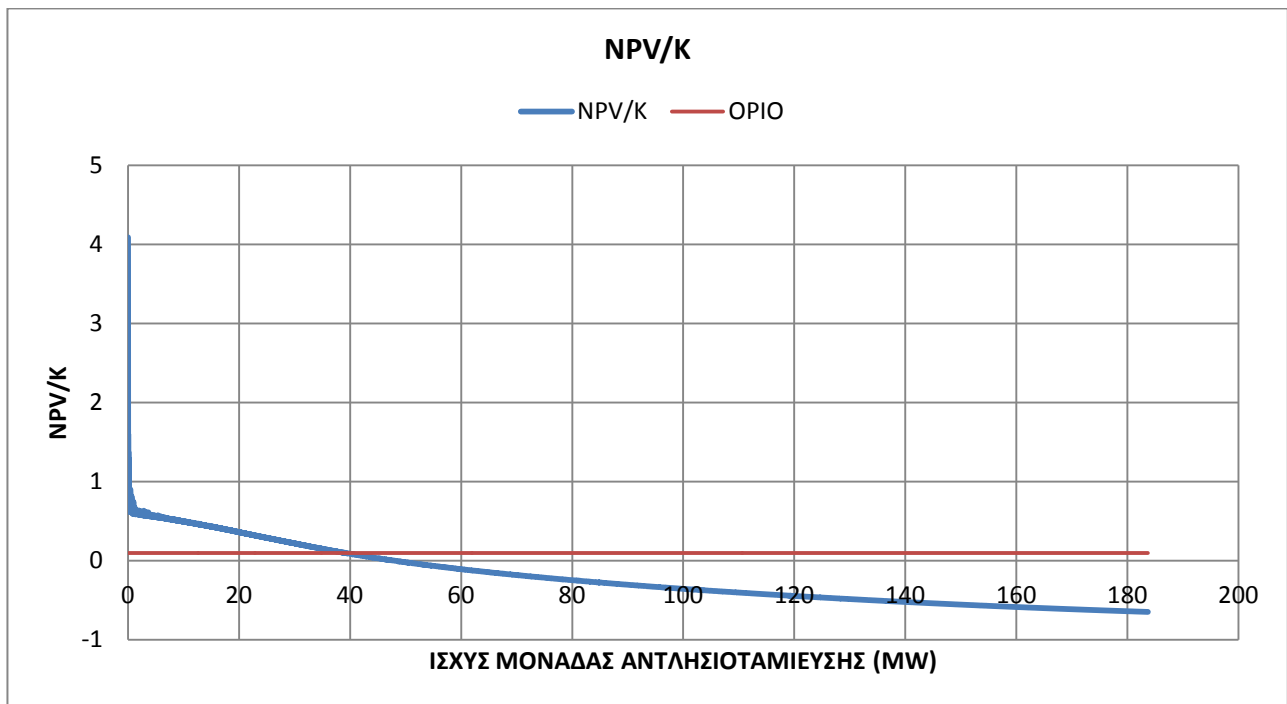
Σχήμα 5.8 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 1<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.9 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο.



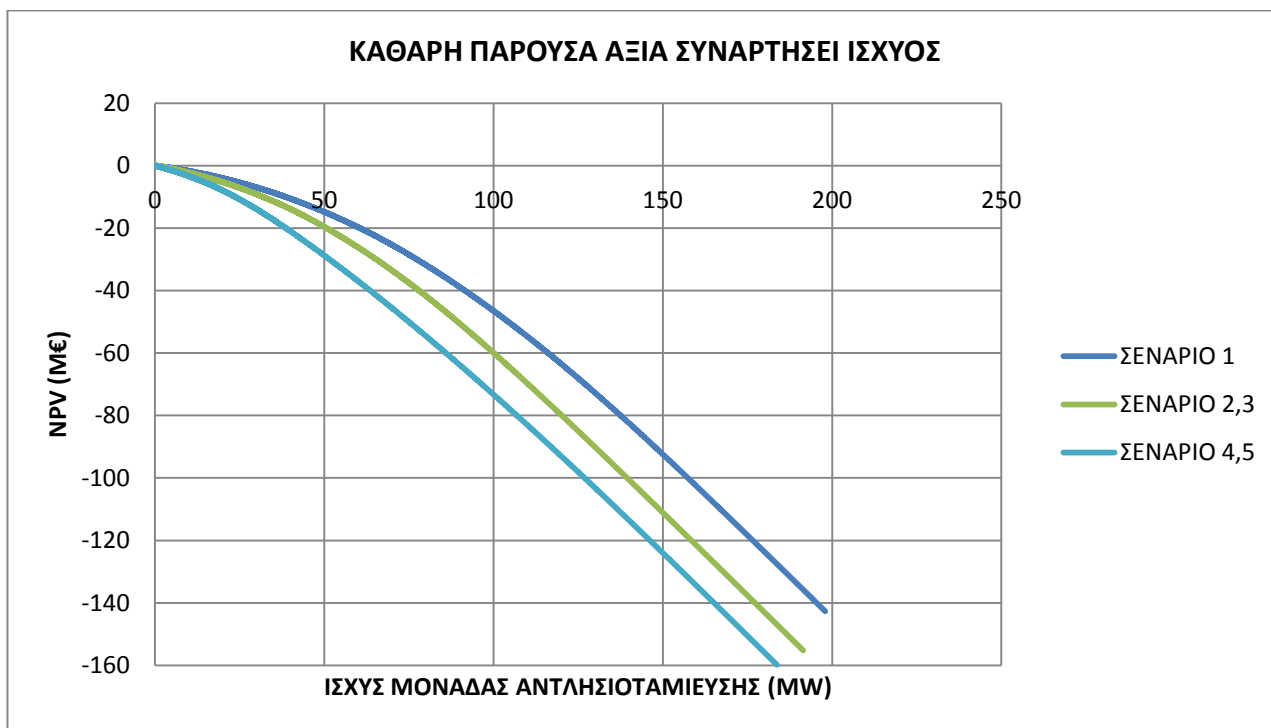
Σχήμα 5.10 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο

Σχόλια σχημάτων 5.8-5.10: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.8 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 117MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.9 του 2<sup>ου</sup> και 3<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 79MW. Στο σχήμα 5.6 του 4<sup>ου</sup> και 5<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο κυμαίνεται στα 39MW.

### Μη ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=60€/MWh$ και $t_{sell}=120€/MWh$ )

Προκύπτει το ακόλουθο διάγραμμα:

Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.11 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και μη ευνοϊκή τιμολόγηση

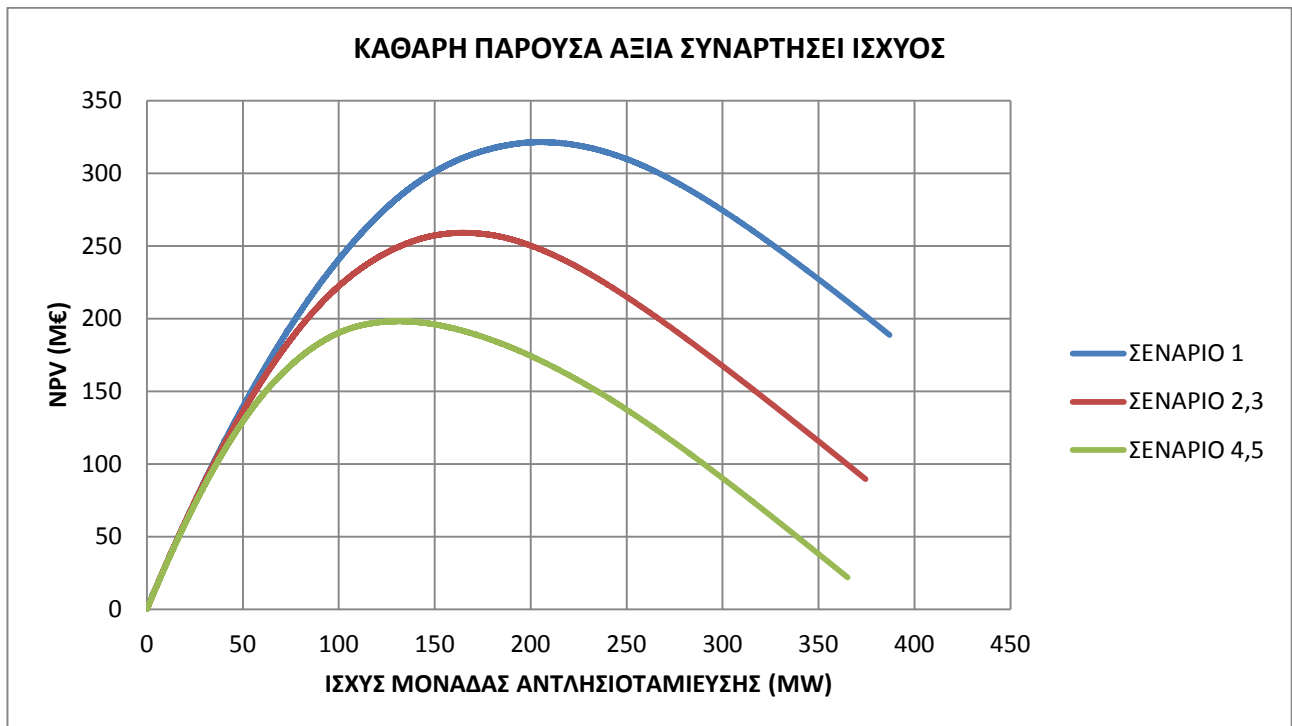
Σχόλια σχήματος 5.11: Για την μη ευνοϊκή τιμολόγηση παρατηρείται ότι οι NPV προκύπτουν αρνητικές για όλα τα σενάρια, με καμπύλη φθίνουσα, δηλαδή η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα. Έτσι δεν παρατίθενται διαγράμματα του λόγου NPV/K, εφόσον οι τιμές του λόγου είναι κάτω από το όριο, που ορίζει την βιώσιμη επένδυση.

Για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ίση με 1,5 επί το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς (X=150%)

Ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

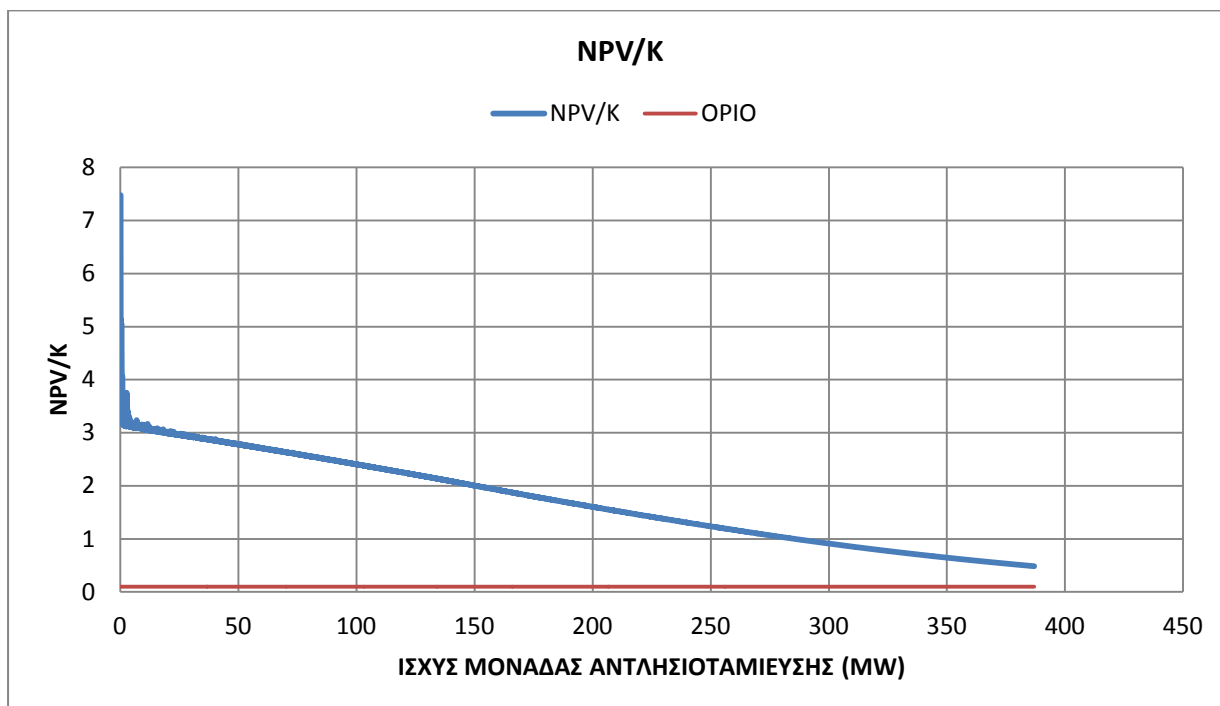
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.12 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και ευνοϊκή τιμολόγηση

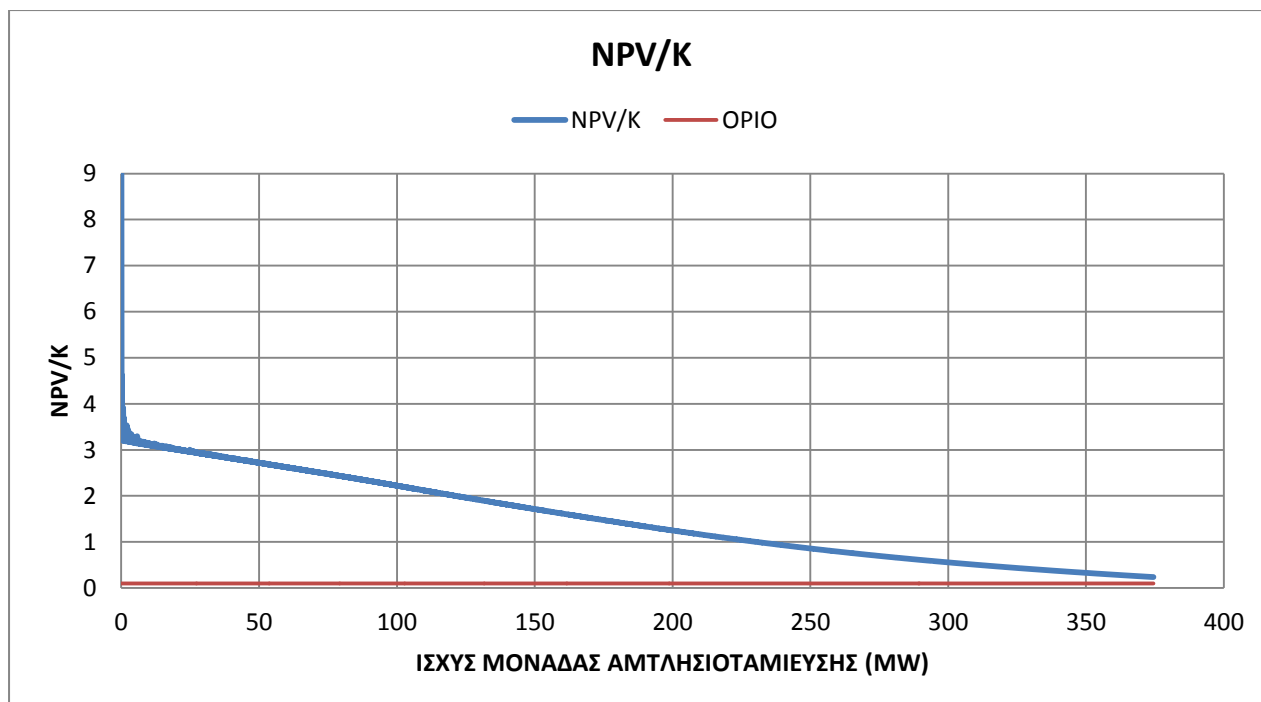
Σχόλια σχήματος 5.12: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αποθήκευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Εδώ όμως, η καθαρή παρούσα αξία δεν έχει αρνητικές τιμές, λόγω της μεγάλης ενέργειας που απορρίπτεται από το δίκτυο και οδηγείται στον σταθμό αντλησιοταμίευσης, επομένως προκύπτουν μόνο βιώσιμες επενδύσεις. Για το 1<sup>ο</sup> σενάριο η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 200MW, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 170MW και για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 125MW. Από το 1<sup>ο</sup> σενάριο στα 2-5 παρατηρείται μείωση της NPV που οφείλεται στην μικρότερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα σενάρια.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 1<sup>ο</sup> σενάριο.



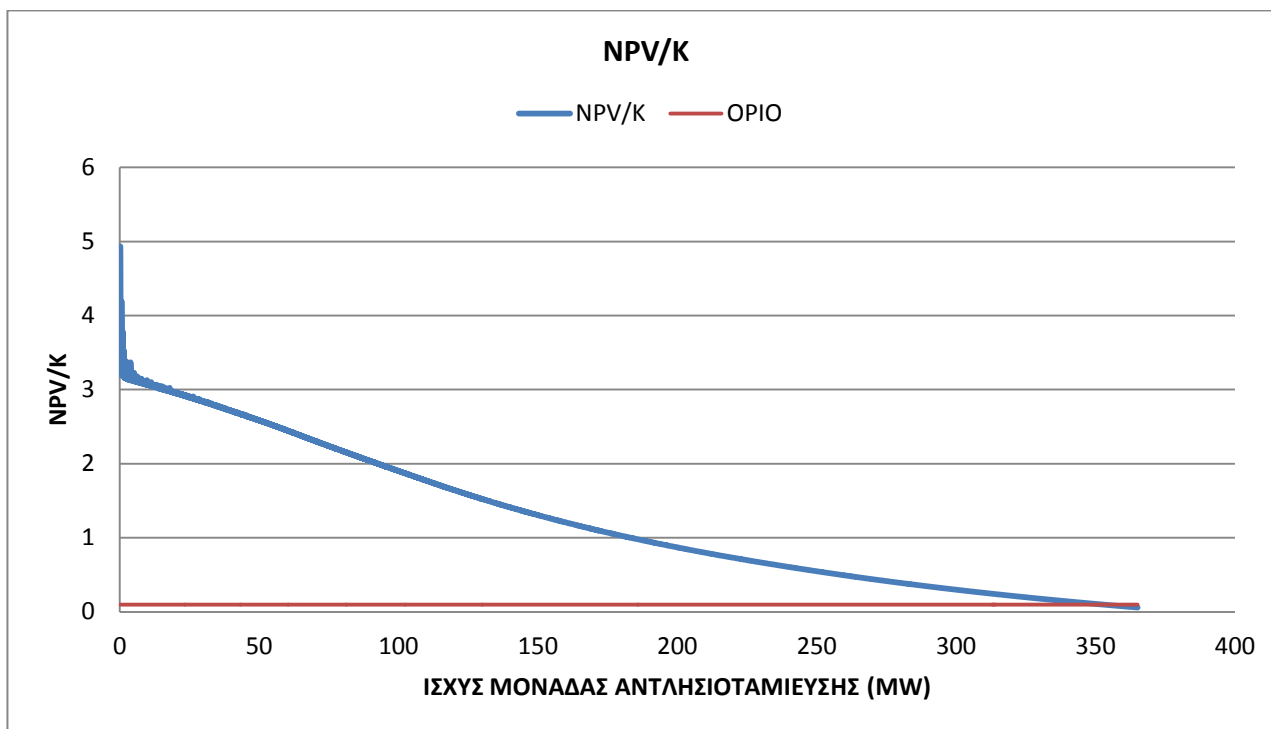
Σχήμα 5.13 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 1<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.14 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.15 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο

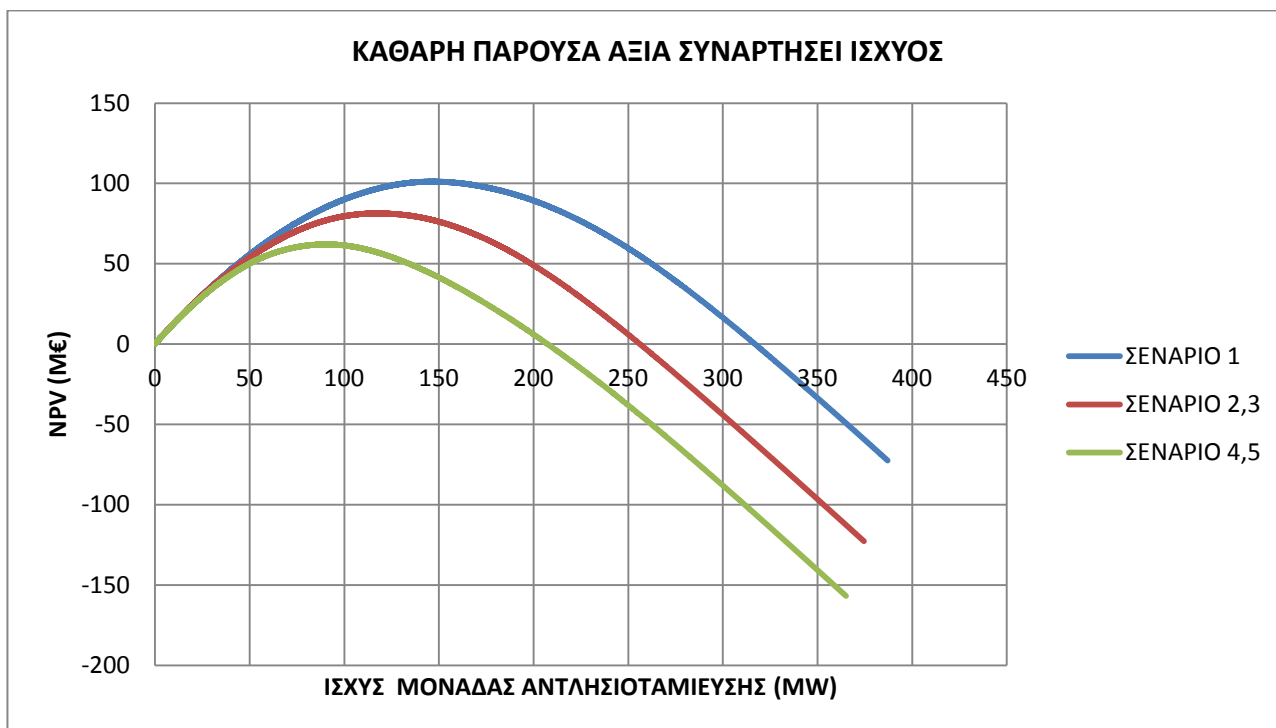
Σχόλια σχημάτων 5.13-5.15: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.13 μέχρι και για εγκατεστημένη αποθηκευτική ισχύ 388MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.14 του 2<sup>ου</sup> και 3<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 377MW. Στο σχήμα 5.15 του 4<sup>ου</sup> και 5<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο κυμαίνεται στα 350MW.



## Μέση τιμολόγηση ( $t_{buy}=54€/MWh$ και $t_{sell}=150€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

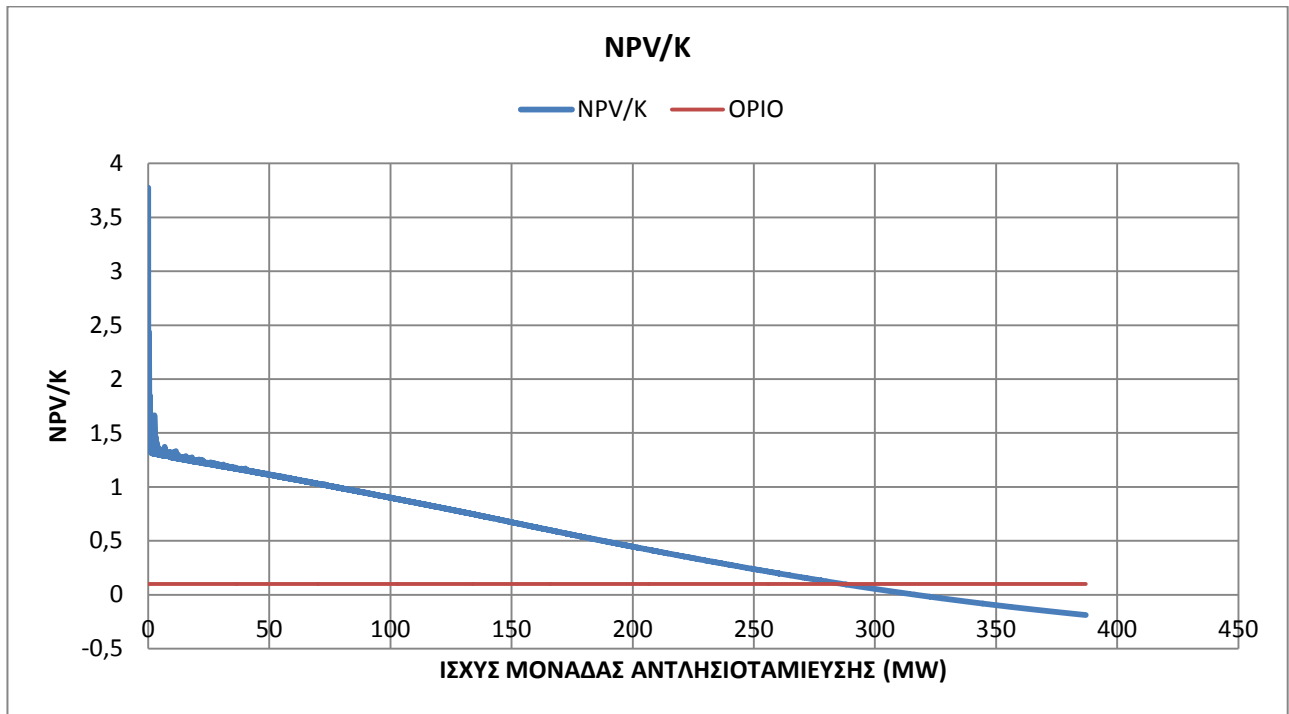
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.16 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και μέση τιμολόγηση

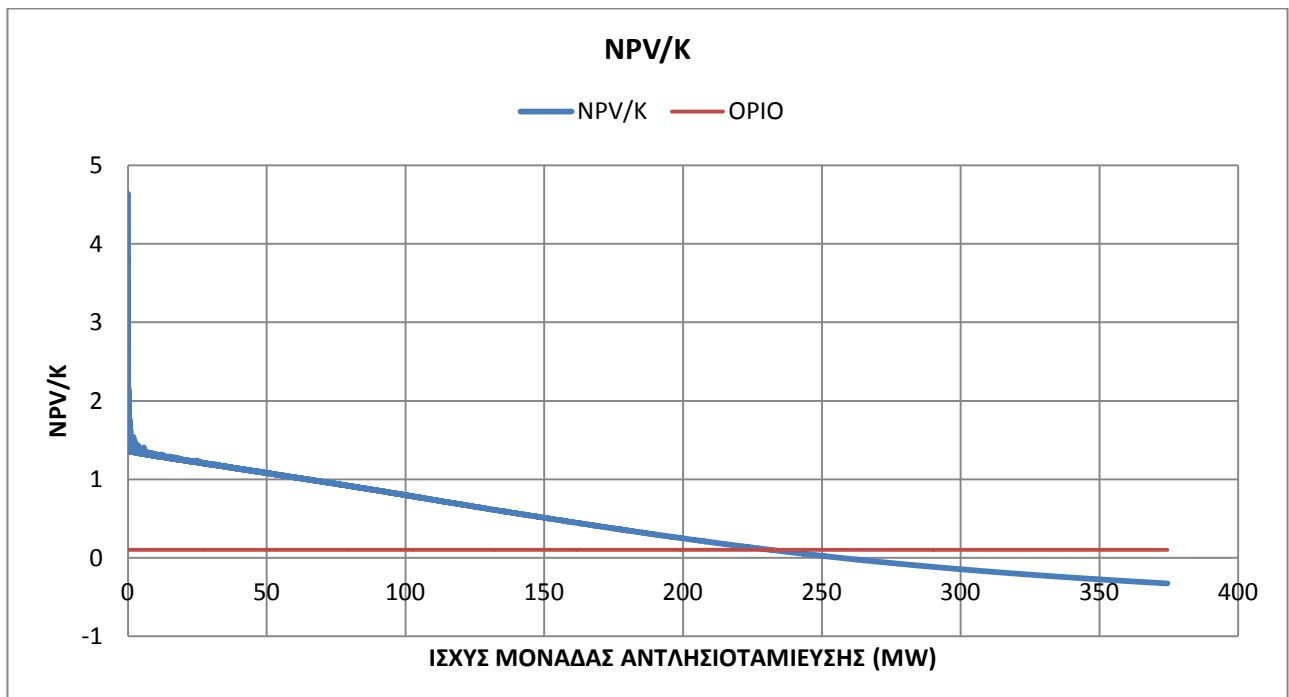
Σχόλια σχήματος 5.16: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το 1<sup>ο</sup> σενάριο η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 150MW, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 120MW και για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο παρουσιάζεται περίπου στα 90MW. Από το 1<sup>ο</sup> σενάριο στα 2-5 παρατηρείται μείωση της NPV που οφείλεται στην μικρότερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα σενάρια. Η NPV του 1<sup>ου</sup> σεναρίου μηδενίζεται στα 315MW. Ακόμη η NPV των σεναρίων 2,3 μηδενίζεται για ισχύ λίγο πάνω από 250MW. Η NPV των σεναρίων 4,5 μηδενίζεται για ισχύ λίγο πάνω από 200MW. Παρατηρείται η μείωση των ισχύων για θετικές NPV. Αυτό οφείλεται στην χαμηλότερη τιμολόγηση που εφαρμόζεται.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 1<sup>ο</sup> σενάριο.



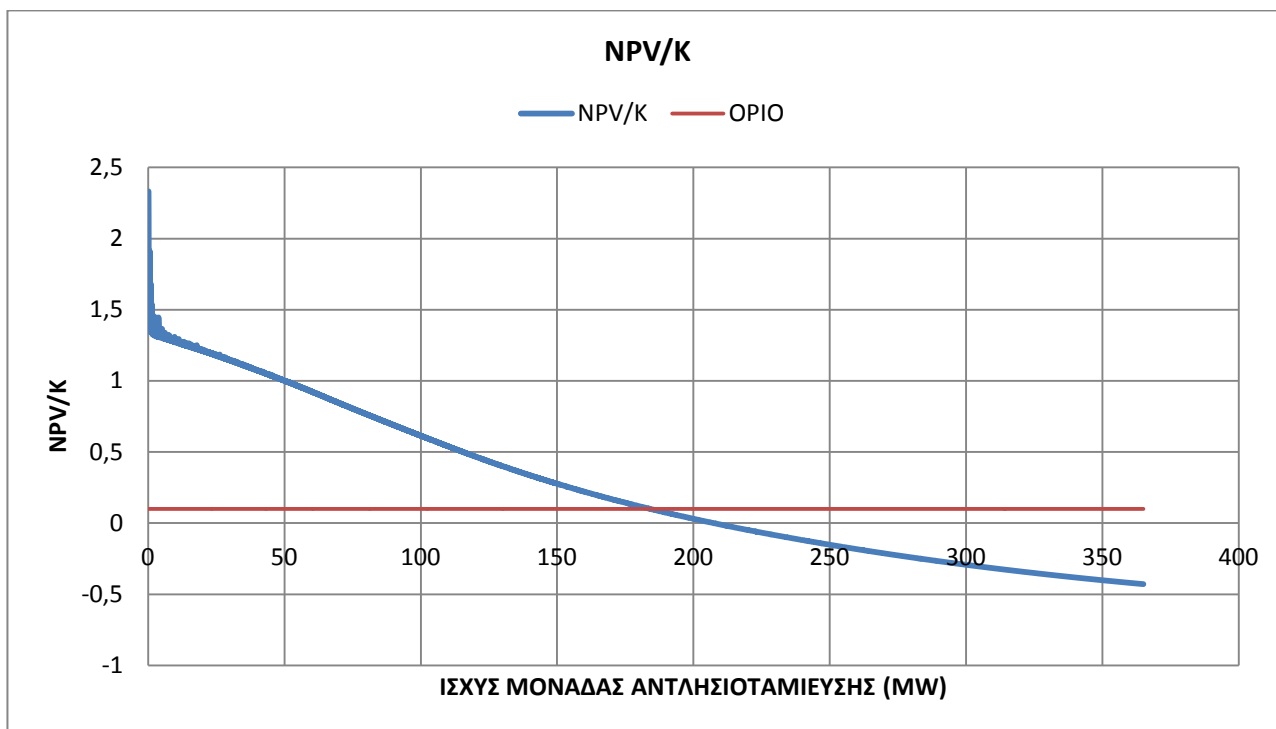
Σχήμα 5.17 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 1<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο.



Σχήμα 5.18 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο.



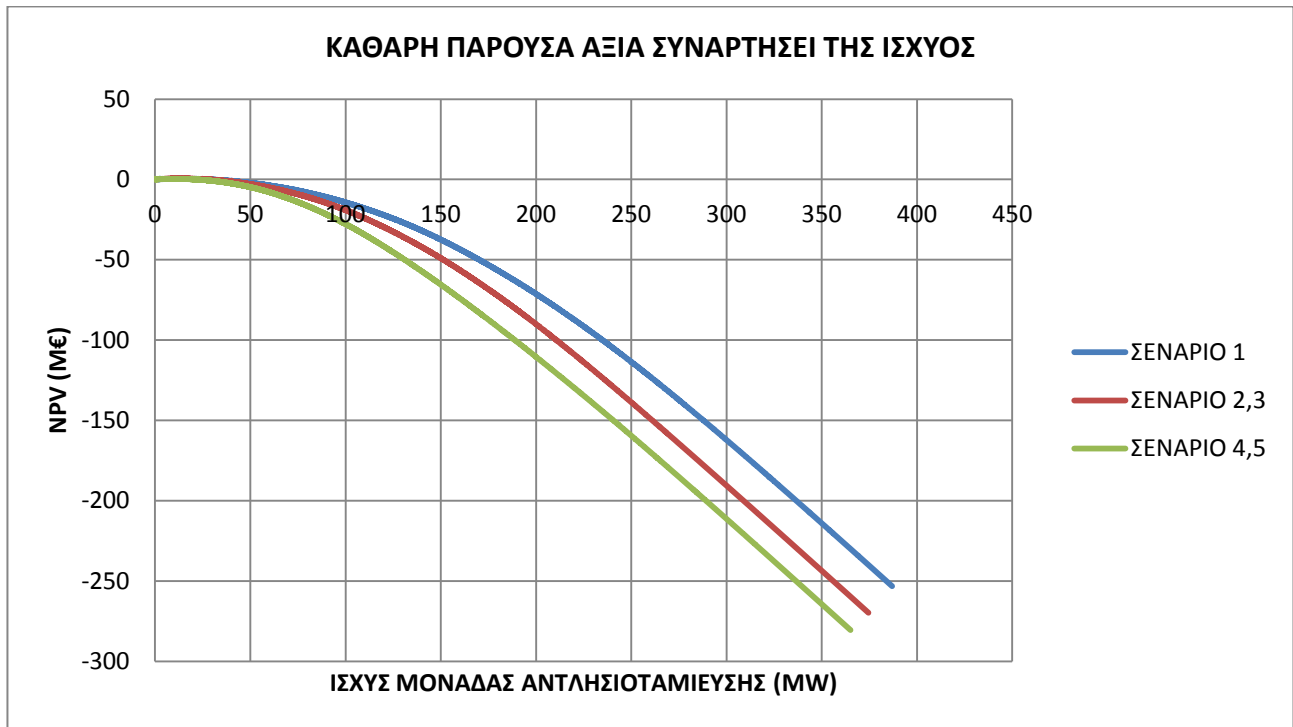
Σχήμα 5.19 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το 4<sup>ο</sup> και 5<sup>ο</sup> σενάριο

Σχόλια σχημάτων 5.17-5.19: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.17 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 287MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.18 του 2<sup>ου</sup> και 3<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 231MW. Στο σχήμα 5.19 του 4<sup>ου</sup> και 5<sup>ου</sup> σεναρίου, το όριο κυμαίνεται στα 184MW.

## Μη ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=60€/MWh$ και $t_{sell}=120€/MWh$ )

Προκύπτει το ακόλουθο διάγραμμα:

Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα 5 σενάρια.



Σχήμα 5.20 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια 1-5 και μη ευνοϊκή τιμολόγηση

Σχόλια σχήματος 5.20: Για την μη ευνοϊκή τιμολόγηση παρατηρείται ότι οι NPV προκύπτουν αρνητικές για όλα τα σενάρια, με καμπύλη φθίνουσα, δηλαδή η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα. Έτσι δεν παρατίθενται διαγράμματα του λόγου NPV/Κ, εφόσον οι τιμές του λόγου είναι κάτω από το όριο, που ορίζει την βιώσιμη επένδυση.

### 5.2.2 Αποτελέσματα Σεναρίων μελλοντικής ανάπτυξης του συστήματος Κρήτης

Στον ακόλουθο πίνακα 5.2 δίνονται συνοπτικά οι περιπτώσεις που εξετάστηκαν για την μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος της Κρήτης.

ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ	ΣΕΝΑΡΙΟ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
ΕΥΝΟΪΚΗ	2020, 2030, 2040, 2050/ΥΦ	$t_{buy}=36€/MWh$ και $t_{sell}=180€/MWh$
	2030,2040,2050/ΠΕΚ	
	2030,2040,2050/ΜΕΑΠ	
ΜΕΣΗ	2020, 2030, 2040, 2050/ΥΦ	$t_{buy}=54€/MWh$ και $t_{sell}=150€/MWh$
	2030,2040,2050/ΠΕΚ	
	2030,2040,2050/ΜΕΑΠ	
ΜΗ ΕΥΝΟΪΚΗ	2020, 2030, 2040, 2050/ΥΦ	$t_{buy}=60€/MWh$ και $t_{sell}=120€/MWh$
	2030,2040,2050/ΠΕΚ	
	2030,2040,2050/ΜΕΑΠ	

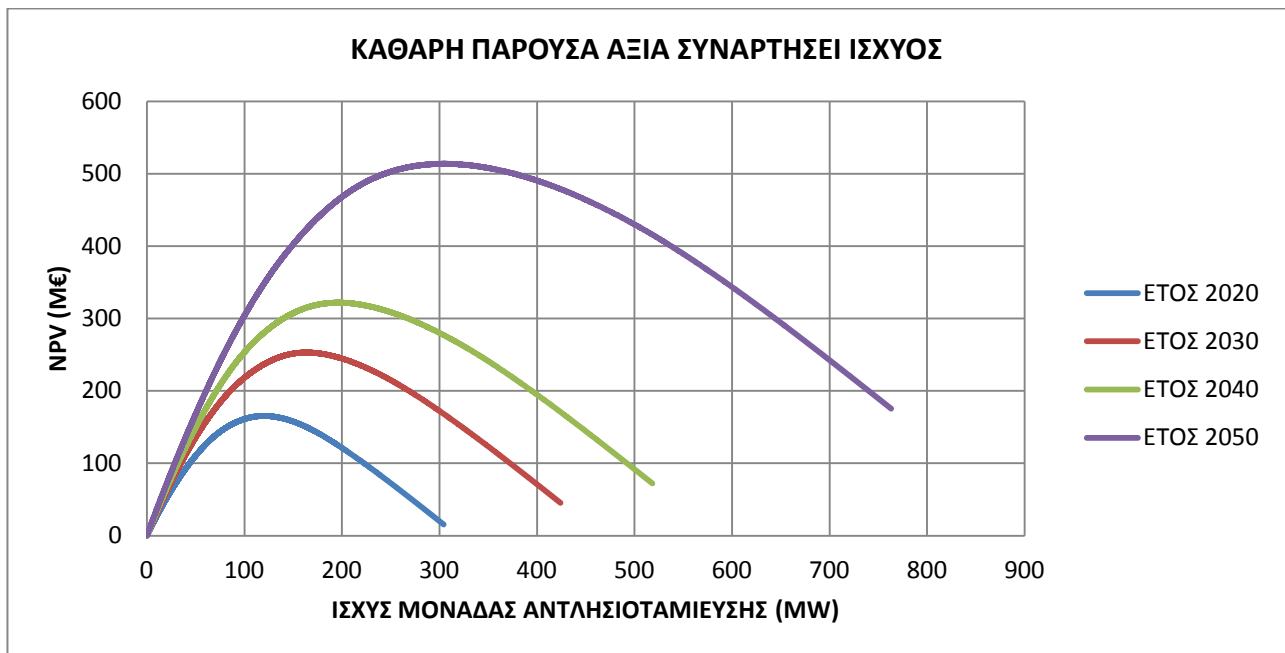
Πίνακας 5.2 Περιπτώσεις που μελετήθηκαν

## Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών (ΥΦ)

Ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

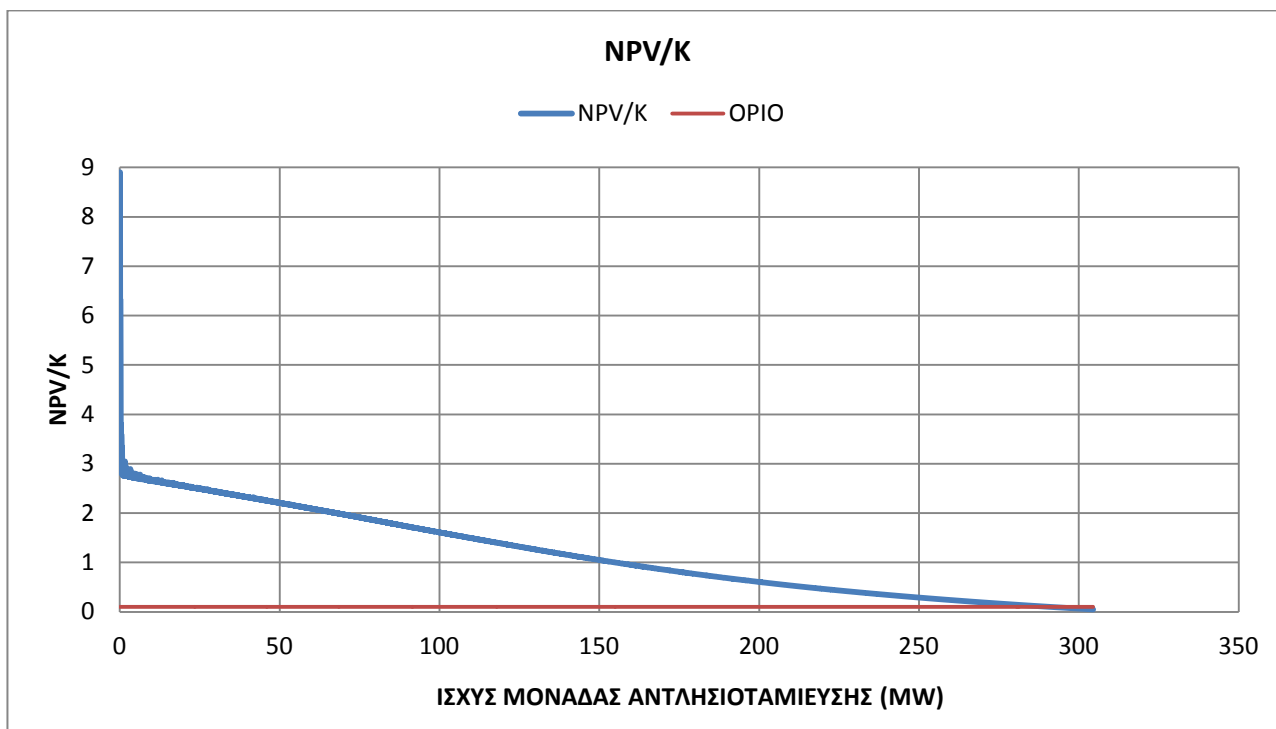
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2020-2050.



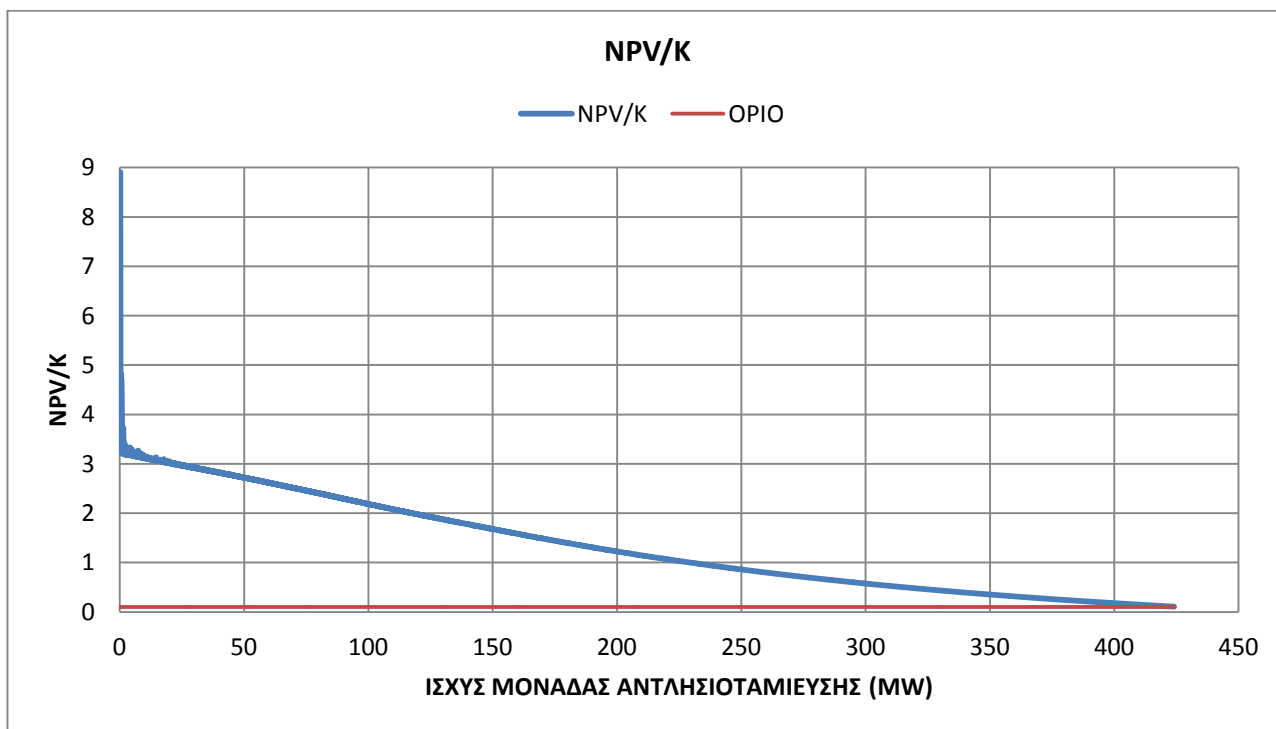
Σχήμα 5.21 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για όλα τα έτη και ευνοϊκή τιμολόγηση- ΥΦ

Σχόλια σχήματος 5.21: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2020 η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 120MW, για το έτος 2030 παρουσιάζεται περίπου στα 170MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 200MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 300MW. Από το έτος 2020 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Ακόμη παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι πάντα θετικές λόγω της ευνοϊκής τιμολόγησης που εφαρμόστηκε.

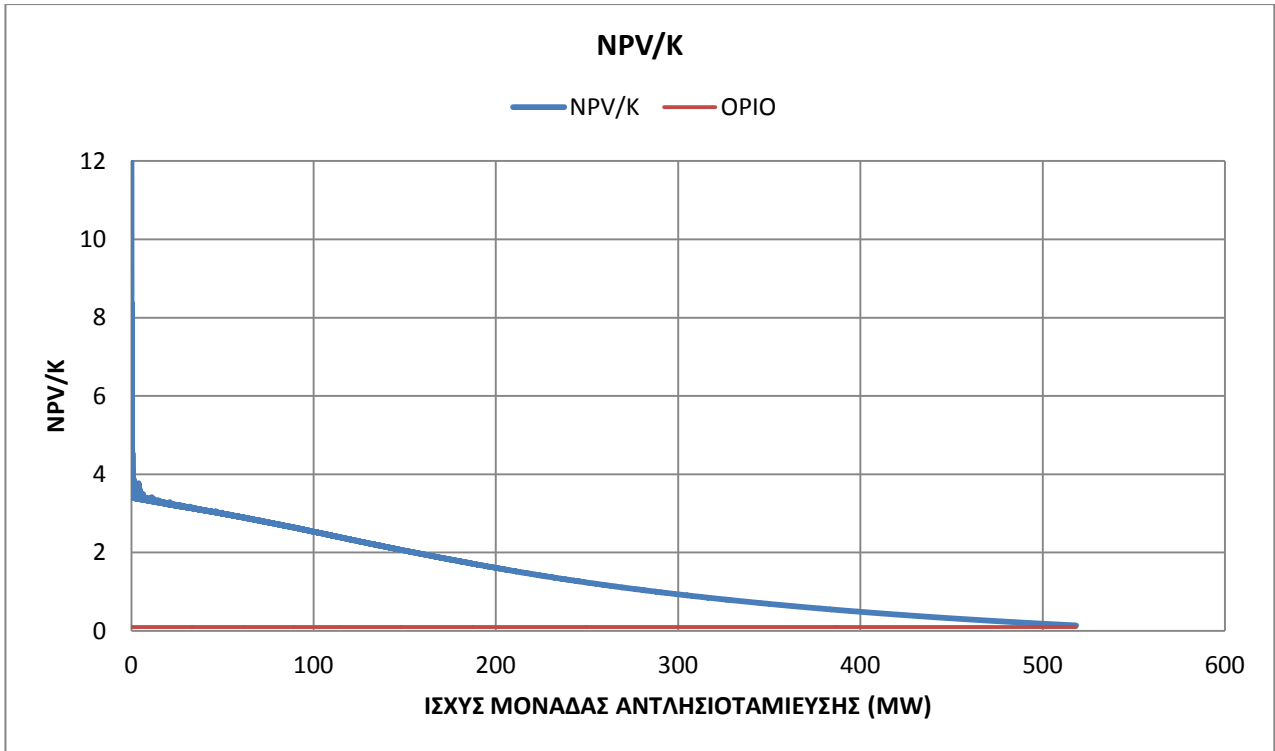
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2020-2050.



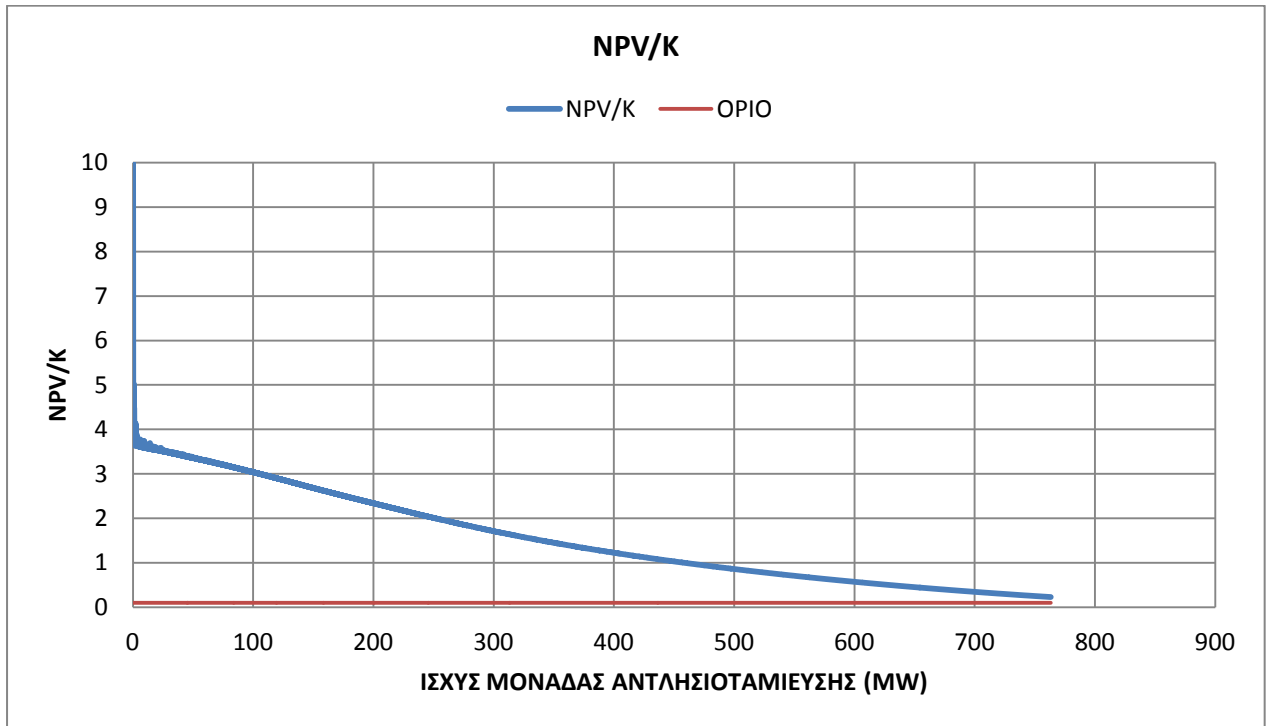
Σχήμα 5.22 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2020-ΥΦ



Σχήμα 5.23 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΥΦ



Σχήμα 5.24 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΥΦ



Σχήμα 5.25 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΥΦ

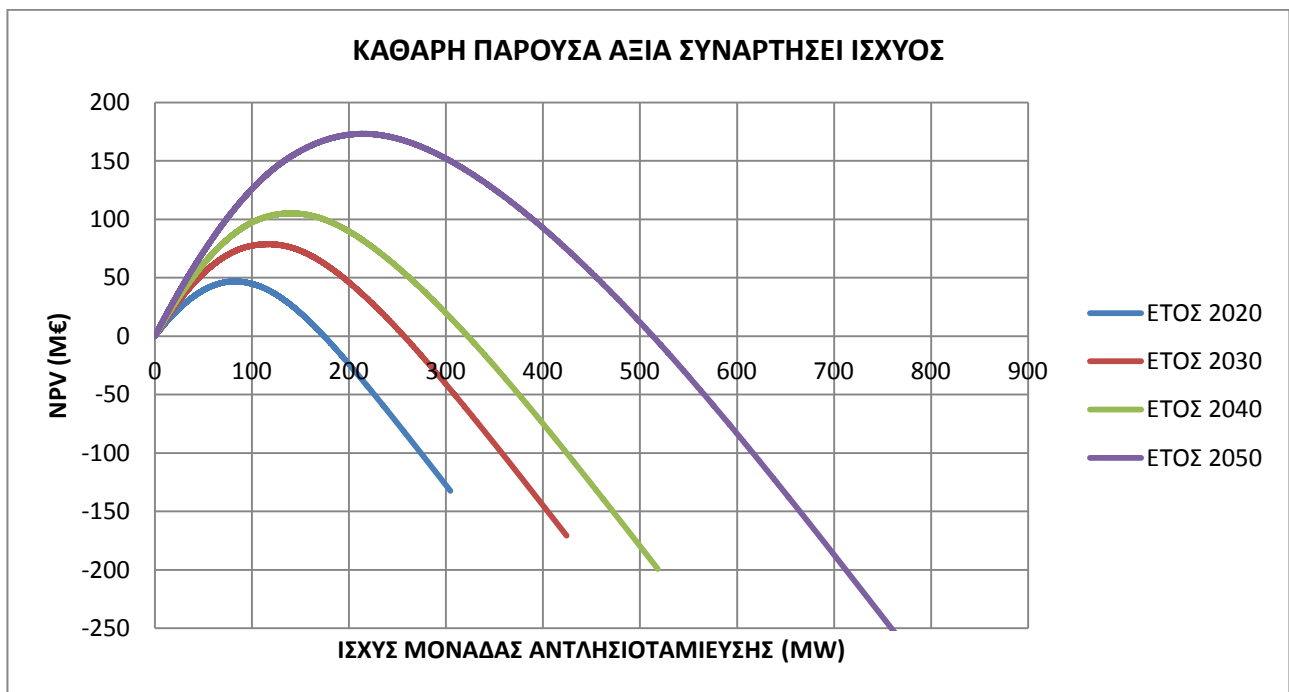


Σχόλια σχημάτων 5.22-5.25: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.22 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 291MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.23 του έτους 2030, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 424MW. Στο σχήμα 5.24 του έτους 2040, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 524MW. Στο σχήμα 5.25 του έτους 2050, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 776MW.

**Μέση τιμολόγηση ( $t_{buy}=54€/MWh$  και  $t_{sell}=150€/MWh$ )**

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2020-2050.

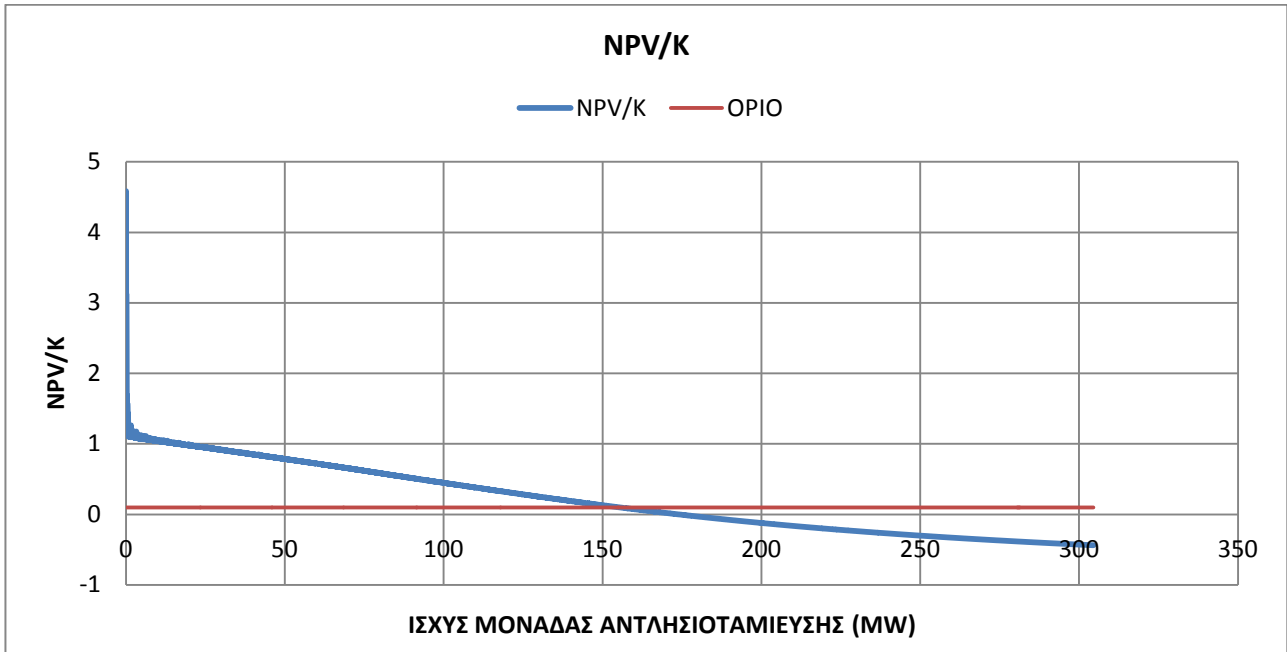


Σχήμα 5.26 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για όλα τα έτη και μέση τιμολόγηση-ΥΦ

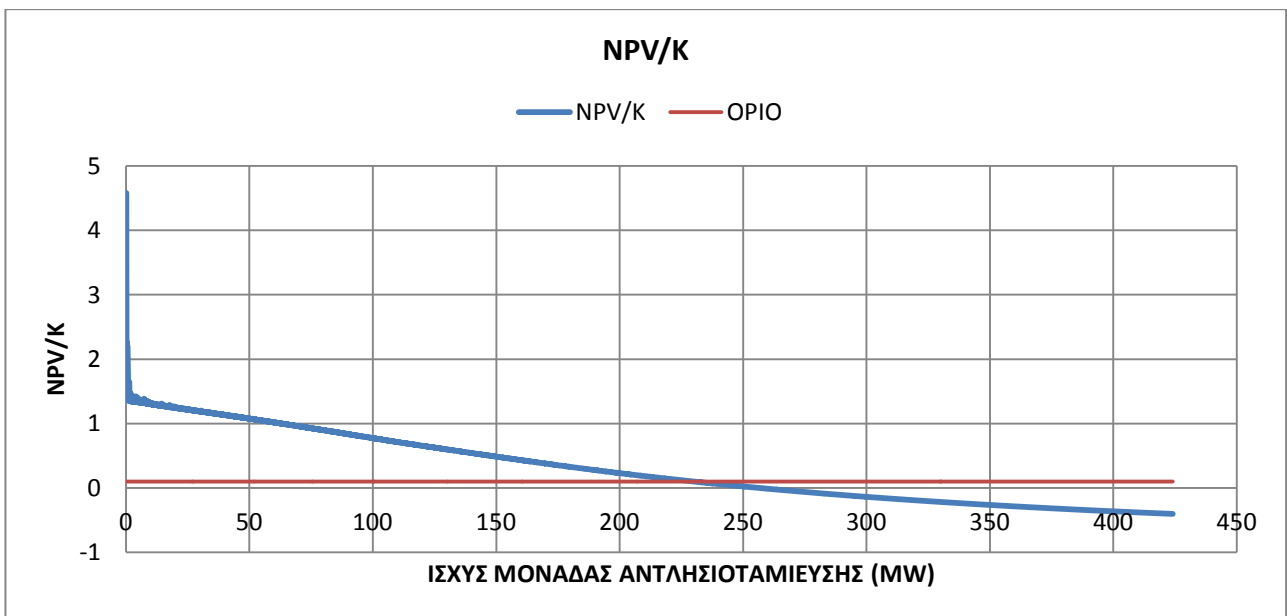
Σχόλια σχήματος 5.21: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2020 η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 90MW, για το έτος 2030 παρουσιάζεται περίπου στα 120MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 150MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 210MW. Από το έτος 2020 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Ακόμη παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι μικρότερες και παρουσιάζουν και αρνητικές τιμές, λόγω της μέσης τιμολόγησης που εφαρμόστηκε. Στο έτος 2020 η NPV μηδενίζεται

περίπου στα 180MW, στο 2030 περίπου στα 260MW, στο 2040 περίπου στα 310MW και στο 2050 περίπου στα 510MW.

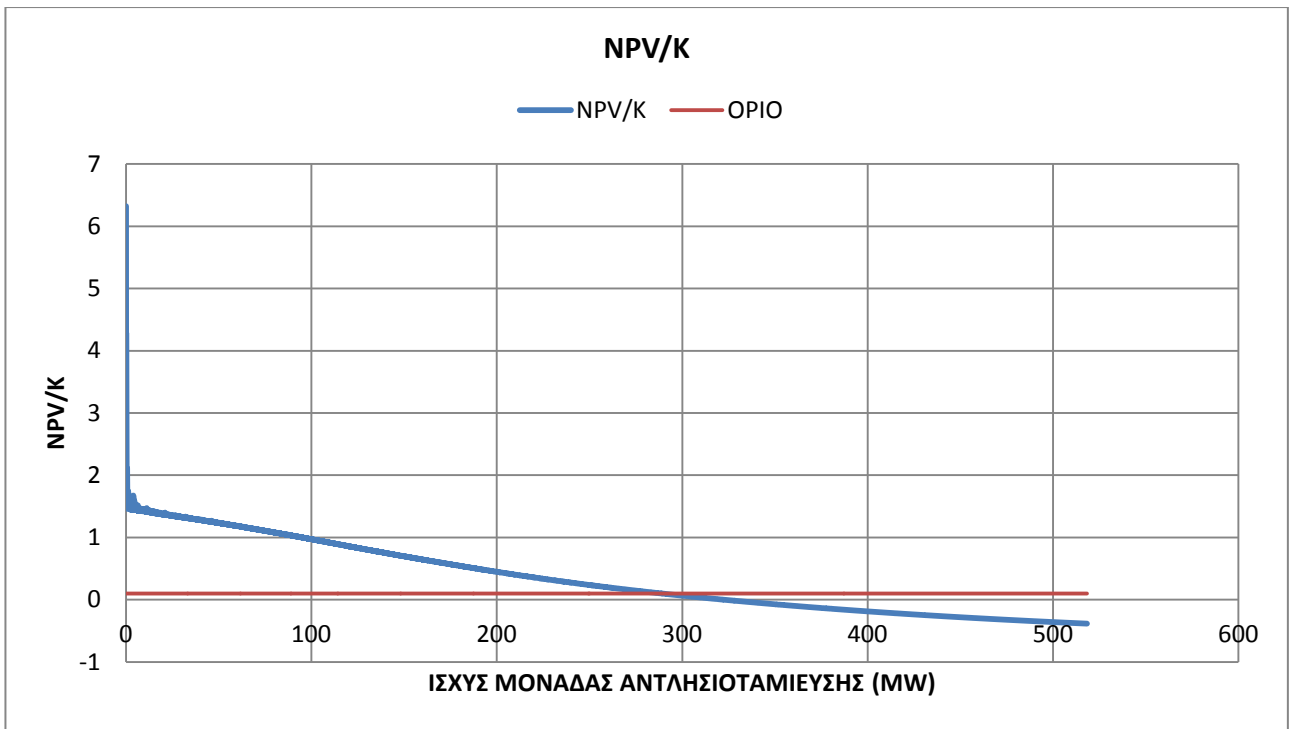
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2020-2050.



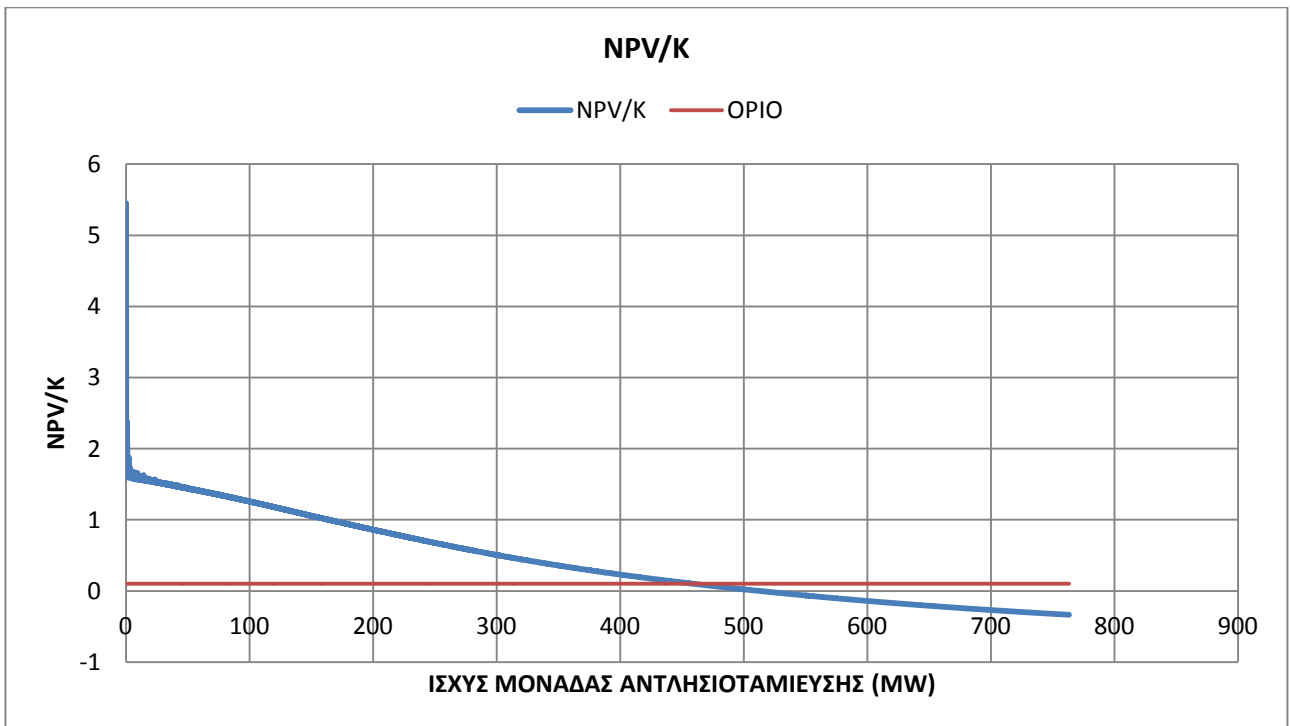
Σχήμα 5.27 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2020-ΥΦ



Σχήμα 5.28 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΥΦ



Σχήμα 5.29 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΥΦ



Σχήμα 5.30 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΥΦ

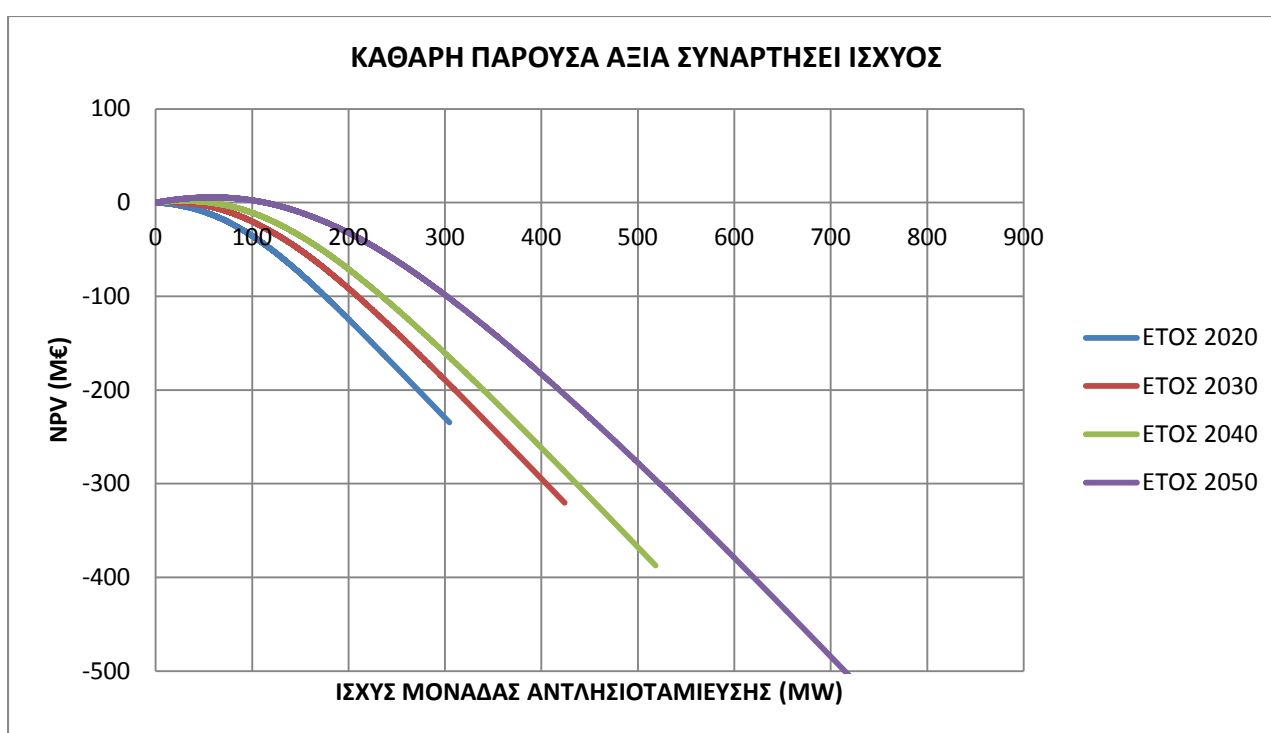
Σχόλια σχημάτων 5.27-5.30: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση

του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.27 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 156MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.28 του έτους 2030, το όριο ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 230MW. Στο σχήμα 5.29 του έτους 2040, το όριο ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 289MW. Στο σχήμα 5.30 του έτους 2050, το όριο ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 460MW. Παρατηρείται μείωση της ισχύος, της μονάδας, λόγω της μέσης τιμολόγησης.

### Μη ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=60\text{€/MWh}$ και $t_{sell}=120\text{€/MWh}$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

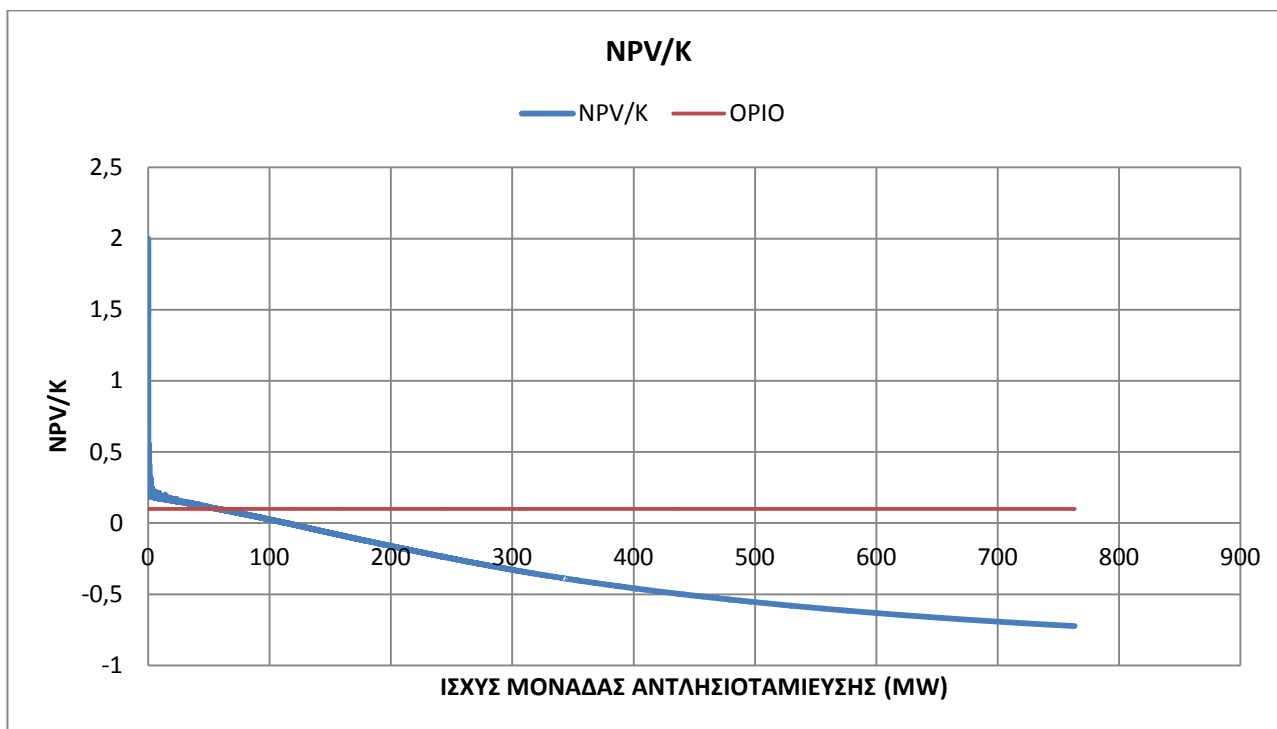
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2020-2050.



Σχήμα 5.31 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για όλα τα έτη και μη ευνοϊκή τιμολόγηση-ΥΦ

Σχόλια σχήματος 5.31: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή. Για τα έτη 2020-2040 η NPV είναι για όλες τις τιμές ισχύος αντλησιοταμίευσης αρνητική με φθίνουσα καμπύλη, λόγω της κακής τιμολόγησης. Για το 2050, επειδή η εγκατεστημένη ισχύς είναι κατά πολύ μεγαλύτερη των άλλων ετών, παρουσιάζεται μια μέγιστη θετική NPV για ισχύ περίπου 50MW. Ακόμη η NPV μηδενίζεται στο έτος 2050 για ισχύ περίπου 105MW. Έτσι για την μη ευνοϊκή τιμολόγηση δίνεται διάγραμμα του λόγου καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης μόνο για το έτος 2050.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2020-2050.



Σχήμα 5.32 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΥΦ

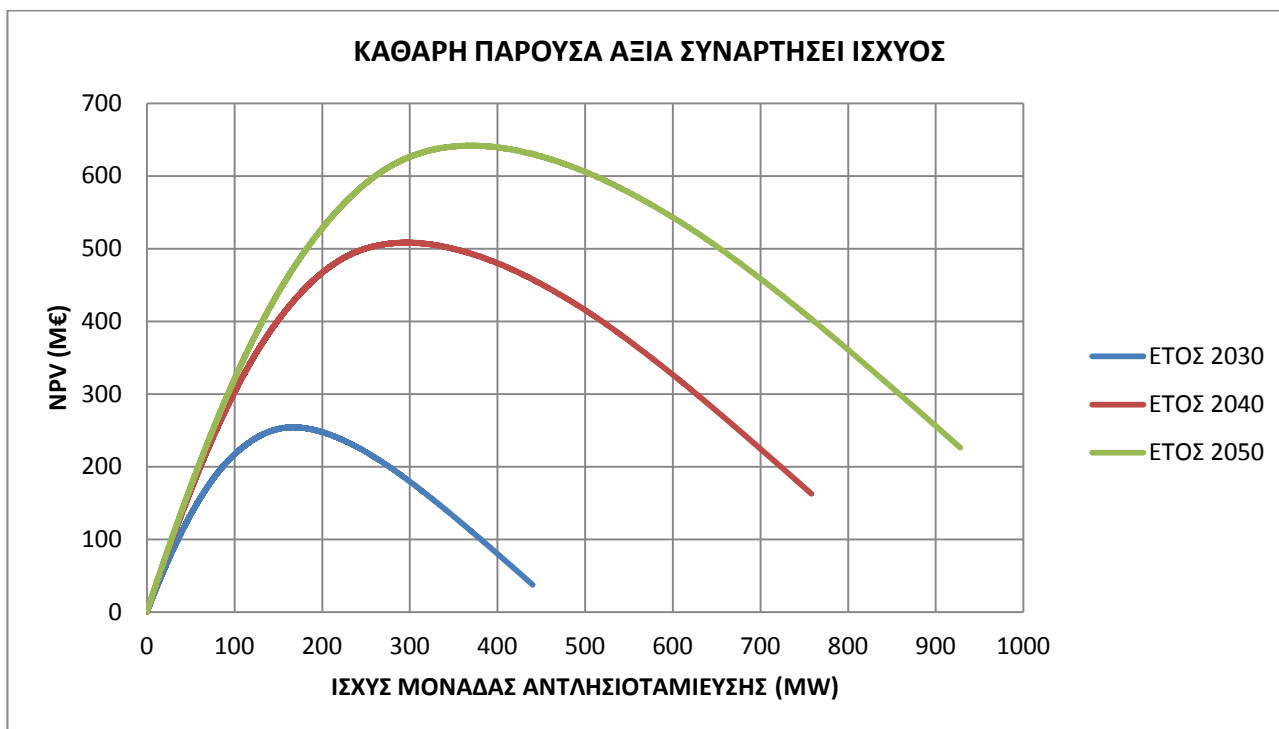
Σχόλια σχήματος 5.32: Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η αποθηκευτική ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Μέχρι και για εγκατεστημένη αποθηκευτική ισχύ 58MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Παρατηρείται πολύ μεγάλη μείωση της αποθηκευτικής ισχύος λόγω της μη ευνοϊκής τιμολόγησης.

## Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους (ΠΕΚ)

Ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

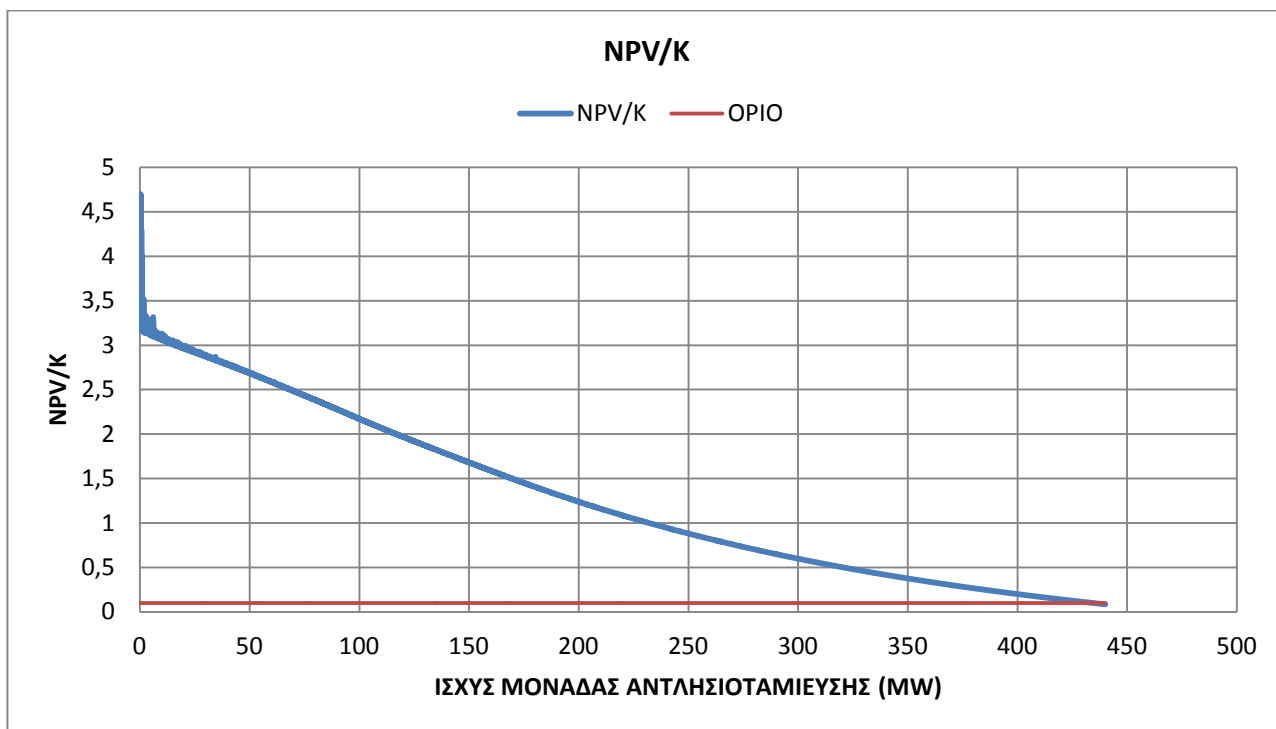
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



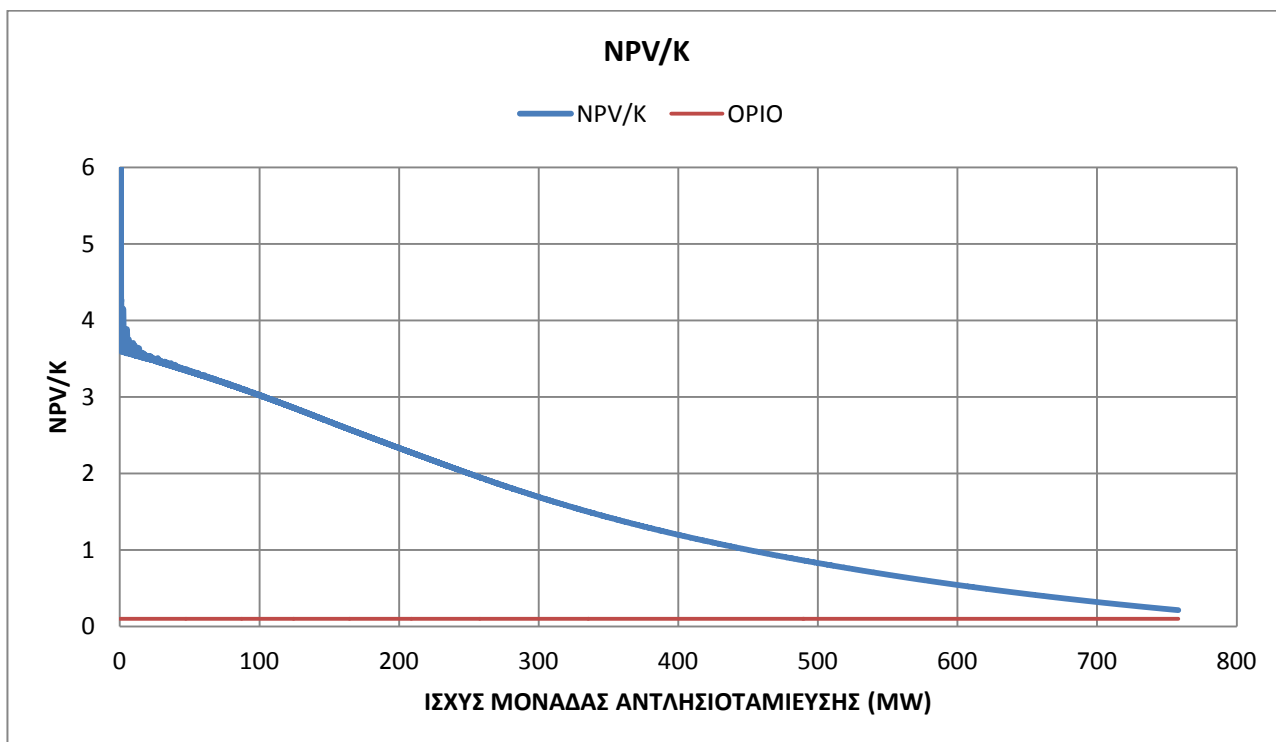
Σχήμα 5.33 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και ευνοϊκή τιμολόγηση-ΠΕΚ

Σχόλια σχήματος 5.33: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2030 η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 180MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 300MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 400MW. Από το έτος 2030 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Επίσης η τάξη μεγέθους της καθαρής παρούσας αξίας έχει αυξηθεί λόγω της μεγαλύτερης ισχύος. Τέλος παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι πάντα θετικές λόγω της ευνοϊκής τιμολόγησης που εφαρμόστηκε.

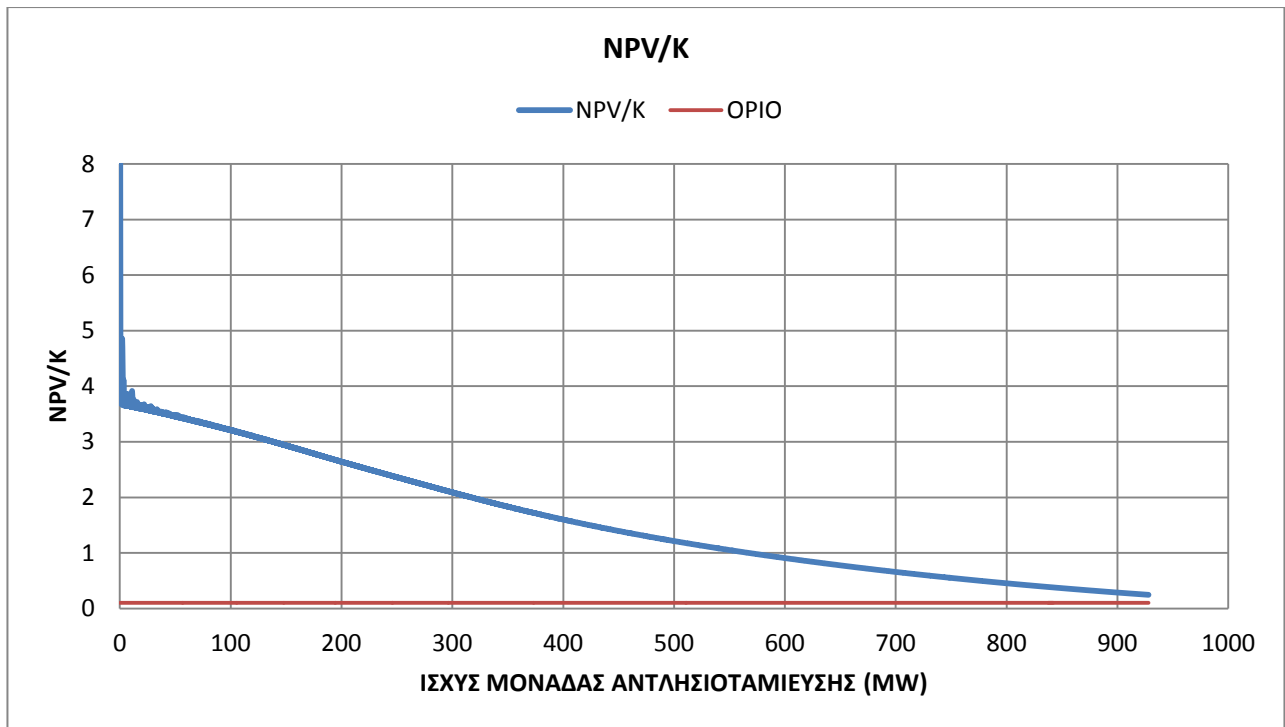
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2030-2050.



Σχήμα 5.34 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΠΕΚ



Σχήμα 5.35 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΠΕΚ



Σχήμα 5.36 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΠΕΚ

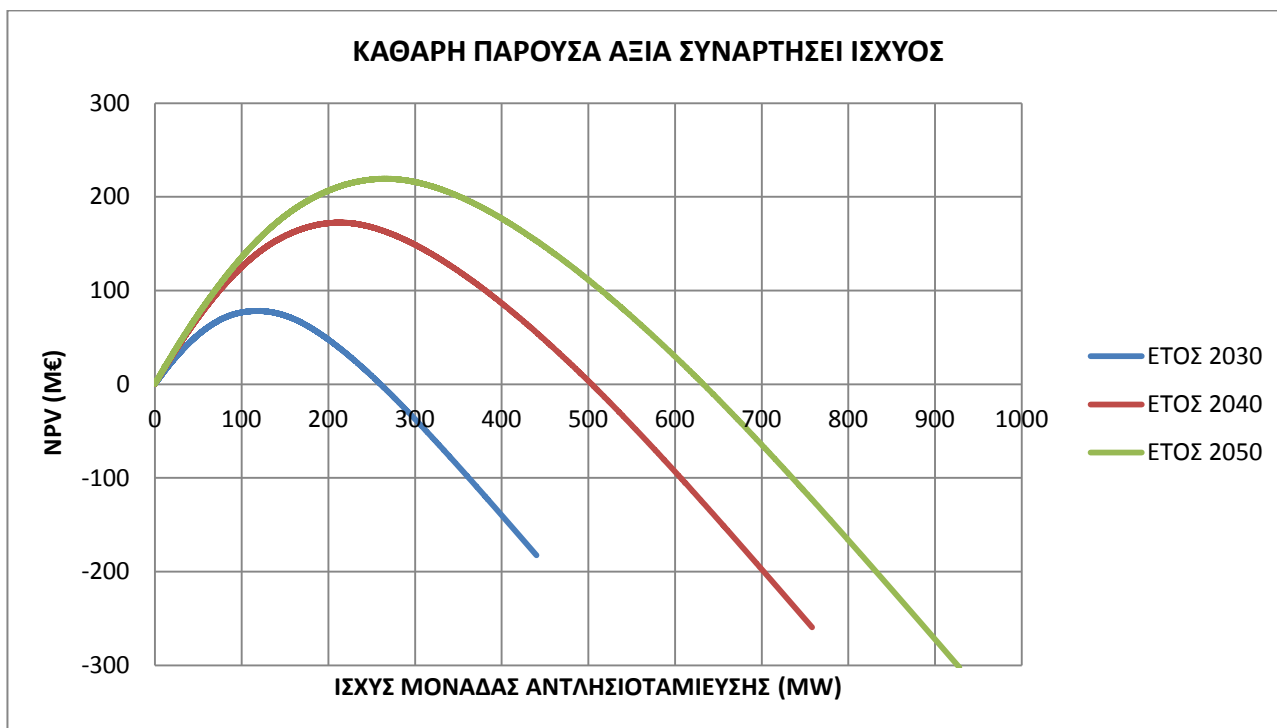
Σχόλια σχημάτων 5.34-5.36: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.34 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 433MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.35 του έτους 2040, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 770MW. Στο σχήμα 5.36 του έτους 2050, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 942MW. Είναι φανερό η κατά πολύ μεγαλύτερη ισχύς που εμφανίζεται στο σενάριο ΠΕΚ σε σχέση με το ΥΦ, λόγω της περισσότερης διαθέσιμης απορριπτόμενης ισχύος.



### Μέση τιμολόγηση ( $t_{buy}=54€/MWh$ και $t_{sell}=150€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

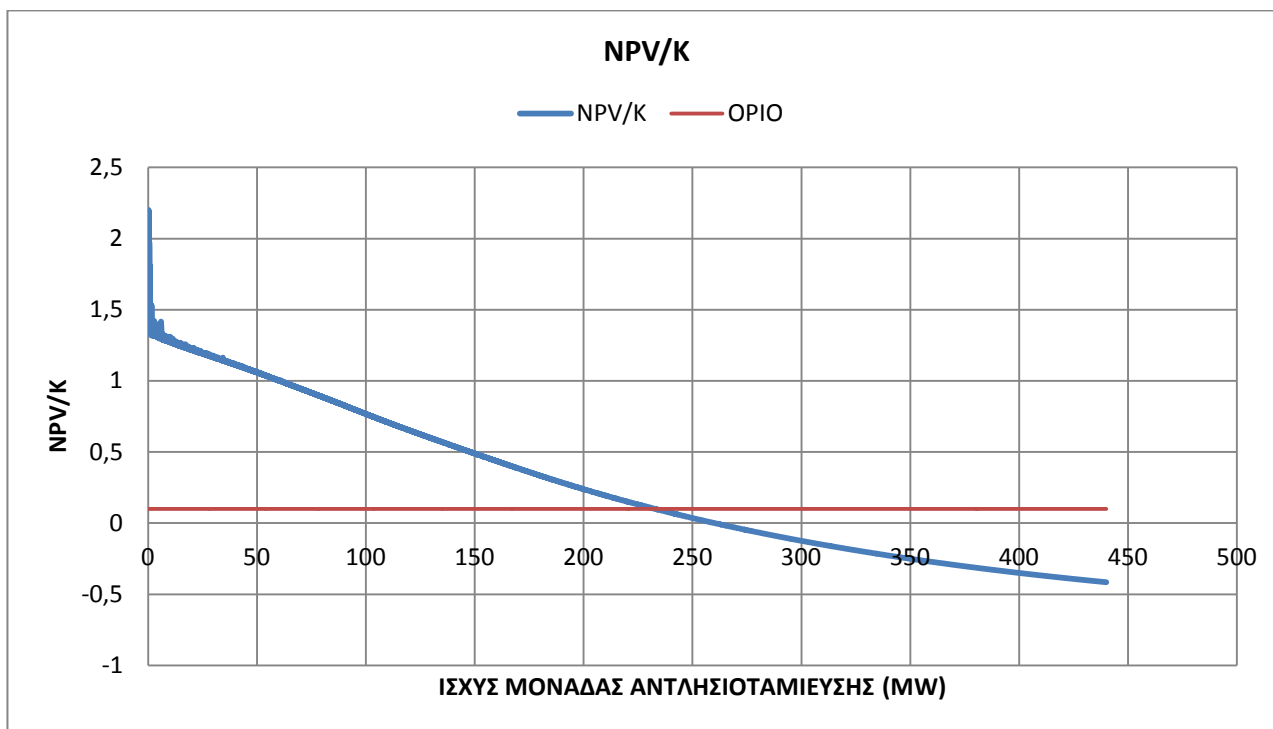
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



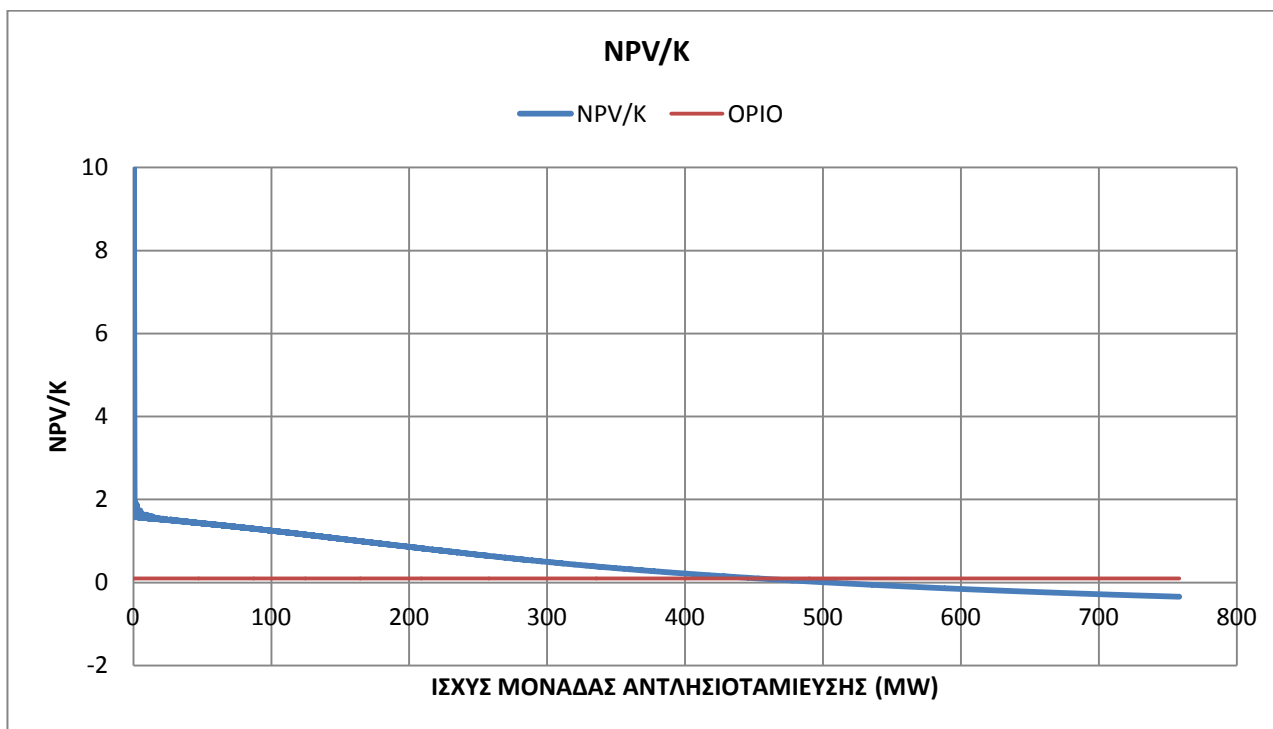
Σχήμα 5.37 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και μέση τιμολόγηση-ΠΕΚ

Σχόλια σχήματος 5.37: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2030 παρουσιάζεται περίπου στα 110MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 200MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 280MW. Από το έτος 2030 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Ακόμη παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι μικρότερες και παρουσιάζουν και αρνητικές τιμές, λόγω της μέσης τιμολόγησης που εφαρμόστηκε. Στο έτος 2030 η NPV μηδενίζεται περίπου στα 260MW, στο 2040 περίπου στα 500MW και στο 2050 περίπου στα 630MW.

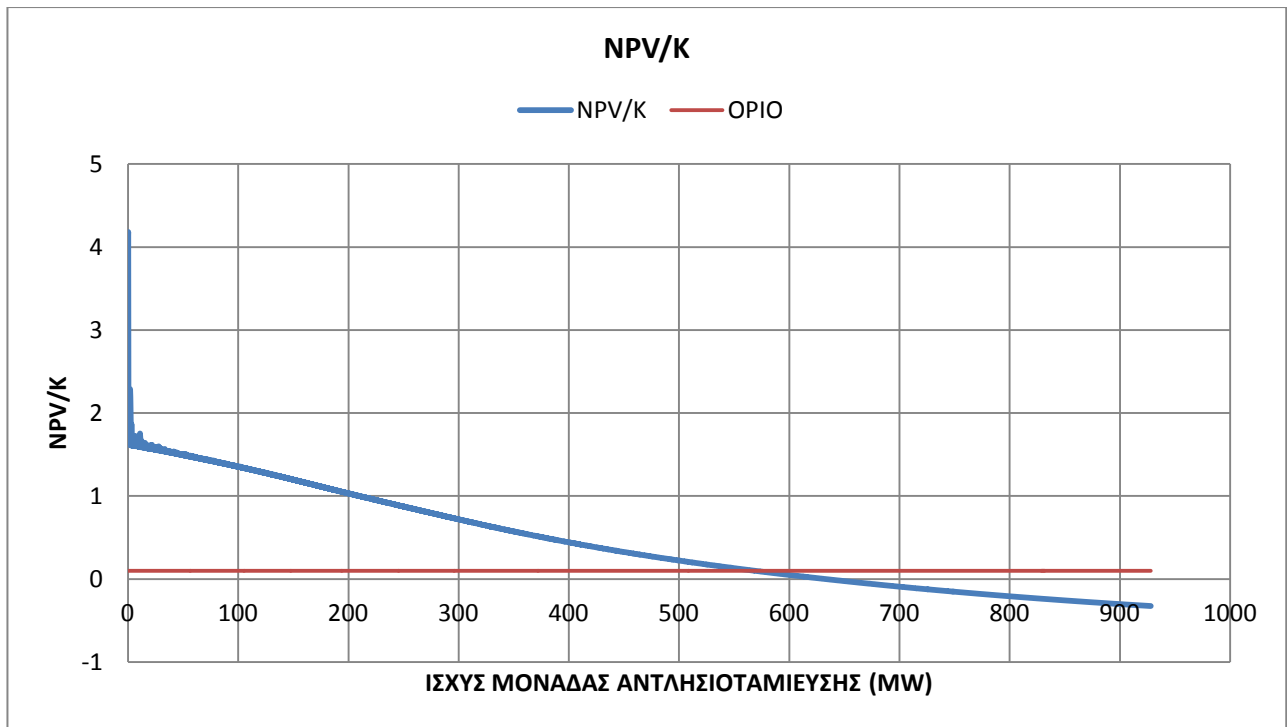
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2030-2050.



Σχήμα 5.38 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΠΕΚ



Σχήμα 5.39 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΠΕΚ



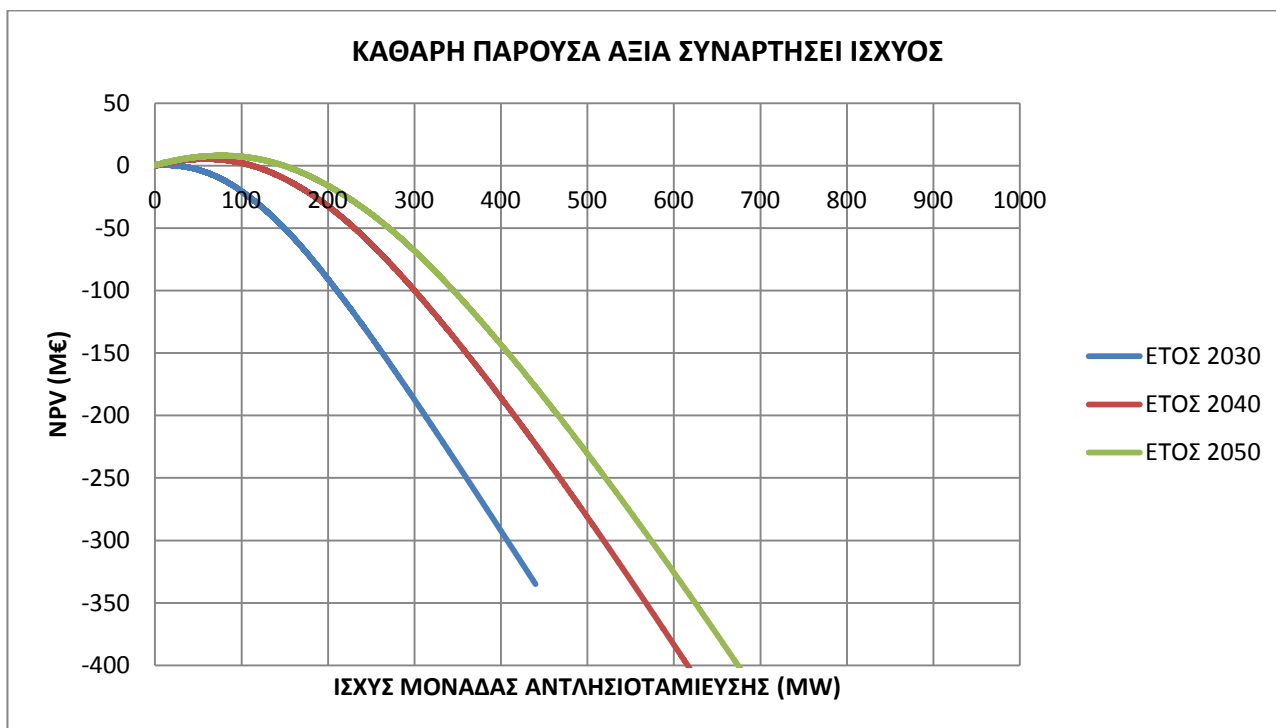
Σχήμα 5.40 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΠΕΚ

Σχόλια σχημάτων 5.38-5.40: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.38 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 233MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.39 του έτους 2040, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 452MW. Στο σχήμα 5.40 του έτους 2050, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 568MW. Παρατηρείται μείωση της ισχύος λόγω της μέσης τιμολόγησης.

### Μη ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=60€/MWh$ και $t_{sell}=120€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

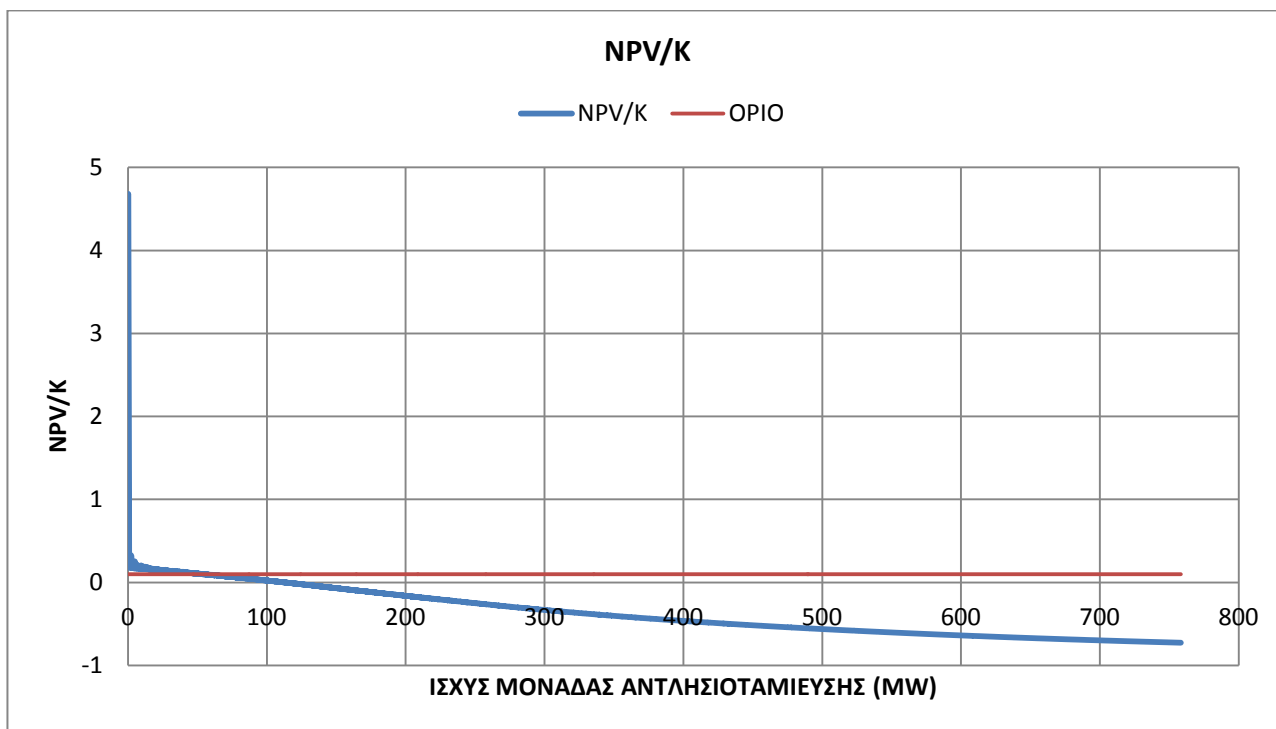
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



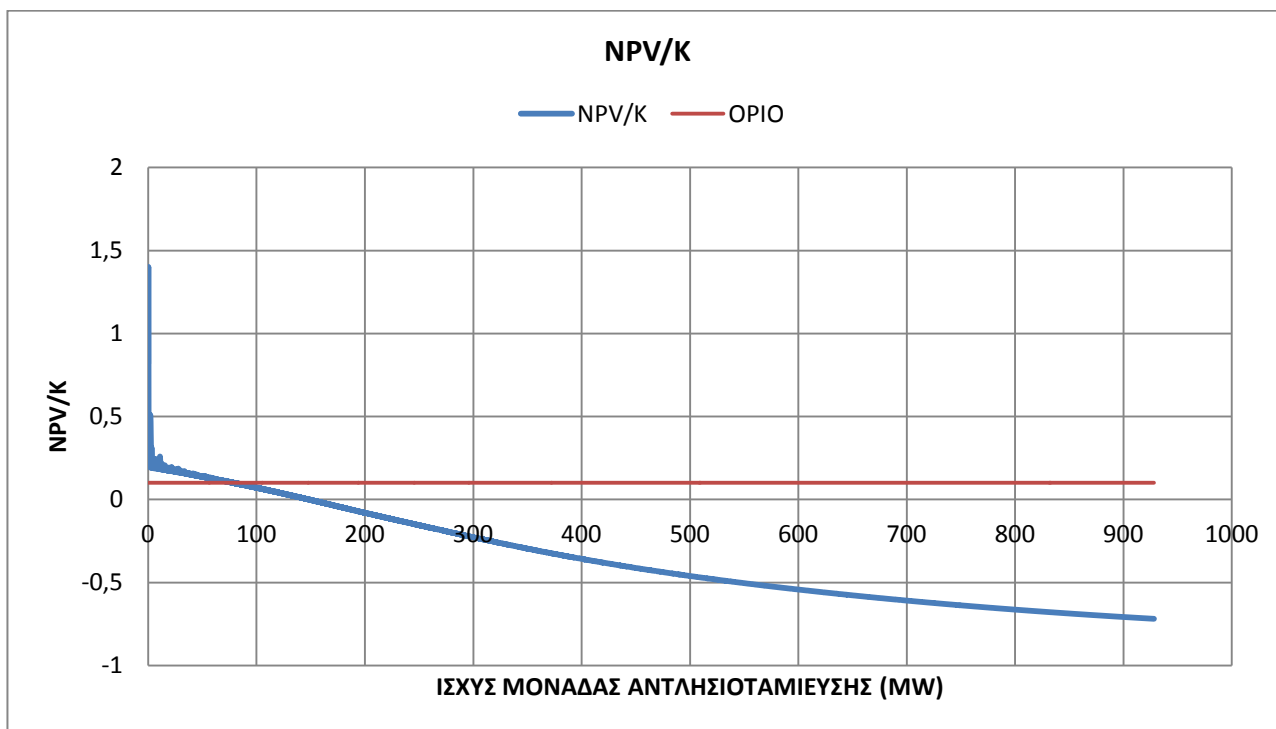
Σχήμα 5.41 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και μη ευνοϊκή τιμολόγηση-ΠΕΚ

Σχόλια σχήματος 5.41: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή. Για το έτος 2030 η NPV είναι για όλες τις τιμές ισχύος αντλησιοταμίευσης αρνητική με φθίνουσα καμπύλη, λόγω της κακής τιμολόγησης. Για τα έτη 2040-2050, επειδή η εγκατεστημένη ισχύς είναι κατά πολύ μεγαλύτερη των άλλων ετών, παρουσιάζεται καμπύλη με μια μικρή μέγιστη θετική NPV. Για το 2040 εμφανίζεται για ισχύ περίπου 50MW και για το 2050 σε ισχύ περίπου 80MW. Ακόμη η NPV μηδενίζεται στο έτος 2040 για ισχύ περίπου 110MW και στο 2050 για περίπου 150MW. Έτσι για την μη ευνοϊκή τιμολόγηση δίνονται διαγράμματα του λόγου καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης για τα έτη 2040 και 2050.

Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2040 και 2050.



Σχήμα 5.42 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΠΕΚ



Σχήμα 5.43 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΠΕΚ

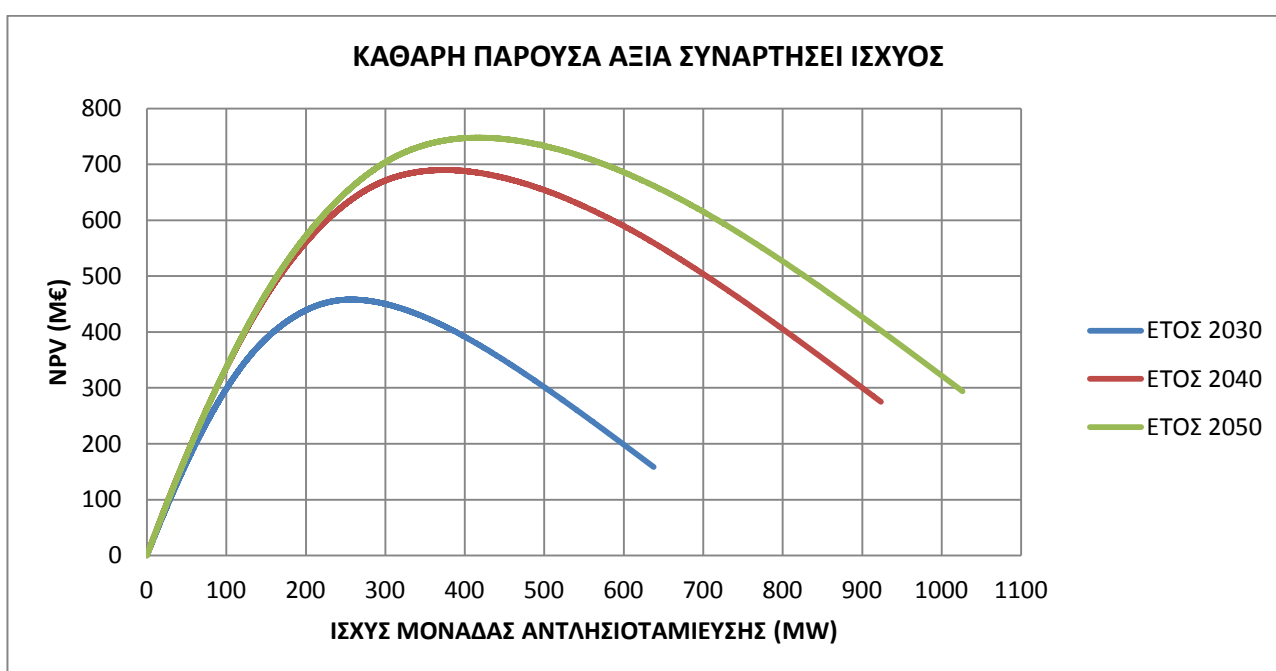
Σχόλια σχημάτων 5.42-5.43: Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Το 2040 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 54MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Το 2050 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 79MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Παρατηρείται πολύ μεγάλη μείωση της ισχύος λόγω της μη ευνοϊκής τιμολόγησης.

### Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ (ΜΕΑΠ)

Ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=36€/MWh$  και  $t_{sell}=180€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

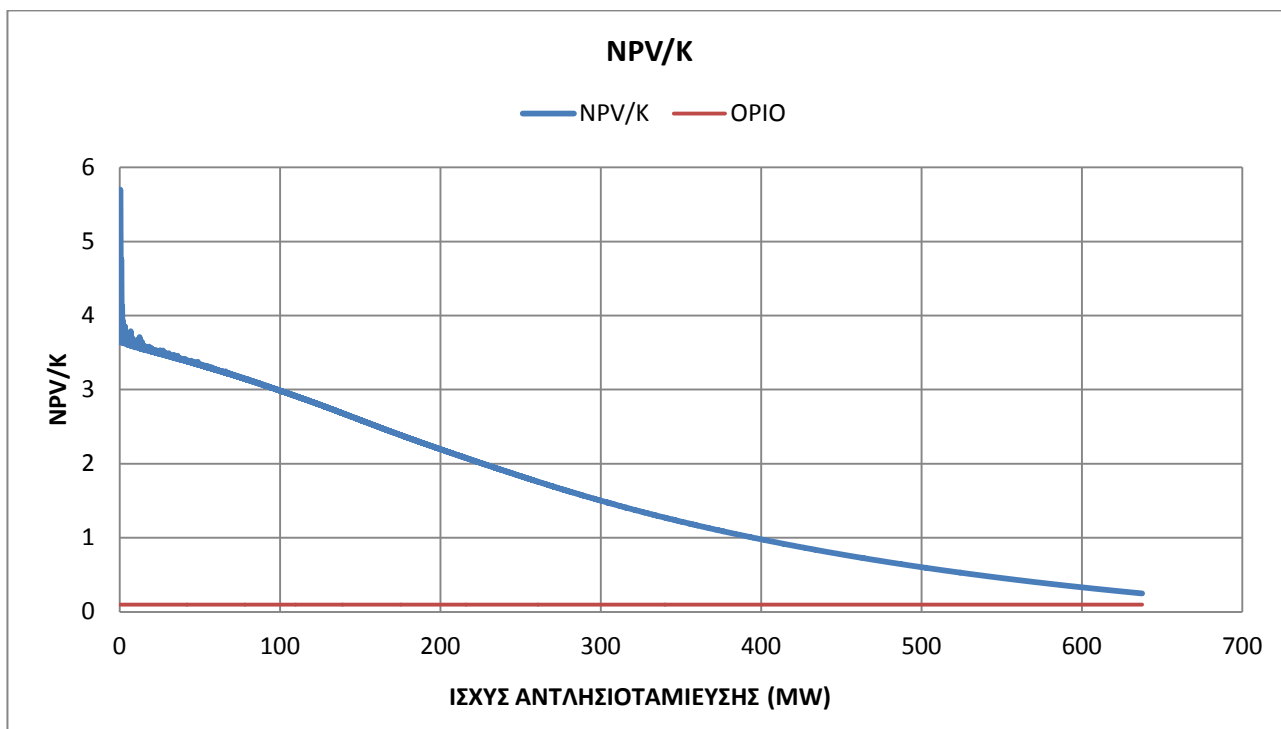
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



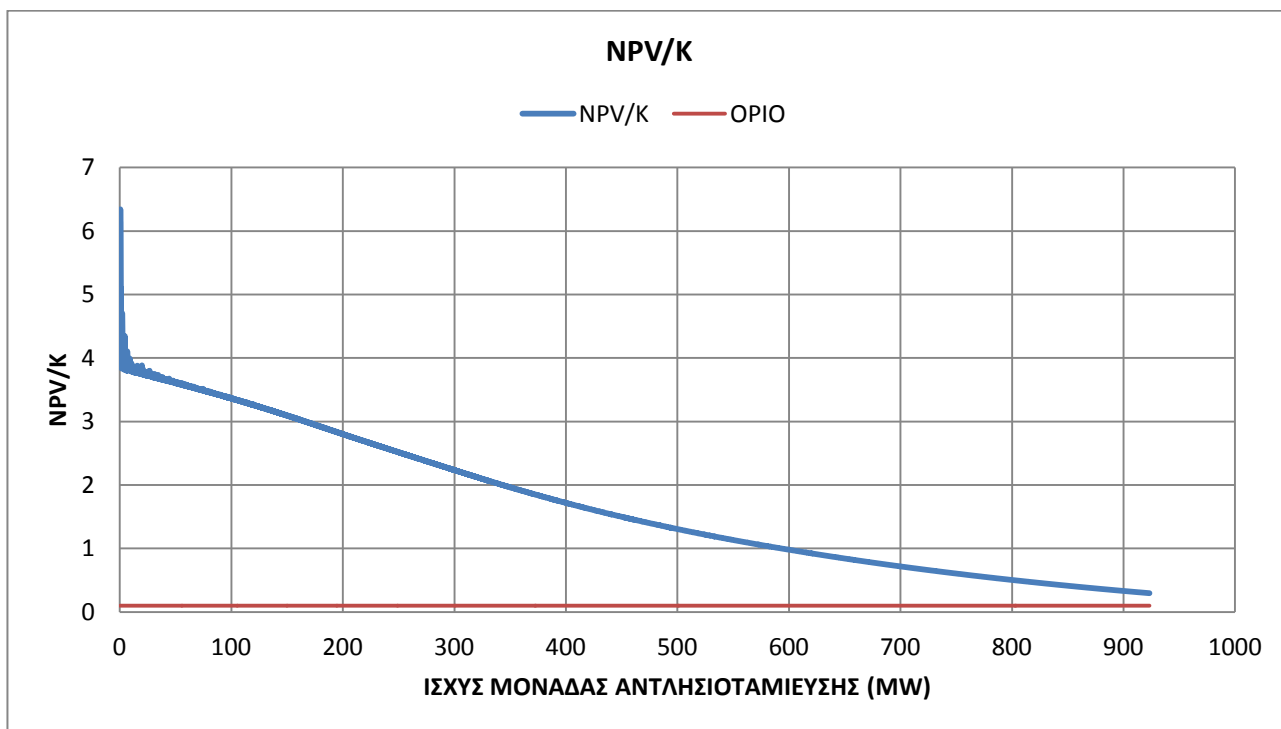
Σχήμα 5.44 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και ευνοϊκή τιμολόγηση-ΜΕΑΠ

Σχόλια σχήματος 5.44: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2030 η μέγιστη NPV, παρουσιάζεται περίπου στα 250MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 380MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 420MW. Από το έτος 2030 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Επίσης η τάξη μεγέθους της καθαρής παρούσας αξίας έχει αυξηθεί λόγω της μεγαλύτερης ισχύος. Τέλος παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι πάντα θετικές λόγω της ευνοϊκής τιμολόγησης που εφαρμόστηκε.

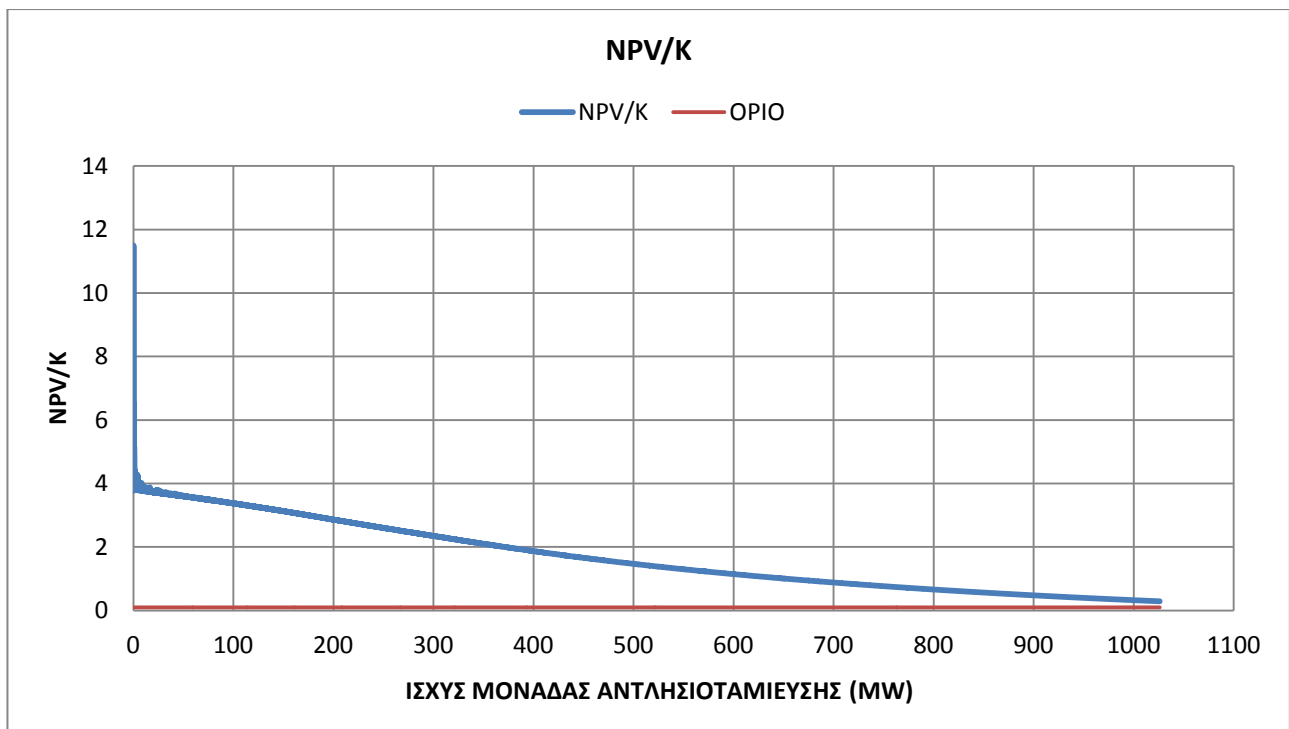
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2030-2050.



Σχήμα 5.45 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΜΕΑΠ



Σχήμα 5.46 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΜΕΑΠ



Σχήμα 5.47 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΜΕΑΠ

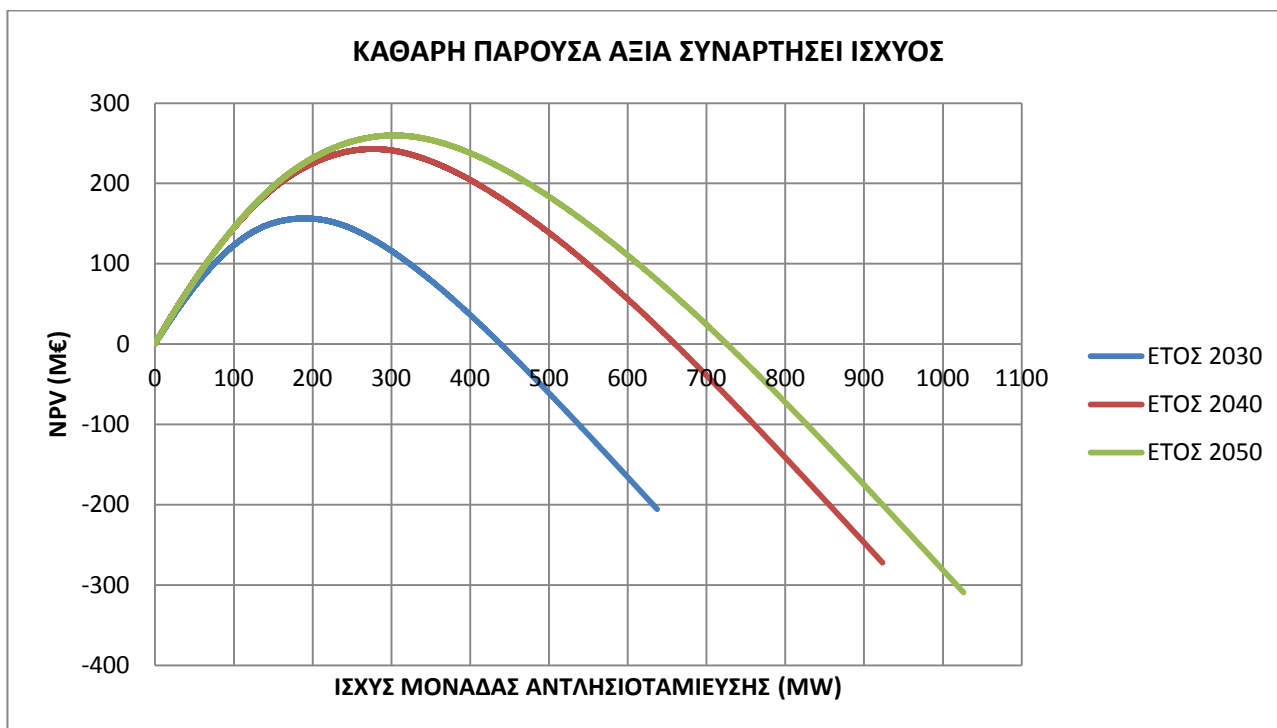
Σχόλια σχημάτων 5.45-5.47: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.45 μέχρι και για ισχύ 641MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.46 του έτους 2040, το όριο ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 934MW. Στο σχήμα 5.47 του έτους 2050, το όριο ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 1041MW. Είναι φανερό η κατά πολύ μεγαλύτερη ισχύς που εμφανίζεται στο σενάριο ΜΕΑΠ σε σχέση με το ΥΦ και το ΠΕΚ, λόγω της περισσότερης διαθέσιμης απορριπτόμενης ισχύος.



## Μέση τιμολόγηση ( $t_{buy}=54€/MWh$ και $t_{sell}=150€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

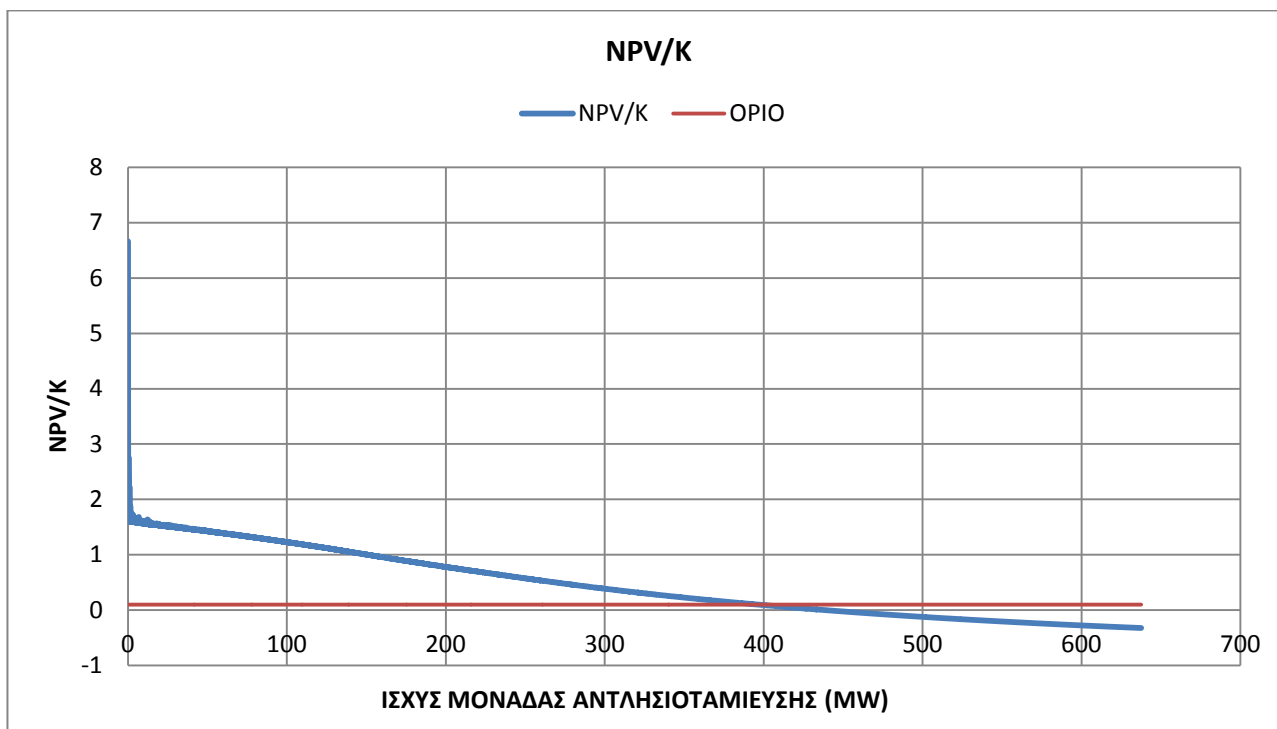
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



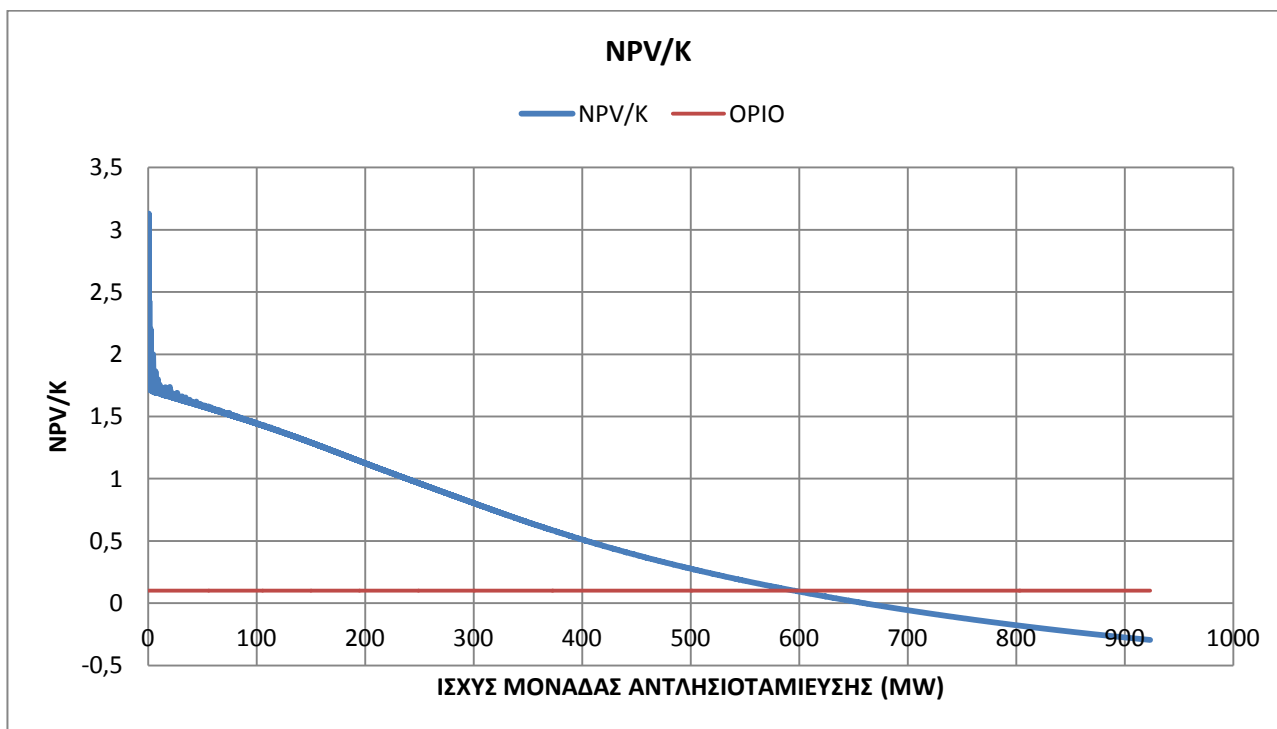
Σχήμα 5.48 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και μέση τιμολόγηση-ΜΕΑΠ

Σχόλια σχήματος 5.48: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2030 παρουσιάζεται περίπου στα 200MW, για το έτος 2040 παρουσιάζεται περίπου στα 280MW και για το έτος 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 310MW. Από το έτος 2030 στο 2050 παρατηρείται αύξηση της NPV που οφείλεται στην μεγαλύτερη τάξη απορρίψεων που προέκυψε γι' αυτά τα έτη. Ακόμη παρατηρείται ότι οι τιμές της NPV είναι μικρότερες και παρουσιάζουν και αρνητικές τιμές, λόγω της μέσης τιμολόγησης που εφαρμόστηκε. Στο έτος 2030 η NPV μηδενίζεται περίπου στα 340MW, στο 2040 περίπου στα 660MW και στο 2050 περίπου στα 725MW.

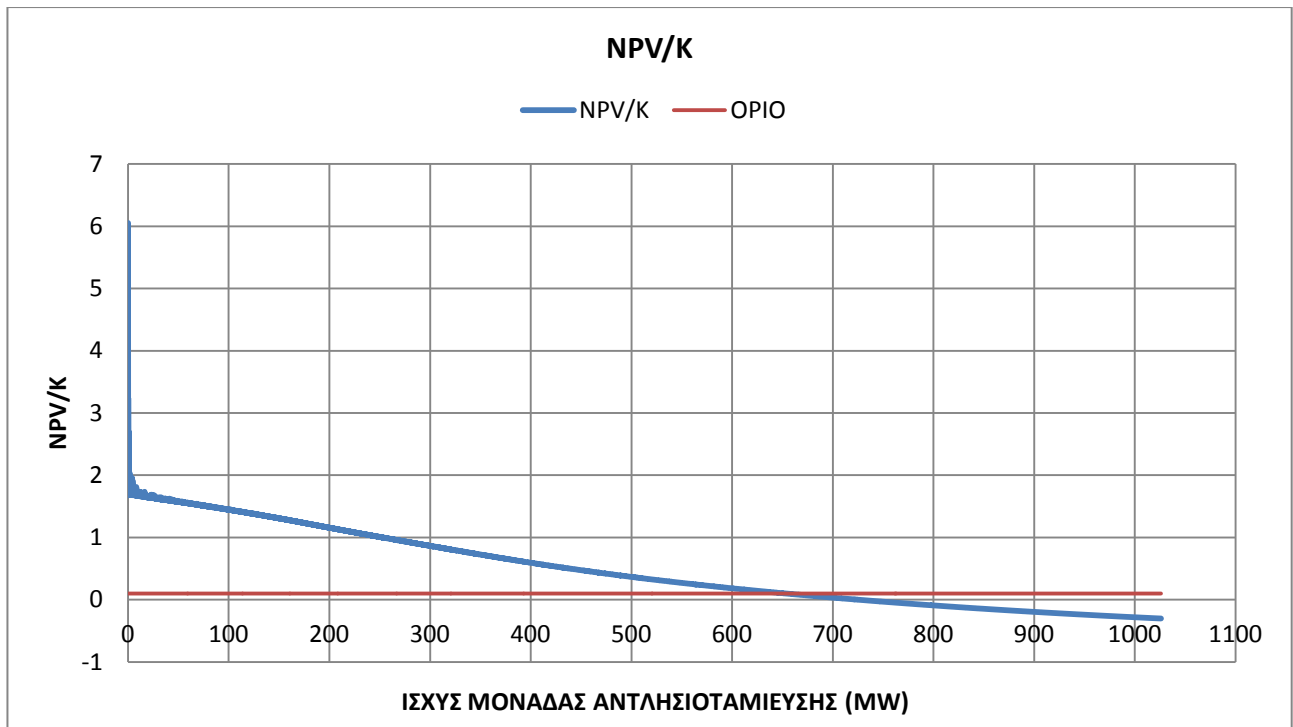
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2030-2050.



Σχήμα 5.49 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΜΕΑΠ



Σχήμα 5.50 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΜΕΑΠ



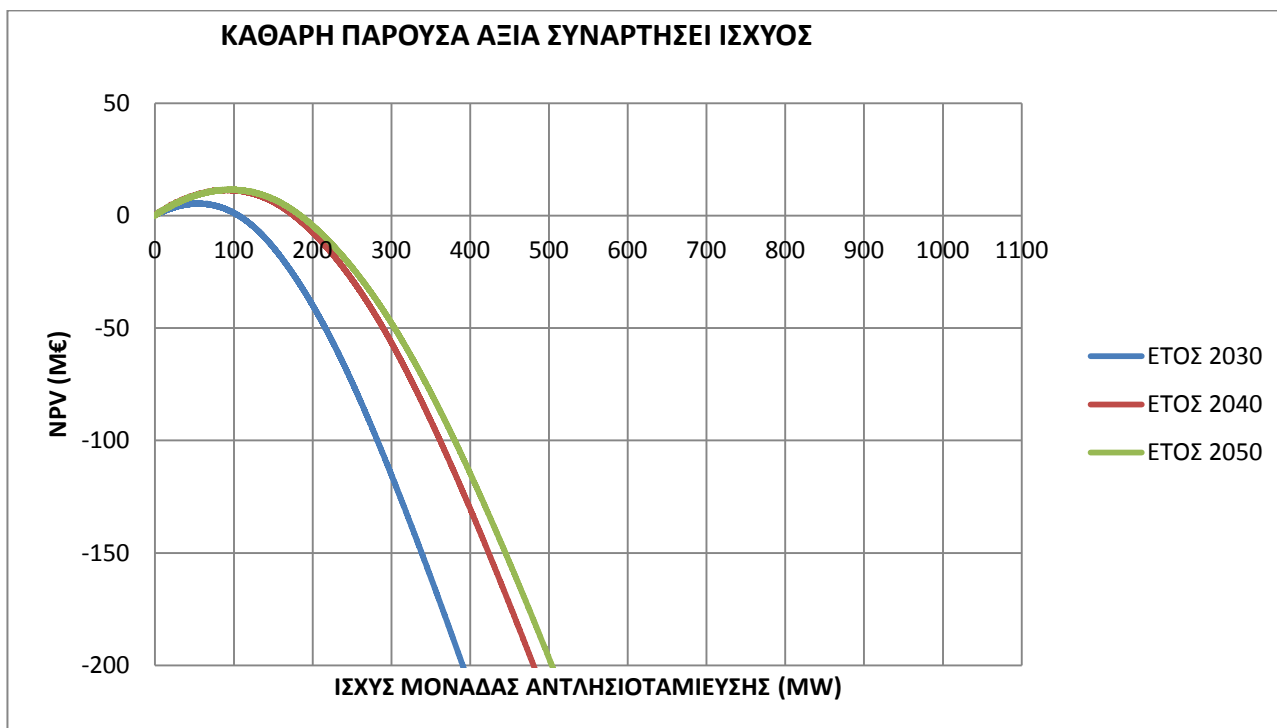
Σχήμα 5.51 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΜΕΑΠ

Σχόλια σχημάτων 5.49-5.51: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.49 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 396MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.50 του έτους 2040, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 596MW. Στο σχήμα 5.51 του έτους 2050, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 653MW. Παρατηρείται μείωση της ισχύος λόγω της μέσης τιμολόγησης.

## Μη ευνοϊκή τιμολόγηση ( $t_{buy}=60€/MWh$ και $t_{sell}=120€/MWh$ )

Προκύπτουν τα ακόλουθα διαγράμματα:

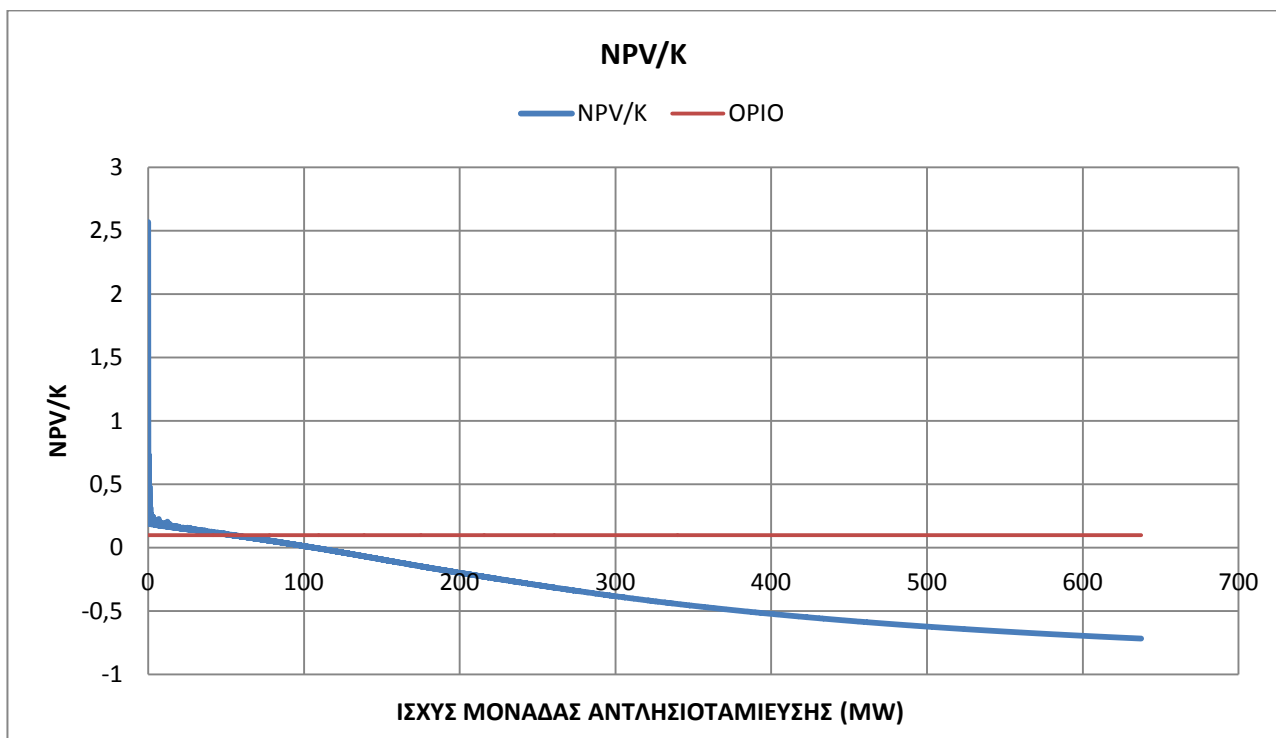
Συγκεντρωτικό διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030-2050.



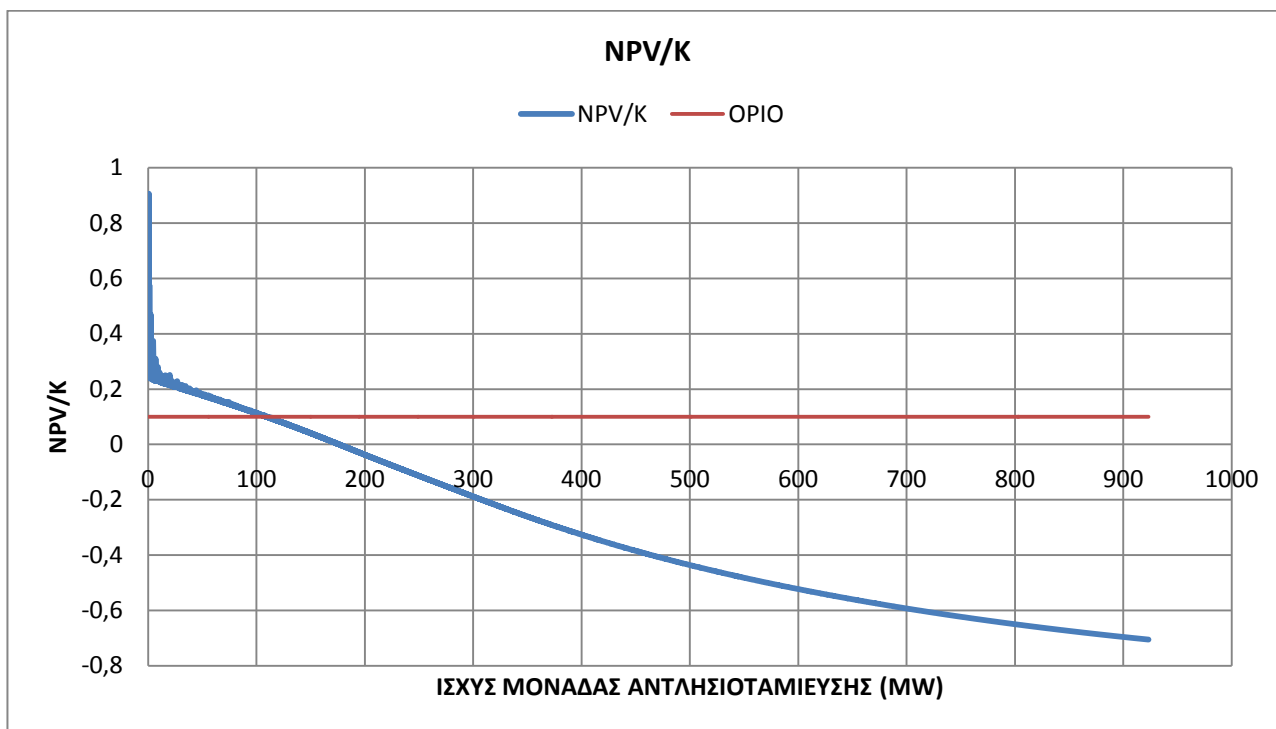
Σχήμα 5.52 Καθαρή παρούσα αξία συναρτήσεως της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2030, 2040, 2050 και μη ευνοϊκή τιμολόγηση-ΜΕΑΠ

Σχόλια σχήματος 5.52: Οι παραπάνω καμπύλες έχουν ίδια μορφή και παρουσιάζουν ένα μέγιστο η κάθε μία. Η μέγιστη τιμή της NPV σημαίνει ότι σε αυτή την ισχύ παρουσιάζεται η πιο συμφέρουσα επένδυση. Για το έτος 2030 παρουσιάζεται περίπου στα 50MW και για τα έτη 2040 και 2050 παρουσιάζεται περίπου στα 100MW. Σε αυτή την περίπτωση η NPV δεν παρουσιάζει ιδιαίτερα μεγάλες τιμές (<20M€) και γίνεται πολύ γρήγορα αρνητική οδηγώντας σε μη συμφέρουσα επένδυση, που οφείλεται στην μη ευνοϊκή τιμολόγηση που εφαρμόστηκε. Στο έτος 2030 η NPV μηδενίζεται περίπου στα 105MW, στο 2040 περίπου στα 175MW και στο 2050 περίπου στα 185MW.

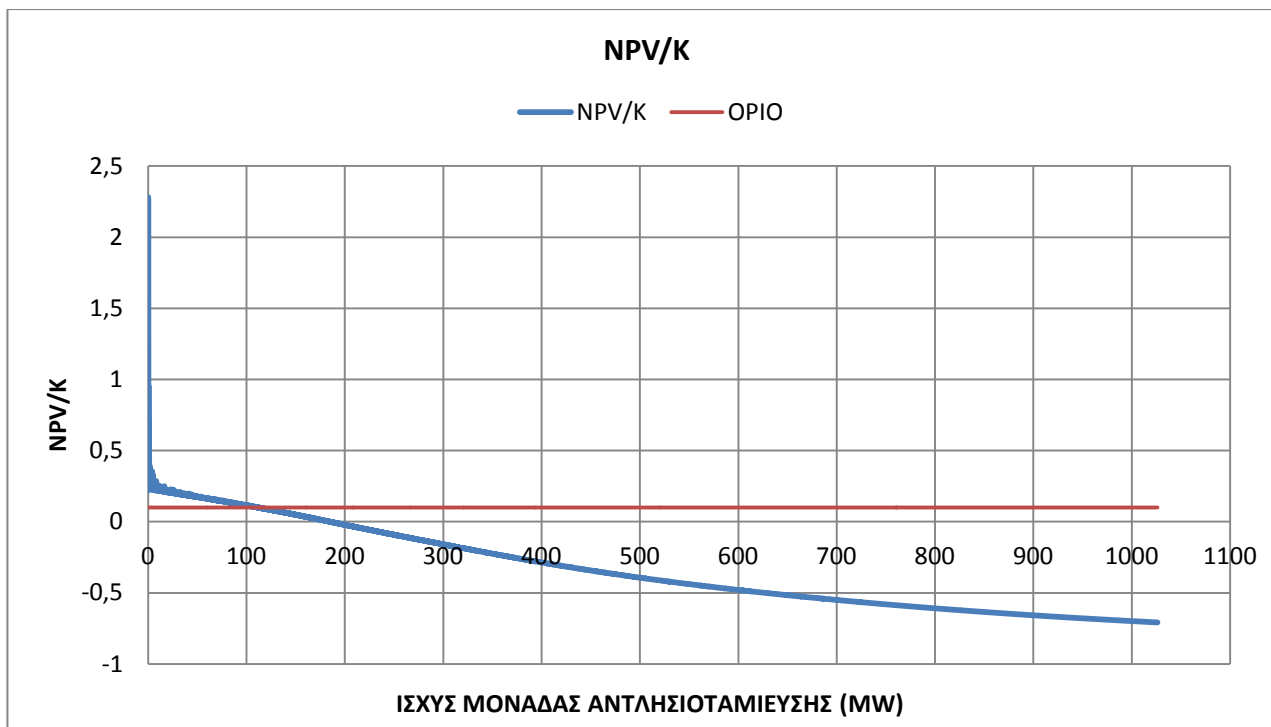
Λόγος Καθαρής Παρούσας Αξίας Κόστους επένδυσης Κ συναρτήσει της ισχύος, της μονάδας αντλησιοταμίευσης, για τα έτη 2030-2050.



Σχήμα 5.53 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2030-ΜΕΑΠ



Σχήμα 5.54 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2040-ΜΕΑΠ



Σχήμα 5.55 Λόγος Καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης συναρτήσει της ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης για το έτος 2050-ΜΕΑΠ

Σχόλια σχημάτων 5.53-5.55: Η μορφή αυτών των σχημάτων είναι κοινή. Παρατηρείται μείωση του λόγου όσο αυξάνεται η ισχύς, εφόσον αύξηση της ισχύος συνεπάγεται αύξηση του κόστους επένδυσης Κ. Στο σχήμα 5.53 μέχρι και για εγκατεστημένη ισχύ 53MW, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Στο σχήμα 5.53 του έτους 2040, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 110MW. Στο σχήμα 5.55 του έτους 2050, το όριο εγκατεστημένης ισχύος για βιώσιμη επένδυση κυμαίνεται στα 112MW. Παρατηρείται πολύ μεγάλη μείωση της ισχύος λόγω της μη ευνοϊκής τιμολόγησης που εφαρμόστηκε.

### 5.2.3 Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα- Σχολιασμός

Όπως παρατηρήθηκε παραπάνω, οι μορφές των καμπυλών αλλάζουν ανάλογα με το σενάριο τιμολόγησης, γι' αυτό και σχολιάζονται αρχικά με βάση τα σενάρια τιμολόγησης.

Για το σενάριο ευνοϊκής τιμολόγησης, η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη (NPV/K) για όλες τις αποθηκευτικές ισχύεις που αντιστοιχούν στο εκάστοτε σενάριο απορρίψεων, σχεδόν για όλα τα σενάρια.

Για το σενάριο μέσης τιμολόγησης, προκύπτουν οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις μέχρι μια τιμή της αποθηκευτικής ισχύος και όχι για όλες τις τιμές ανάλογα με το σενάριο.

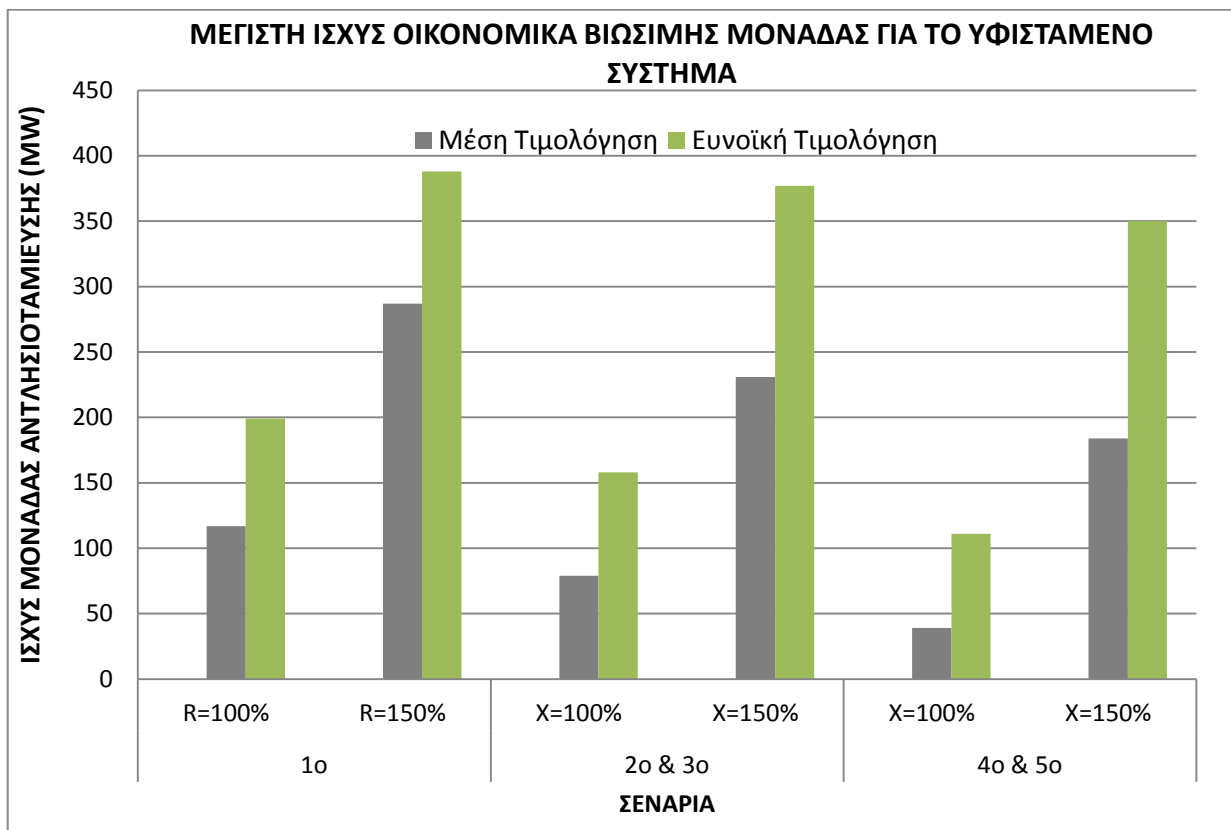
Για το σενάριο μη ευνοϊκής τιμολόγησης, η επένδυση προκύπτει συμφέρουσα για μικρή αποθηκευτική ισχύ στα σενάρια όπου η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αυξήθηκε πολύ.

Συνοπτικά παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα 5.3, η μέγιστη ισχύς για την οποία προκύπτει οικονομικά βιώσιμο έργο για τα σενάρια που εξετάστηκαν.

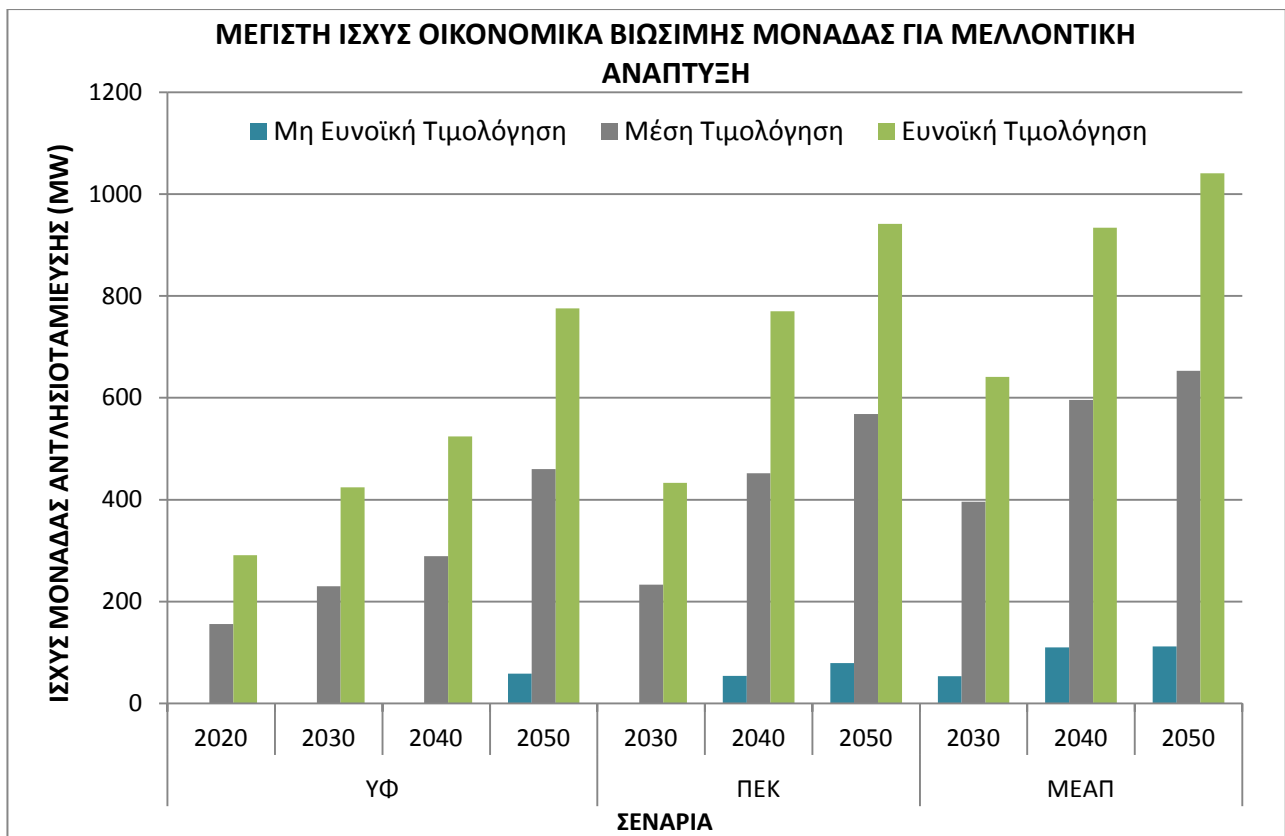
Σενάριο	Ευνοϊκή Τιμολόγηση	Μη Ευνοϊκή Τιμολόγηση	Μέση Τιμολόγηση
1ο (R=100%)	199 [MW]	-	117 [MW]
1ο (R=150%)	388 [MW]	-	287 [MW]
2ο & 3ο (X=100%)	158 [MW]	-	79 [MW]
2ο & 3ο (X=150%)	377 [MW]	-	231 [MW]
4ο & 5ο (X=100%)	111 [MW]	-	39 [MW]
4ο & 5ο (X=150%)	350 [MW]	-	184 [MW]
2020	291 [MW]	-	156 [MW]
2030-ΥΦ	424 [MW]	-	230 [MW]
2030-ΠΕΚ70	433 [MW]	-	233 [MW]
2030-ΜΕΑΠ70	641 [MW]	53 [MW]	396 [MW]
2040-ΥΦ	524 [MW]	-	289 [MW]
2040-ΠΕΚ70	770 [MW]	54 [MW]	452 [MW]
2040-ΜΕΑΠ70	934 [MW]	110 [MW]	596 [MW]
2050-ΥΦ	776 [MW]	58 [MW]	460 [MW]
2050-ΠΕΚ70	942 [MW]	79 [MW]	568 [MW]
2050-ΜΕΑΠ70	1041 [MW]	112 [MW]	653 [MW]

Πίνακας 4.3 Μέγιστη ισχύς οικονομικά βιώσιμης επένδυσης ανά σενάριο

Με βάση τον παραπάνω πίνακα 4.3 κατασκευάστηκαν τα ακόλουθα ιστογράμματα, σχήματα 5.56 και 5.57, στα οποία παρουσιάζονται οι παραπάνω τιμές.



Σχήμα 5.56 Μέγιστη ισχύς οικονομικά βιώσιμης μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια του έτους αναφοράς

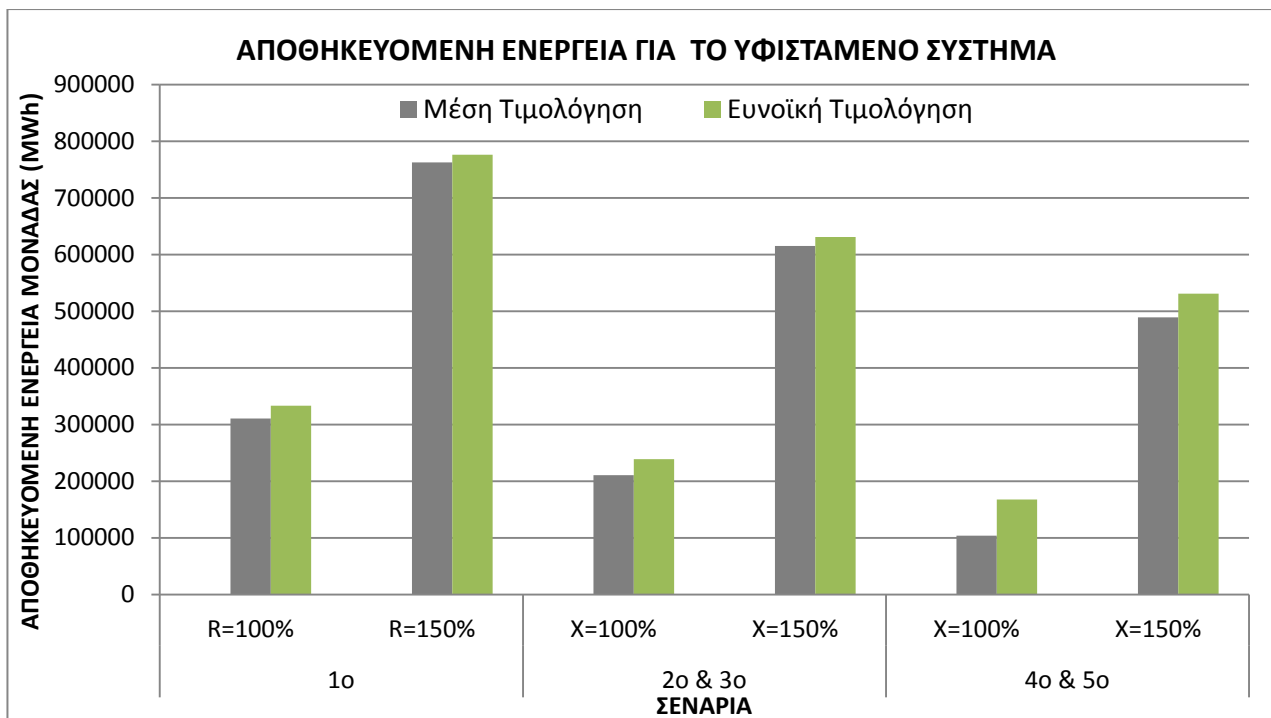


Σχήμα 5.57 Μέγιστη ισχύς οικονομικά βιώσιμης μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια της μελλοντικής ανάπτυξης

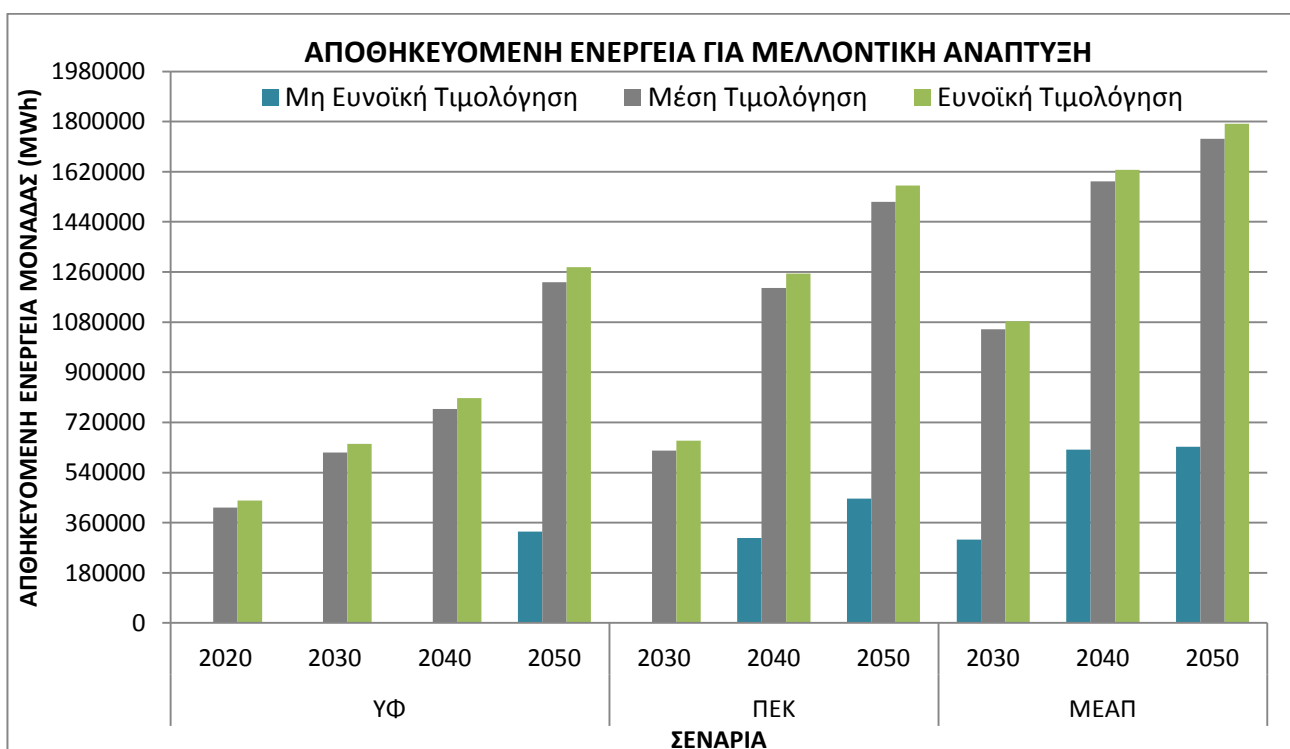
Για το υφιστάμενο σύστημα της Κρήτης, σχήμα 5.56, παρατηρείται ότι με αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φ/Β (οπότε και περισσότερες απορρίψεις ισχύος από το δίκτυο) αυξάνεται και η μέγιστη δυνατή ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης για την οποία η μονάδα είναι οικονομικά βιώσιμη επένδυση. Για την μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος, σχήμα 5.57, παρατηρείται ότι από το έτος 2020 στο 2050, για κάθε σενάριο (ΥΦ, ΠΕΚ, ΜΕΑΠ), εμφανίζεται αύξηση της ισχύος. Λόγω της χρονικής εξέλιξης οι εγκατεστημένες ισχύεις Αιολικών και Φ/Β αυξάνονται, οδηγούν σε μεγαλύτερες απορρίψεις ισχύος από το δίκτυο και επομένως μεγαλύτερη διαθέσιμη ισχύ προς αποθήκευση. Το σενάριο ΜΕΑΠ εμφανίζει τις μεγαλύτερες τιμές ισχύος μονάδας αντλησιοταμίευσης, λόγω της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ και αντίστοιχα το ΥΦ σενάριο τις μικρότερες. Ακόμη, και για τις δυο μελέτες, η τιμολόγηση είναι καθοριστικός παράγοντας του μεγέθους της ισχύος αντλησιοταμίευσης. Παρατηρείται αύξηση ισχύος από τη μη ευνοϊκή στη μέση και την ευνοϊκή τιμολόγηση.

Όμως το πιο σημαντικό, πέρα από την μέγιστη δυνατή ισχύ για την οποία προκύπτουν οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις είναι να φανεί η ενέργεια που είναι δυνατόν να αποθηκεύεται στον σταθμό με βάση τις απορρίψεις που υπάρχουν, καθώς και πόση από την απορριπτόμενη ενέργεια αποθηκεύεται τελικά στο σταθμό. Γι' αυτό το σκοπό παρατίθενται τα ακόλουθα ιστογράμματα, σχήματα 5.58-5.61.





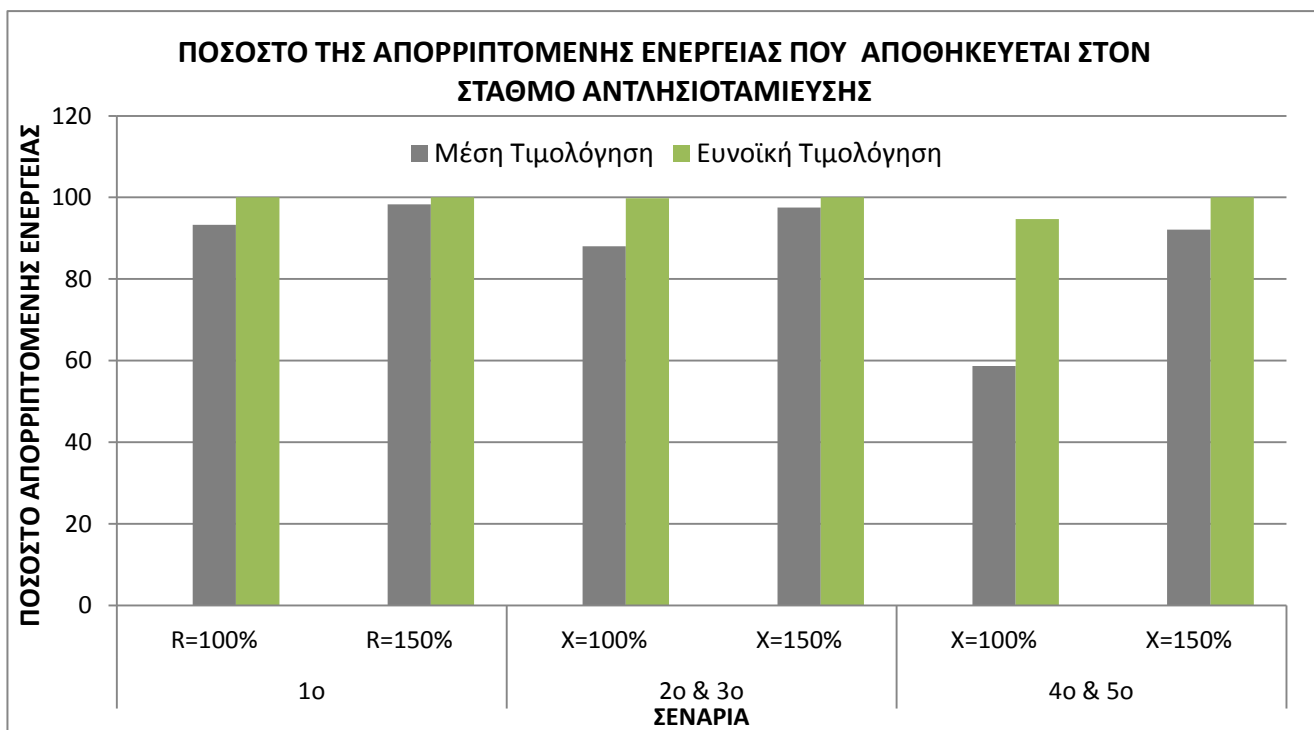
Σχήμα 5.58 Αποθηκευόμενη ενέργεια στον σταθμό αντλησιοταμίευσης για το υφιστάμενο σύστημα



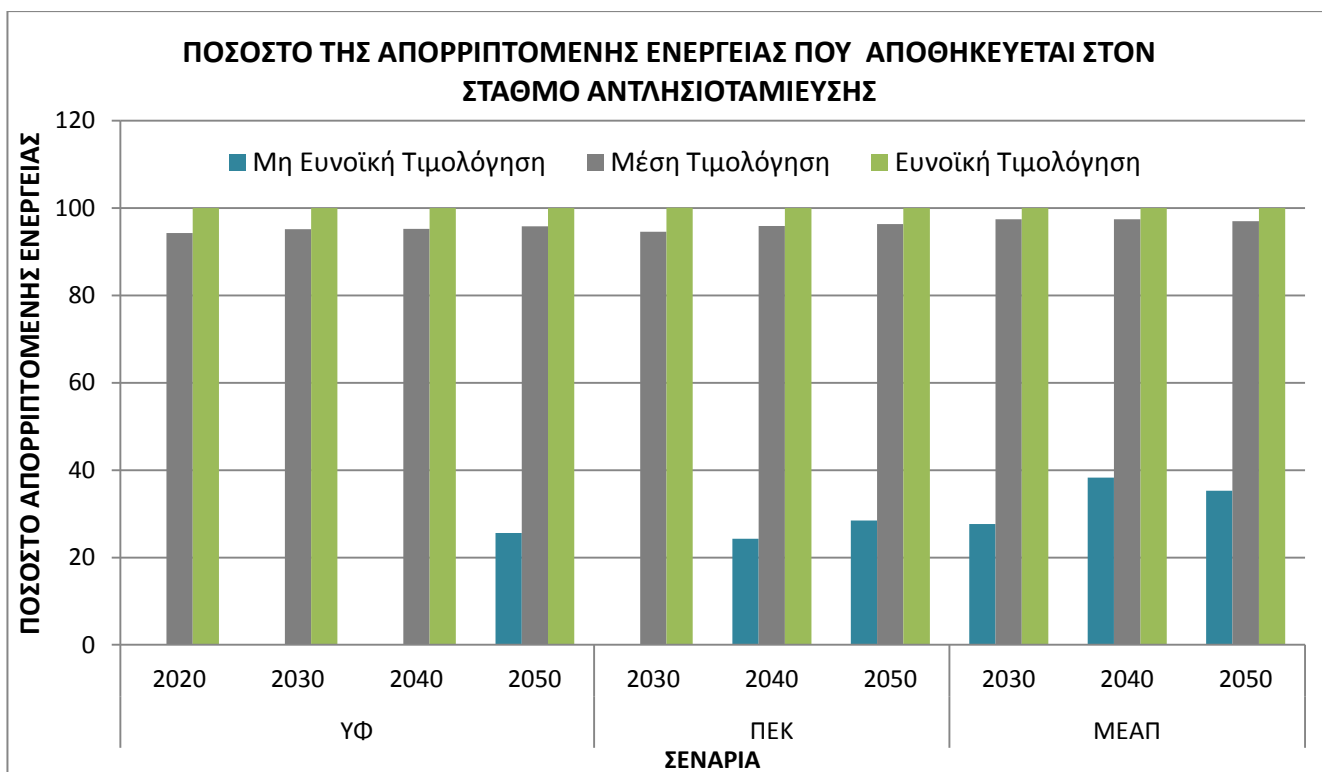
Σχήμα 5.59 Αποθηκευόμενη ενέργεια στον σταθμό αντλησιοταμίευσης για την μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος

Από τα σχήματα 5.58 και 5.59 φαίνεται ότι ενώ η ισχύς της μονάδας έχει αυξηθεί σημαντικά από την μέση στην ευνοϊκή τιμολόγηση, η ενέργεια που αποθηκεύεται στην μονάδα παραμένει σχεδόν ίδια. Αυτό οφείλεται στην μορφή των καμπυλών διάρκειας με βάση τις οποίες έγινε η ανάλυση, όπου όταν παρουσιάζεται μεγάλη αύξηση της ισχύος,

δεν αυξάνεται αντίστοιχα και το ποσό της ενέργειας που περικλείει η καμπύλη. Έτσι είναι εμφανές ότι για το σενάριο της μέσης τιμολόγησης επιτυγχάνεται η βέλτιστη αξιοποίηση της εγκατεστημένης ισχύος του αντλιοστασίου. Δηλαδή για την μέση τιμολόγηση εμφανίζονται οι βέλτιστες από ενεργειακή άποψη λύσεις.



Σχήμα 5.60 Ποσοστό απορριπτόμενης ενέργειας που αποθηκεύεται στον σταθμό- υφιστάμενο σύστημα



Σχήμα 5.61 Ποσοστό απορριπτόμενης ενέργειας που αποθηκεύεται στον σταθμό- μελλοντική ανάπτυξη

Από τα σχήματα 5.60 και 5.61 παρατηρείται ότι σχεδόν όλη η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο μπορεί να αποθηκευτεί στον υπό μελέτη σταθμό αντλησιοταμίευσης. Λίγο μικρότερη αξιοποίηση προκύπτει στο 5<sup>ο</sup> σενάριο της μελέτης υφιστάμενου συστήματος, για  $X=100\%$  γιατί εκεί εμφανίστηκαν μικρότερες απορρίψεις ενέργειας.

Μπορεί βέβαια να υπάρχει η δυνατότητα αξιοποίησης μεγάλων ποσών απορριπτόμενης ενέργειας με οικονομικά βιώσιμη την επένδυση σε ένα σταθμό αντλησιοταμίευσης, αλλά αυτό δε σημαίνει ότι είναι πάντα εφικτή και η κατασκευή μιας τέτοιας υποδομής. Όπως αναφέρθηκε και στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο ένα μειονέκτημα της αντλησιοταμίευσης είναι οι περιορισμοί σχετικά με την τοπογραφία του νησιού και την δυνατότητα κατασκευής μεγάλων ταμιευτήρων νερού. Στη συνέχεια δίνεται ένα παράδειγμα αντιστοιχίας ισχύος της μονάδας και μεγέθους ταμιευτήρα για μεγέθη που αντιστοιχούν στην Κρήτη.

Για διαφορά υψομέτρου των δυο ταμιευτήρων 400m, κάθε MW άντλησης αντιστοιχεί σε 1000 περίπου  $m^3$  νερού/ώρα ( $\frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot h}{3600} \cdot \eta = \frac{9,81 \cdot 4 \cdot 10^8}{3,6 \cdot 10^3} \approx 10^6 Watt = 1MW$ ). Άρα για 500MW και λειτουργία 10 ωρών/μέρα χρειάζονται  $5 \cdot 10^6 m^3$ .

Μπορεί δηλαδή να υπάρχει η αντίστοιχη εισροή ενέργειας αλλά από ένα σημείο και μετά να είναι δύσκολη ή ανέφικτη η κατάλληλη υποδομή για την αποθήκευσή της.

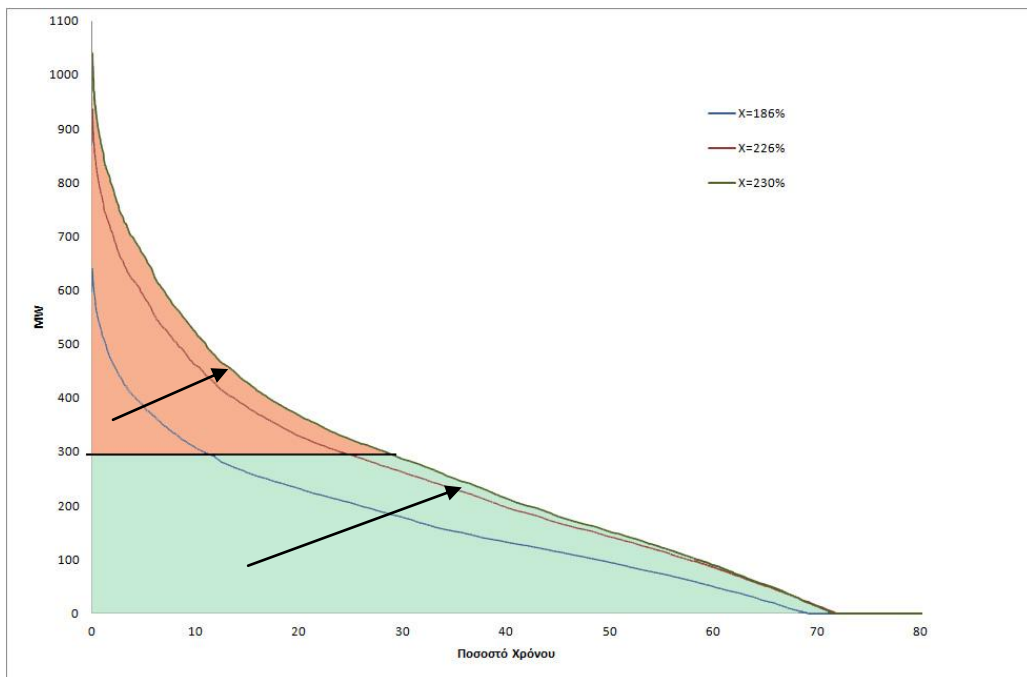
Τέλος, ακόμη και αν είναι εφικτή η αποθήκευση μεγάλης ισχύος, ίσως να μην είναι εκμεταλλεύσιμο όλο το ποσό της ενέργειας (πχ. δεν μπορεί να απορροφηθεί όλη, την επόμενη ημέρα από το δίκτυο).

Με πρόλογο τα δυο παραπάνω σημεία, στο επόμενο τμήμα του κεφαλαίου εξετάζεται συνοπτικά η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό δίκτυο, που σχεδιάζεται να υλοποιηθεί στα επόμενα χρόνια, και η επίπτωση που μπορεί να έχει στις μονάδες αντλησιοταμίευσης.

### 5.3 Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό δίκτυο

Στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο έγινε συνοπτικά αναφορά στις διασυνδέσεις αυτόνομων νησιών με το Ηπειρωτικό δίκτυο. Σχεδιάζεται, συγκεκριμένα, να γίνει διασύνδεση του ηπειρωτικού δικτύου με την Κρήτη, γιατί το ενεργειακό σύστημα της, εμφανίζει σημαντικά προβλήματα εξαιτίας της οριακής κάλυψης αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κατά τους θερινούς μήνες. Το κόστος παραγωγής των μονάδων που λειτουργούν στην Κρήτη είναι υψηλό, οι μονάδες έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης και παρουσιάζουν προβλήματα περιβαλλοντικής φύσεως [28]. Ακόμη η διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο, μέχρι σήμερα είναι περιορισμένη, παρά το πλούσιο δυναμικό της Κρήτης [28]. Έτσι στη συνέχεια παρουσιάζεται ποια είναι τα πιθανά οφέλη που προκύπτουν από την αύξηση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ με σκοπό τη διασύνδεση, τόσο για το Ηπειρωτικό δίκτυο όσο και για τον υπάρχον σταθμό αντλησιοταμίευσης, με ένα παράδειγμα, χρησιμοποιώντας τα προηγούμενα αποτελέσματα της εργασίας.

Για το σκοπό αυτό κατασκευάζεται το ακόλουθο διάγραμμα (σχήμα 5.62), το οποίο περιλαμβάνει τρεις καμπύλες διάρκειας. Οι καμπύλες αυτές προέρχονται από τα σενάρια ΜΕΑΠ70% για τα έτη 2030, 2040 και 2050.



Σχήμα 5.62 Αύξηση της εκμετάλλευσης υπάρχοντος σταθμού αντλησιοταμίευσης και της εκμετάλλευσης χωρητικότητας του καλωδίου διασύνδεσης

Στο σχήμα 5.62, δημιουργήθηκε το σενάριο ότι για εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 902MW ( $X=186\%$ , εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ίση με 1,86 επί το μέσο φορτίο του έτους) προέκυψε μελλοντικά οικονομικά βιώσιμη επένδυση σταθμού αντλησιοταμίευσης 300MW.

Αν τώρα όσες απορρίψεις δεν μπορούν να απορροφηθούν από το σταθμό διοχετευτούν στο Ηπειρωτικό δίκτυο με διασύνδεση (πχ. με καλώδιο 700 ή 1000MW, όπως εξετάζεται [28]), μπορεί να εγκατασταθεί μεγαλύτερη ισχύς ΑΠΕ. Υποθετικά πάντα, αν η εγκατεστημένη ισχύς αυξηθεί σε 1243MW ( $X=226\%$ ) ή 1380MW ( $X=230\%$ ), παρατηρείται ότι για τον ίδιο σταθμό αντλησιοταμίευσης 300MW αυξάνεται ο συντελεστής εκμετάλλευσης, ενώ ταυτόχρονα μπορεί να διοχετευθεί περισσότερη ισχύς στο Ηπειρωτικό δίκτυο.

Σημειώνεται είναι ότι η αύξηση των ΑΠΕ για τη διασύνδεση της Κρήτης παρουσιάζει διπλό όφελος. Τόσο για το δίκτυο της Κρήτης όπου ο σταθμός αντλησιοταμίευσης έχει καλύτερο συντελεστή εκμετάλλευσης, όσο και για το Ηπειρωτικό δίκτυο το οποίο λαμβάνει πρόσθετα ποσά ενέργειας και διακινεί ενέργεια για περισσότερο χρόνο.

## 6. Συμπεράσματα- Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Στην παρούσα εργασία στόχος ήταν αρχικά να υπολογιστεί η απορριπτόμενη ενέργεια από Αιολικά και Φωτοβολταϊκά στο δίκτυο της Κρήτης, για σενάρια ανεπτυγμένα για το υφιστάμενο σύστημα και την μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος, στο χρονικό πλαίσιο 2015-2050. Στη συνέχεια αυτές οι απορρίψεις λειτούργησαν ως δεδομένα για την τεchnοοικονομική ανάλυση μονάδας αντλησιοταμίευσης. Τέλος με βάση τα αποτελέσματα της παραπάνω διαδικασίας, δόθηκαν με ένα παράδειγμα τα πιθανά οφέλη της διασύνδεσης Κρήτης- Ηπειρωτικού δικτύου.

### 6.1 Συμπεράσματα

Παρατηρείται ότι με την εγκατάσταση συστήματος αντλησιοταμίευσης αξιοποιείται περισσότερη ενέργεια από ΑΠΕ σε σχέση με σήμερα. Στην ποσότητα που εντάσσεται στο δίκτυο της Κρήτης προστίθεται και ένα ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας που απορροφάται από τον σταθμό αντλησιοταμίευσης και μπορεί να αξιοποιηθεί αργότερα.

Σύμφωνα με τα σενάρια μελλοντικής ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, στα επόμενα χρόνια, και έως το 2050, παρουσιάζεται μεγάλη αύξηση εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ έως και τετραπλάσια της σημερινής. Ειδικά τα Φ/Β φαίνεται να παίζουν σημαντικό ρόλο στο μέλλον, αφού η εγκατεστημένη ισχύς τους είναι αυτή που δέχεται τη μεγαλύτερη αύξηση σε σχέση με τις υπόλοιπες ΑΠΕ. Η παρούσα διερεύνηση δείχνει ότι από αυτή την ισχύ των ΑΠΕ, πάνω από το μισό θα απορρίπτεται από το δίκτυο. Με την κατασκευή μονάδων αντλησιοταμίευσης είναι δυνατόν να αξιοποιηθούν αυτά τα μεγάλα ποσά απορριπτόμενης ενέργειας.

Τα σενάρια που εξετάστηκαν περιλαμβάνουν την ένταξη στο δίκτυο μόνο Αιολικών, την ένταξη των Φ/Β κατά προτεραιότητα και την ένταξη Αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής-απορρίψεων ενέργειας. Μάλιστα στα δυο τελευταία σενάρια, στην μελέτη του υφιστάμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, εξετάστηκαν δυο περιπτώσεις αναλογίας εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών- Φ/Β. Για την μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος εξετάστηκε μόνο το σενάριο αναλογίας παραγωγής-απορρίψεων ενέργειας για όλα τα έτη.

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών δείχνουν ότι, όταν στο δίκτυο υπάρχουν μόνο Αιολικά, οι απορρίψεις ενέργειάς τους είναι πολύ μεγαλύτερες απ' όταν εντάσσονται στο δίκτυο και Φ/Β, ανεξάρτητα από τον τρόπο ένταξης αυτών.

Όταν τα Φ/Β εντάσσονται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο (πράγμα που ισχύει σήμερα), περισσότερη παραγόμενη ενέργεια από τα Αιολικά αναγκαστικά απορρίπτεται.

Όταν Αιολικά και Φ/Β εντάσσονται με αναλογία παραγωγής-απορρίψεων ενέργειας, τα Αιολικά ευνοούνται περισσότερο διότι λειτουργούν όλο το 24ωρο σε αντίθεση με τα Φ/Β που λειτουργούν κατά τη διάρκεια της ημέρας και κυρίως τις ώρες αιχμής. Επομένως η απορριπτόμενη ενέργεια από Αιολικά μειώνεται και αντίστοιχα αυξάνονται οι απορρίψεις από Φ/Β.

Η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών παραμένει πάντα μεγαλύτερη των Φ/Β και συνεπώς τα ποσά ενέργειας που απορρίπτονται από Αιολικά είναι μεγαλύτερα των Φ/Β.

Κυρίως για τα μελλοντικά σενάρια ανάπτυξης, το ποσοστό απορρίψεων Φ/Β σε σχέση με την παραγόμενη από αυτά ενέργεια προκύπτει μεγαλύτερο αυτού των Αιολικών, λόγω της μεγάλης αύξησης εγκατεστημένης ισχύος τους.

Με την αύξηση εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ αυξάνεται και η ανάγκη για αποθήκευση, αφού μεγαλύτερα ποσά ενέργειας απορρίπτονται από το δίκτυο. Συνεπώς αυξάνεται και η απαιτούμενη ισχύς αντλησιοταμίευσης για αξιοποίηση αυτής της ενέργειας.

Όσον αφορά την τεchnοοικονομική ανάλυση του σταθμού αντλησιοταμίευσης, παρατηρείται ότι τον σημαντικότερο ρόλο παίζει η τιμολόγηση της ενέργειας. Για ευνοϊκή τιμολόγηση προκύπτει πάντα βιώσιμη επένδυση με μεγάλη αποθηκευτική ισχύ, αλλά και για μέση τιμολόγηση εμφανίζονται πολύ καλές προοπτικές αποθήκευσης. Για χαμηλή τιμολόγηση όμως οι οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις περιορίζονται στις περιπτώσεις όπου οι εγκατεστημένες ισχύεις ΑΠΕ και επομένως οι απορρίψεις της παραγωγής τους, αυξάνουν πολύ. Γενικότερα όμως, η κατασκευή μονάδας αντλησιοταμίευσης αποτελεί ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

Σημαντικό συμπέρασμα της ανάλυσης αποτελεί το γεγονός ότι με αύξηση της δυνατής ισχύος αντλιοστασίου στην ευνοϊκή τιμολόγηση, η αποθηκευόμενη ενέργεια δεν παρουσιάζει αντίστοιχη αύξηση, και μάλιστα είναι σχεδόν ίση με αυτή που προκύπτει για τη μέση τιμολόγηση, όπου η ισχύς είναι αρκετά μικρότερη. Αυτό συμβαίνει διότι το χρονικό διάστημα για το οποίο οι ΑΠΕ παράγουν πολύ μεγάλα ποσά ενέργειας είναι μικρό με αποτέλεσμα να μην αξιοποιείται στο έπακρο η μεγάλη ισχύς αντλιοστασίου. Βέβαια η μονάδα εξακολουθεί να είναι οικονομικά συμφέρουσα. Έτσι για τη μέση τιμολόγηση που εξετάστηκε προκύπτουν οι βέλτιστες ενεργειακά λύσεις. Ακόμη παρατηρείται σε όλα τα σενάρια μέσης και ευνοϊκής τιμολόγησης, ότι η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο αξιοποιείται σχεδόν στο σύνολό της από την μονάδα αντλησιοταμίευσης.

Τέλος η διασύνδεση της Κρήτης σε συνδυασμό με αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, παρουσιάζει οφέλη για τον υπάρχον σταθμό αντλησιοταμίευσης εφόσον βελτιώνεται ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του. Βέβαια ωφελείται και το Ηπειρωτικό δίκτυο αφού θα λαμβάνει σημαντικά ποσά ενέργειας ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στο δίκτυο της Κρήτης.

## 6.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Πέραν όσων αναπτύχθηκαν στην παρούσα εργασία, προτείνονται τα παρακάτω για περαιτέρω διερεύνηση.

- Αναζήτηση πιο λεπτομερών σεναρίων ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος ειδικά για την Κρήτη
- Ανάπτυξη περισσότερων και αναλυτικότερων περιπτώσεων τιμολόγησης ανά ανανεώσιμη ενέργεια που εισέρχεται στο σταθμό αντλησιοταμίευσης για πιο λεπτομερή οικονομοτεχνική μελέτη
- Μοντελοποίηση της εσωτερικής λειτουργίας ενός υβριδικού σταθμού στην Κρήτη
- Περισσότερη διερεύνηση γύρω από τη διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό δίκτυο για να αναπτυχθούν τα οφέλη που εμφανίζονται στον σταθμό αντλησιοταμίευσης ποσοτικά και όχι ποιοτικά όπως έγινε στην παρούσα εργασία
- Διερεύνηση δυνατότητας εγκατάστασης και λειτουργίας μεγάλων μονάδων αντλησιοταμίευσης στο δίκτυο του νησιού, από την πλευρά της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος (μεταβατικά φαινόμενα, εσωτερικό δίκτυο, ευστάθεια κλπ.)

## Παράρτημα

### 1) Πίνακας Μεταβλητών Προγράμματος Απορρίψεων

ETOT(9000,5) ( $E_{tot}$ , $E_{wind}$ , $E_{pv}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει την παραγωγή ενέργειας για κάθε ώρα. Για τις στήλες 1 έως 5, το 1 αντιστοιχεί στο πραγματικό φορτίο, το 2 στην παραγωγή Φωτοβολταϊκών, το 3 στην παραγωγή Αιολικών, το 4 στην ελάχιστη συμβατική ισχύ και το 5 στη συνολική συμβατική παραγωγή
VAR2(100)	Πίνακας που αποθηκεύει τις στήλες του αρχείου HYDROOMW, ώστε να μπορεί το πρόγραμμα στη συνέχεια να διαβάσει τα περιεχόμενά τους.
PROD1(9000) ( $P_{R-wind}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει την ωριαία παραγωγή των Αιολικών
PROD2(9000) ( $P_{R-pv}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει την ωριαία παραγωγή των Φωτοβολταϊκών
SYNOLO(9000) ( $P_{R-tot}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει τη συνολική παραγωγή των Αιολικών και Φωτοβολταϊκών.
PENMAX(9000) ( $P_{max}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει τη μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο
REJECT(9000) ( $R_{j-tot}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει τις συνολικές ωριαίες απορρίψεις από ΑΠΕ
REJECT1(9000) ( $R_{j-wind}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει τις ωριαίες απορρίψεις από Αιολικά πάρκα
REJECT2(9000) ( $R_{j-pv}$ )	Πίνακας που αποθηκεύει τις ωριαίες απορρίψεις από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς
SUM1	Άθροισμα της ενέργειας που παράγεται συνολικά για ένα έτος
SUM2	Άθροισμα της ενέργειας που παράγεται από Φωτοβολταϊκά για ένα έτος
SUM3	Άθροισμα της ενέργειας που παράγεται από Αιολικά για ένα έτος
SUM4	Άθροισμα της ελάχιστης συμβατικής ισχύς του έτους
SUM5	Άθροισμα της συμβατικής παραγωγής του έτους
FWTOVOLTAIKAMX ( $N_{pv}$ )	Εγκατεστημένη ισχύς Φωτοβολταϊκών
AIOLIKAMX ( $N_{wind}$ )	Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών
X	Ποσοστό της εγκατεστημένης ενέργειας Αιολικών και Φωτοβολταϊκών σε σχέση με το μέσο φορτίο
R	Ποσοστό της εγκατεστημένης ενέργειας Αιολικών σε σχέση με το μέσο φορτίο
F	Ποσοστό της εγκατεστημένης ενέργειας Φωτοβολταϊκών σε σχέση με το μέσο φορτίο
ML ( $M_i$ )	Το μέσο φορτίο του εκάστοτε έτους, για τα σενάρια του ενεργειακού σχεδιασμού [1]
FACT ( $F_{ct}$ )	Πολλαπλασιάζεται με τη χρονοσειρά παραγωγής του έτους αναφοράς και δίνει τη μελλοντική χρονοσειρά παραγωγής για καινούρια εγκατεστημένη ισχύ.
FACT1 ( $F_{ct1}$ )	Πολλαπλασιάζεται με τη χρονοσειρά παραγωγής Αιολικών του έτους αναφοράς για να δώσει την αντίστοιχη μελλοντική
FACT2 ( $F_{ct2}$ )	Πολλαπλασιάζεται με τη χρονοσειρά παραγωγής Φωτοβολταϊκών του έτους αναφοράς για να δώσει την αντίστοιχη μελλοντική
FACT3 ( $F_{ct3}$ )	Πολλαπλασιάζεται με τη χρονοσειρά ολικού φορτίου του έτους για να δώσει την αντίστοιχη μελλοντική
SUM	Το άθροισμα των συνολικών απορρίψεων του έτους
SUMA	Το άθροισμα των απορρίψεων από Αιολικά για ένα έτος



SUMF	Το άθροισμα των απορρίψεων από Φωτοβολταϊκά για ένα έτος
THERMAL	Η παραγωγή ενέργειας των θερμικών σταθμών για ένα έτος
TECHMIN	Το τεχνικό ελάχιστο των θερμικών σταθμών
REJFRA	Ποσοστό απορρίψεων σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

## 2) Πίνακας Μεταβλητών Προγράμματος Τεχνοοικονομικής Ανάλυσης

ESTOR(9000) ( $E_{stor}$ )	πίνακας που αποθηκεύει το εμβαδόν κάτω από την καμπύλη διάρκειας για την αντίστοιχη ισχύ, δηλαδή την αποθηκευόμενη ενέργεια
REJECT(9000) ( $R_{j-tot}$ )	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές των απορρίψεων της εκάστοτε καμπύλης διάρκειας που εισάγουμε στο πρόγραμμα μέσω του αρχείου SENARIOXXXX.TXT, όπου τα XXXX αλλάζουν ανάλογα με το σενάριο που εξετάζουμε
HOURS(9000)	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές των ωρών που αντιστοιχούν στις απορρίψεις REJECT(M) της καμπύλης διάρκειας που εισάγουμε από το αρχείο SENARIOXXXX.TXT
EPROD(9000) ( $E_{prod}$ )	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές της παραγόμενης ενέργειας που προκύπτουν από τις αντίστοιχες τιμές του πίνακα ESTOR(M)
BNET(9000) ( $B_{net}$ )	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές ετησίων εσόδων που υπολογίζονται συναρτήσει του σεναρίου τιμολόγησης
K(9000) (K)	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές του κόστους επένδυσης που υπολογίζονται συναρτήσει των απορρίψεων REJECT(M)
C(9000) (C)	πίνακας που υπολογίζει το λειτουργικό κόστος συν τους φόρους που υπολογίζονται συναρτήσει των BNET και K
A(30)	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές των όρων του αθροίσματος του πρώτου μέρους της σχέσης της καθαρής παρούσας αξίας
B(5)	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές των όρων του αθροίσματος του δεύτερου μέρους της σχέσης της καθαρής παρούσας αξίας
SUM(9000) (NPV)	πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) για κάθε επανάληψη
E(9000)	πίνακας που αποθηκεύει τα εμβαδά των επιμέρους τραπεζίων που σχηματίζουν το εμβαδόν της καμπύλης διάρκειας
VAR1	μεταβλητή που αντιστοιχεί στην στήλη των ωρών του αρχείου που εισάγεται στο πρόγραμμα
VAR2	μεταβλητή που αντιστοιχεί στην στήλη των απορρίψεων του αρχείου που εισάγεται στο πρόγραμμα
SUMA	το άθροισμα μέσω του οποίου προκύπτει το εκάστοτε εμβαδόν που αντιστοιχεί σε συγκεκριμένη ισχύ και αποθηκεύεται στον πίνακα ESTOR(M)
SUM1	το άθροισμα που δίνει τον πρώτο όρο της σχέσης της καθαρής παρούσας αξίας
SUM2	το άθροισμα που δίνει το δεύτερο όρο της σχέσης της καθαρής παρούσας αξίας
SUM(M)/K(M)	ο λόγος καθαρής παρούσας αξίας κόστους επένδυσης, για την εκάστοτε επανάληψη

## Βιβλιογραφία

- [1] Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, Μάρτιος 2012, Οδικός Χάρτης για το 2050.
- [2] J. Anagnostopoulos, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.
- [3] Δ. Παπαντώνης, ΤΕΕ Ιωάννινα 2009, Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη της αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί.
- [4] [http://www.storiesproject.eu/docs/energystorage\\_greek.pdf](http://www.storiesproject.eu/docs/energystorage_greek.pdf)
- [5] I. Hadjipaschalis, A. Poulikkas, V. Efthimiou, 2009, Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13: 1513-1522.
- [6] J.K. Kaldellis, D. Zafirakis, K. Kavadias, 2009, Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13: 378-392.
- [7] D.T. Bradshaw, 2000, Pumped hydroelectric storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES), In proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.
- [8] Haisheng Chen et al, 2009, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Vol. 19: 291-312.
- [9] Ysh Najjar, Ms. Zaamout, 1989, Performance analysis of compressed air energy storage (CAES) plant for dry regions, Energy Conversion Management. Vol. 39: 1503-1511.
- [10] P. Denholm, G.L. Kulcinski, 2004, Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems, Energy Conversion Management, Vol. 45: 2153-2172.
- [11] Ευάγγελος Ι. Βρεπτός, Αθήνα 2010, Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ - Συσσωρευτών Υδρογόνου.
- [12] Πέτρος Μιχελάκης, Αθήνα 2011, Προσομοίωση και βελτιστοποίηση σχεδιασμού υβριδικού σταθμού παραγωγής από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά και σύστημα αντλησιοταμίευσης σε μη- διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Διερεύνηση δυνατοτήτων διοχέτευσης της παραγωγής ΑΠΕ κατά προτεραιότητα στο ηλεκτρικό δίκτυο της Λέσβου.

- [13] Marco Semadeni, 2004, Storage of energy, Overview, Encyclopedia of Energy, Vol. 5: 719-738.
- [14] Δέσποινα- Λητώ Παληαρούτα, Αθήνα 2011, Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας.
- [15] Ιωάννης Δ. Σπύρου, 2009, Ανάπτυξη Αλγορίθμου για Προσομοίωση και Βέλτιστο Σχεδιασμό Αυτόνομου Συστήματος Αφαλάτωσης Τροφοδοτούμενο από Υβριδικό Σύστημα Α.Π.Ε. με Αντλησιοταμίευση.
- [16] Αγγελική Σαγάνη, Αθήνα 2009, Η Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας – Μέθοδοι Αποθήκευσης και Εφαρμογές.
- [17] K. Protopapas, S. Papathanassiou, Athens 2006, Application of pumped storage to increase wind penetration in isolated island grids. In Proceedings of European wind Energy Conference – EWEC.
- [18] C. Bueno, J.A. Carta, 2006, Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 10, No. 4: 312-340.
- [19] ΚΑΠΕ, 2001, Οδηγός τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.
- [20] Αρθούρος Ζερβός, Γεώργιος Κάραλης, Αθήνα 2009, Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας.
- [21] [stevengoddard.wordpress.com](http://stevengoddard.wordpress.com)
- [22] [greentechlead.com](http://greentechlead.com)
- [23] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2007, Energy Conversion and Management 48 3009–3017.
- [24] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), Αθήνα 2010-2011, Κώδικας διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων νησιών.
- [25] Σταύρος Παπαθανασίου, Αθήνα 2011, Υβριδικοί σταθμοί στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.
- [26] <http://www.dei.gr/Default.aspx?id=10845&nt=19&lang=1>
- [27] ΝΟΜΟΣ ΥΠ'ΑΡΙΘ. 3468, 2006
- [28] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), Αθήνα 2011, Μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, Διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα.

- [29] E. Dialynas, Chalkida, April 2009, Impacts of high level wind penetration on the operation of the Greek electricity production system, Technical Chamber of Greece Meeting.
- [30] N. Boulaxis, 2<sup>nd</sup> National Meeting of the Energy Institute of Southeast Europe (IENE), Athens, November 2009, The penetration of RES in the electric network and the National goals for 2020.
- [31] G. Caralis, S. Delikaraoglou, K. Rados, A. Zervos, EWEC 2010, Warsaw, Poland, April, 2010, Towards optimum macro-siting of wind farms in the Greek power supply system using generalized evolutionary algorithms.
- [32] Γεώργιος Κάραλης, 2008, Διδακτορική Διατριβή, Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμιευτήρων.
- [33] SA. Papathanassiou, NG Boulaxis, Renewable Energy 2006, Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems, Vol 31, 457–479.
- [34] S. Papaefthymiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, IEEE Trans. on Sustainable Energy, 2010, A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Icaria , 1(3), 163-172.
- [35] G. Caralis, D. Papantonis, A. Zervos, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system, 16, 2558-65.